

xxeriac

XX Encuentro Regional Iberoamericano del CIGRE

TOMO III

SISTEMAS

Comités de Estudios
C1 - C2 - C3 - C4 - C5 - C6

25 AL 29
DE MAYO DEL 2025
Ciudad del Este - Paraguay

cigre Paraguay

Apoyo organizacional:

ITAIPU BINACIONAL

FICHA TÉCNICA

Coordinadores
Ing. Silver Gustavo Guerrero Ramírez
Presidente de CIGRE Paraguay

Ing. Rodrigo Eduardo Chaparro Moraes
Coordinador del Comité Técnico del XX ERIAC

Diseño y diagramación
Victoria Mazacotte
ITAIPU Binacional

Año: 2025

ISBN: 978-99989- 1 -472-8

Sitio web: www.cigre.org.py | **Sitio web ERIAC:** www.xxeriac.com.py

Los derechos de propiedad de los artículos fueron cedidos por los autores según el documento "General Conditions Concerning CIGRE Copyrights" mencionado en la "VI- Guía para la elaboración y envío de artículos técnicos".

XX Encuentro Regional Iberoamericano del CIGRE

TOMO III

SISTEMAS

Comités de Estudios
C1 - C2 - C3 - C4 - C5 - C6



Coordinadores:

Ing. Silver Gustavo Guerrero Ramírez
Presidente de CIGRE Paraguay

Ing. Rodrigo Eduardo Chaparro Moraes
Coordinador del Comité Técnico del XX ERIAC

CONTENIDO

I. Presentación **17**

II. Temas Preferenciales **19**

III. Trabajos destacados de los CE C1, C2, C3, C4, C5, C6 **23**

IV. Comités de Estudio C1 **27**

- C1.01_2961 - Modelo de Otimização de Banco de Baterias Acoplado à UHE Itaipu para Aumento da Produtividade 29

- C1.02_3116 - Impacto de Diferentes Estrategias de Carga de Vehículos Eléctricos en la Curva de Demanda Diaria del Sistema Eléctrico Argentino 37

- C1.03_3195 - Confiabilidade composta aplicada na determinação do montante de armazenamento por bateria 46

- C1.04_3507 - Diseño y operación óptimos de BESS en sistemas de distribución para alcanzar ingresos máximos por ventas de electricidad 56

- C1.05_3090 - Desempeño energético de los sistemas solares fotovoltaicos flotantes y su complementariedad con la generación hidroeléctrica 64

- C1.06_3542 - Definición de precios en la producción de Hidrógeno Verde y análisis del impacto energético de su implementación en el sector transporte en Paraguay 74

- C1.07_3574 - Análisis y evaluación de alternativas y requerimientos para terminales de recarga de buses eléctricos, para el transporte público del Área Metropolitana de Asunción 83

- C1.08_3410 - Desenvolvimento e Avaliação de Estratégias de Despacho de Energia para Sistemas de Armazenamento Hidrogênio-PEM Utilizando Simulação em Tempo Real 93

- C1.09_2962 - Nova abordagem para gestão de ativos do setor elétrico - sistema SIOGA 103

- C1.11_3435 - Indicadores estatísticos como ferramenta de apoio à gestão de ativos para definição de políticas ótimas 112

- C1.13_3493 - Alinhamento entre as normas ISO 22.316 e 55.001 para o fortalecimento da resiliência organizacional 120

- C1.14_3550 - Experiência Internacional dos procedimentos para a determinação dos volumes e localizações das fontes de geração em leilões de confiabilidade elétrica 129

- C1.15_3622 - Evaluación de Seguridad Estática para la Planificación Operativa de Corto Plazo mediante la Integración de GAMS y PowerFactory DIgSILENT 138

- C1.16_3668 - Planejamento de Redes e Incentivos para Data Centers: Lições Internacionais para o (Brasil) 148

- C1.17_3136 - Impacto de la generación renovable en la estabilidad de la frecuencia y en el amortiguamiento de oscilaciones en el Sistema Argentino de Interconexión 158

- C1.18_3197 - Aplicação de uma tecnologia de caráter inovador no Sistema Elétrico (Brasil) eiro em termos de modularidade e mobilidade: Estudos de casos reais para implantação de equipamentos com tecnologia FACTS na rede DIT do Estado de São Paulo 167

- C1.19_3241 - Optimización de Redes de Transmisión: Evaluación de Dispositivos Avanzados de Control de Flujo de Potencia 177

- C1.20_3503 - Dimensionamento ótimo de reserva girante para controle de frequência considerando falhas de sistemas de geração e transmissão 187

- C1.21_2985 - Mitigación de restricciones e incremento en la flexibilidad operativa mediante optimización topológica 197

- C1.23_3248 - Aplicación de Metodología de Planeamiento Flexible. Estudio de Caso de propuestas al Plan de Expansión Colombiano 2024-2040 204

- C1.24_3461 - El pronóstico de demanda máxima integrada y el consumo de energía eléctrica en la planeación a largo plazo y su importancia para el Sistema Eléctrico Nacional 214

- C1.25_3242 - Principios Económicos de la Operación de Sistemas Hidrotérmicos de Generación 224

- C1.26_3274 - Herramienta de código abierto para el cálculo de penalizaciones por Energía No Suministrada en redes de distribución 234

- C1.27_3032 - Herramienta de código abierto para el cálculo de confiabilidad en redes eléctricas de distribución 242

- C1.28_3556 - Contribuição das renováveis variáveis na potência firme: Estudos de caso de confiabilidade no sistema mexicano 250

- C1.29_3620 - Flujo de carga DC aplicado al sistema de transmisión de energía eléctrica uruguayo 260

- C1.30_3094 - Análisis del impacto de la Actualización Tecnológica en los indicadores estratégicos de la ITAIPU Binacional 267

- C1.31_2927 - Atendimento ao Plano de Contingências pela Estratégia de Sobressalentes das Subestações dos Parques Eólicos 275

- C1.32_3433 - Metodologías de Cálculo de Carga y Densidad de Carga de Transformadores de Distribución en Base al Consumo de Energía Eléctrica 283

V. Comités de Estudio C2 291

- C2.01_3379 - Análise de dinâmicas oscilatórias do sistema interligado paraguaio-argentino-uruguaio produzidas pelo grupo de trabalho Itaipu-ANDE-Cammesa-Yacyretá 293

- C2.02_3438 - Desempeño de la Operación Interconectada del Sistema Eléctrico Paraguayo con los Sistemas Eléctricos Argentino y Uruguayo 303

- C2.03_3520 - Algoritmo para determinación de límites de estabilidad dinámicos en el área NOA + Centro Norte 311

- C2.04_3675 - Desafios e Estratégias na Operação do Sistema Interligado Nacional: Atendimento à ponta de carga 319

- C2.05_3013 - Estudio de Compensador Serie Estático Síncrono (SSSC) e implementación sobre redes radiales del SADI 329

- C2.06_3488 - Metodología para la Evaluación del Desempeño de Compensadores Serie Síncronos Estáticos (SSSC) utilizando Inteligencia Artificial 337

- C2.07_3306 - Uso de Transformadores Defasadores para Controle de Carregamento e Recondutoramento de Linhas de Transmissão em Região com Alta Penetração de Fontes Renováveis 346

- C2.08_3663 - Capabilímetro: Aplicación para el monitoreo en tiempo real del aporte de potencia reactiva solicitado a los generadores 354

- C2.09_3490 - Evaluación del desempeño de la respuesta ante fallas de recursos basados en inversores utilizando mediciones sincrofasoriales e inteligencia artificial 363

- C2.10_3313 - Maximización de evacuación de potencia en áreas con alta penetración de energía renovable interrumpible, mediante datos sincrofasoriales en tiempo real. 373

- C2.11_3501 - Estimador de estados e de topologia de redes elétricas baseado em PMUs 382

- C2.12_3623 - Sistema de Monitoreo del Índice de Estabilidad de Tensión en Tiempo Real: Integración de procesamiento SCADA, PMU, Python y Grafana. 391

- C2.14_2934 - Predição de geração eólica, solar, e demanda de energia com frameworks baseados em arquitetura de LSTM - Long Short-Term Memory 399

- C2.15_3014 - Optimización de la capacidad de transmisión de una red radial mediante sistema de almacenamiento de energía en baterías 409

- C2.16_3713 - Mitigación de la Restricción de Energía Renovable en el SENI mediante Sistemas de Almacenamiento con Baterías 419

- C2.17_2965 - Metodología de Priorización de Impacto ante Contingencias Múltiples: Caso de Cruces de Líneas de Transmisión 427

- C2.18_3159 - Tecnologias de Suporte à Decisão em Centros de Operação: A Experiência da TAESA frente a contingências em Linhas de Transmissão após ação de vandalismo e falhas de componentes 437

- C2.20_3534 - Otimização da Tomada de Decisão: Software Dinâmico no Centro Integrado de Geração e Transmissão (COI GT) 445

- C2.21_3091 - Propuesta de implementación de tecnologías (Dynamic Line Rating) DLR en la operación del sistema eléctrico colombiano 452

- C2.22_3323 - Treinamentos em Procedimentos Operativos com Simulador em Regime Permanente e Transitório para a Capacitação de Operadores de Sistema 462

- C2.23_3583 - Abstraindo a Complexidade Matemática Utilizando Inteligência Artificial para Previsão de Tensão Dada a Mudança no Ponto de Operação do ELO HVDC 472

- C2.24_3394 - Compensação de rampas de potência em grandes plantas fotovoltaicas por meio do controle flexível da potência gerada sem o uso de dispositivos complementares 481

- C2.25_3658 - Sistema de inteligencia artificial en un SCADA de código abierto para pequeñas empresas de distribución de energía eléctrica 489

- C2.26_3022 - Planificación de la operación de corto plazo en redes inteligentes de distribución: Un caso real de estudio en San Juan, Argentina 496

- C2.27_3168 - Metodología desacoplada para la identificación y clasificación de restricciones en el análisis de seguridad de la operación de sistemas de potencia 504

- C2.28_3582 - Análise do problema de estabilidade de tensão frente à variação de patamar de carga e influência de MMGD 514

- C2.29_3355 - Previsão de impacto em rede elétrica por fenômenos meteorológicos 523

- C2.30_3188 - SIGMA: Ferramenta de Recomendação e Execução de Manobras Coordenadas 531

- C2.31_3268 - Ferramenta de suporte para o desenvolvimento de telas de instalações no Operador Nacional do Sistema Elétrico 541

- C2.32_3499 - Impactos da integração de fontes de energia baseadas em hidrogênio de baixo carbono no sistema elétrico brasileiro 549

VI. Comités de Estudio C3 559

- C3.01_3710 - Eficiencia Energética para reducir el efecto del Cambio Climático 561

- C3.02_3317 - Mapeo de alternativas para promover la transición energética en unidades generadoras 569

- C3.03_3097 - Estudo de expansão de geração de energia elétrica considerando apenas fontes de baixa emissão de carbono 580

- C3.04_3581 - Economia circular nas termelétricas de base florestal no (Brasil) : evidências sobre o presente e perspectivas 585

- C3.05_3481 - Análisis de escenarios de transición en la matriz energética del Paraguay: inserción de vehículos con celdas de combustible en el sector transporte 595

- C3.06_3194 - Análisis del impacto energético, financiero y ambiental de la incorporación de buses eléctricos a la flota de transporte público en las principales áreas metropolitanas de Paraguay 604

- C3.07_3161 - Análisis de Alternativas de Generación Eléctrica Renovable para una Zona Aislada. Caso de estudio Estación Biológica Los Tres Gigantes, Bahía Negra, Pantanal del Chaco paraguayo 614

- C3.08_3645 - Intervenciones Urbanas Sostenibles en Comunidades Vulnerables: Derecho a la Ciudad, Participación Ciudadana y Sostenibilidad en Justicia, Paz y Vida, El Tambo, Huancayo; Vicso, Orcotuna, Concepción; y Barrio San Cristóbal, Chilca, Huancayo 622

- C3.09_3655 - Sostenibilidad y Arquitectura: Estrategias de Participación Comunitaria y Evaluación Socioambiental en Proyectos de Impacto 626

- C3.10_3256 - Efeitos e contribuições da fase de implantação de linhas de transmissão de energia elétrica para geração de dados socioambientais regionais, estudo de caso: regiões sudoeste e centro-oeste do estado do Rio Grande do sul 630

- C3.11_3352 - Manejo integrado de vegetação sob as linhas de transmissão 638

- C3.12_3160 - Novas topologias sustentáveis para implantação de sistema de alimentação auxiliar em subestações 647

- C3.13_3425 - Aplicação de Impressão 3D como solução para adequação á NR10 de Chaves da GIS em Itaipu Binacional 653

- C3.14_3396 - Aplicação da análise hierárquica de processos na determinação do CVPC do recurso energético de fonte nuclear 661

- C3.15_3342 - Estudios e Innovaciones adoptadas en el Sistema de transferencia de peces del Proyecto de Ampliación de la CHY en la MI del Brazo Aña Cua 670

VII. Comités de Estudio C4 **681**

- C4.01_2975 - Modelos y criterios para el estudio del acoplamiento inductivo de una línea de Alta Tensión con un gasoducto enterrado 683

- C4.03_3290 - Optimización del Aislamiento en Subestaciones a Grandes Alturas: Aplicación de Metodología Semi-Estadística 688

- C4.04_3358 - Evaluación Comparativa de Estrategias de Protección contra Descargas Atmosféricas en Líneas de Transmisión de 220 kV 697

- C4.05_3062 - Fisuras en losas de concreto de reactores de núcleo de aire ocasionadas por la generación campos magnéticos intensos 706

- C4.06_3234 - Geoeletric modeling for the design of the groundings of aerogenerators towers 716

- C4.07_3384 - Posibilidades técnicas para alcanzar cero emisiones en 2050 en el sector eléctrico 724

- C4.09_3064 - Reavaliação do controle automático de tensão de Itaipu 50 Hz visando a mitigação de comandos excessivos 730

- C4.10_3227 - Impacto Armónico de Dispositivos FACTS M-SSSC: Metodología para su Evaluación en Sistemas Eléctricos 739

- C4.11_3451 - Ordem de Potência Adaptativa em Elos de Corrente Contínua Inseridos em Sistemas de Corrente Alternada 749

- C4.12_3512 - Desenvolvimento de Método para REDUÇÃO do Impacto de VTCDS em Clientes Industriais 758

- C4.13_3101 - Análisis estocástico para determinar el riesgo de falla en equipos de subestación por fallas de apantallamiento, durante el tiempo muerto de recierre monofásico, en la línea de transmisión Porce Sogamoso 500 kV. 766

- C4.14_3265 - Análise Comparativa das Distorções Harmônicas em um Complexo Solar Real: Dados Teóricos versus Medições em Campo 776

- C4.15_3431 - Metodología de Homologación de los Modelos Masa-Resorte de Unidades Térmicas para Estudios de Resonancia Subsíncrona 784

- C4.16_3679 - Análise do impacto da metodologia de modelagem de subestações em estudos de coordenação de isolamento 794

- C4.17_3102 - Análise comparativa da estabilidade eletromecânica da região nordeste do (Brasil) em sistemas de alta tensão: comparação entre a utilização de STATCOM e compensadores síncronos no controle de sobretensões 804

- C4.18_3380 - Estudo de caso de simulação híbrida fasorial-eletromagnética do sistema equivalente paraguaio-argentino em software nativo 811

- C4.19_3382 - Estudo comparativo entre ferramentas de simulação fasorial dinâmica baseadas no método de integração trapezoidal implícito e semi-implícito 821

- C4.21_3167 - Estudo de caso sobre a avaliação da oscilação de tensão durante reprodução em campo do fenômeno ocorrido em 2021 com a abertura da linha 69kV 02C3 São João do Cariri/ Juazeirinho e com as centrais geradoras eólicas Lagoa II e Canoas conectadas no sistema elétrico da Energisa Paraíba 829

- C4.22_3434 - Análisis de Interacción entre PSS y HVDC Observada Durante los Estudios para la Operación del Sistema Interconectado Itaipu/ANDE/Yacyretá 838

- C4.23_3436 - Estimación de Regiones de Estabilidad de Sistemas de Potencia en Función de Ajustes de Controladores del Sistema de Excitación de Generadores Síncronos 846

- C4.24_3495 - Modelagem de geradores e equivalentes dinâmicos de Itaipu no ATP: validação com o ANATEM e os principais desafios encontrados 854

- C4.25_3111 - Lineamientos para el Modelado de Vehículos Eléctricos Orientado a su Impacto en la Dinámica de Grandes Redes Eléctricas 862

- C4.26_3205 - Investigação dos Dados de Falhas em Reguladores de Tensão por meio da FTA e FMEA 871

- C4.27_3594 - Análise da influência da rede de média tensão de um parque na manobra de energização de transformadores 879

- C4.28_3690 - Análisis de Efectividad del Ángulo de Apantallamiento en Líneas de Transmisión de 500 y 220 kV contra Descargas Atmosféricas, Incluyendo Consideraciones en Laderas. 887

- C4.29_3240 - Pruebas HIL para la Validación del Controlador del Automatismo de Transferencia en el Doble Circuito de 220kV Mulchén – Charrúa 897

- C4.30_3502 - Avaliação de Corte de Carga Emergencial como Recurso para Aumentar as Margens de Segurança Dinâmica dos Sistemas de Energia Elétrica 907

- C4.32_3647 - Reducción del Sistema Eléctrico Chileno para Simulaciones Dinámicas en softwares EMT y Hardware-in-the-loop 916

VIII. Comités de Estudio C5 **926**

- C5.01_3257 - Desafios Técnicos e Econômicos sob a Ótica Regulatória para a Integração da Geração Distribuída no Sistema Elétrico (Brasil) eiro – Inovações Necessárias e Lições Mundiais a Serem Incorporadas 928

- C5.02_3565 - Regulación de los Sistemas Eléctricos ante la penetración de Energías Renovables variables 938

- C5.03_3514 - Evaluación de la normativa colombiana para la Integración de FNCER en redes de distribución utilizando un algoritmo genético Chu-Beasley 947

- C5.04_3631 - Tres décadas de la creación del sector eléctrico colombiano: Análisis y balance entre resiliencia, eficiencia, seguridad y el avance del sector 956

- C5.05_3477 - Innovación en el diseño de mercados eléctricos: impacto futuro y comparativo entre EE.UU, Inglaterra, Australia, Chile y Colombia 965

- C5.06_3592 - Pequenos Reatores Modulares Nucleares (Small Modular Reactors) – Avaliação de impactos regulatórios, normas e políticas públicas no (Brasil) 974

- C5.07_3698 - El Rol central del Usuario Final en el Diseño del Mercado Eléctrico: Integración de la Generación Distribuida y Gestión Activa de la Demanda 984

- C5.09_3170 - Medición del Riesgo de Crédito en el Mercado de Energía Mayorista Colombiano 995

- C5.10_3473 - Métodos de detección de posibles casos de manipulación en el mercado ibérico de electricidad 1006

- C5.11_3652 - Análise de métricas de risco aplicadas a otimização multiobjetivo de portfólios de compra e venda de energia 1016

- C5.17_3152 - Gestión de la morosidad de clientes de media y baja tensión mediante ruteo inteligente basado en aprendizaje no supervisado, herramientas para resolver TSP (Traveling Salesman Problems) y metaheurística 1025

- C5.18_3336 - Proposição de uma ferramenta para enquadramento tarifário do consumidor potencialmente livre 1032

- C5.19_3239 - Análisis de los Precios Marginales por Localización del Sistema Interconectado Nacional de Paraguay considerando obras de generación de energía eléctrica solar fotovoltaica según el Plan Maestro de Generación de la Administración Nacional de Electricidad 1040

- C5.20_3518 - Propuesta de modelo de tarifa de electricidad para comunidades aisladas del Paraguay. Caso de estudio Comunidad de Yata'i 1051

- C5.21_3223 - Implementación de la Programación Intradiaria y sus impactos en el Mercado Eléctrico Chileno 1058

- C5.22_3552 - Avaliação da Evolução da Margem de Capacidade do Sistema Interligado Nacional Mexicano 1067

- C5.23_3261 - Opciones para maximizar la utilización de la capacidad de la red de transporte de energía 1075

- C5.24_3395 - Optimización del portafolio de comercialización en mercados de electricidad dependientes de FER: caso de usuarios industriales con generación para autoconsumo 1085

- C5.25_2974 - Serviços e aplicações de BESS distribuídos no novo mercado de energia (Brasil) eiro: modelos de negócio e regulamentação 1095

- C5.26_2978 - Operacionalização do sandbox regulatório de resposta da demanda para o produto disponibilidade no setor elétrico brasileiro 1105

- C5.27_3255 - Diseño de servicios de flexibilidad local: Caso Colombia 1115

- C5.28_3530 - Experiência Internacional em mercados de flexibilidade: proposição de roadmap metodológico e regulatório para o (Brasil) 1123

- C5.29_3221 - Produção de energia elétrica em usinas híbridas de larga escala no contexto da transição energética – perspectiva das usinas hidro-solares 1133

- C5.30_3258 - Regulación para la adaptación al cambio climático en la actividad de transmisión de energía eléctrica 1143

- C5.31_3510 - Intercâmbios internacionais de energia elétrica e os avanços Brasileiros 1153

IX. Comités de Estudio C6 **1164**

- C6.01_2941 - Innovative Approach for Detecting the Connection of Distributed Energy Resources Based on Diesel Systems Using EMT Signals 1166

- C6.02_2942 - Nueva propuesta de metodología para la detección de la conexión de recursos energéticos distribuidos basado en sistemas eólicos mediante señales EMT 1174

- C6.03_3114 - Modelo y simulación de una microrred aislada para las zonas rurales de Córdoba, utilizando generación distribuida 1181

- C6.04_3179 - Determinación de la Región de Operación Factible en Sistemas de Distribución con Recursos Energéticos Distribuidos: Desafíos, Metodologías y Oportunidades Futuras 1189

- C6.06_3053 - Impacto del Desarrollo del Transporte Público Eléctrico sobre el Sistema Eléctrico Chileno 1199

- C6.07_3211 - Gestión Autónoma de Carga de Vehículos Eléctricos Basada en Aprendizaje por Refuerzo 1209

- C6.08_3235 - Impacto de EVs livianos en redes eléctricas con enfoque en distribución 1216

- C6.09_2943 - Nueva propuesta para el análisis de transitorios electromagnéticos para detectar la integración de generación fotovoltaica en sistemas eléctricos 1226

- C6.10_3092 - Simulação em Tempo Real de um Sistema de Gestão baseado em Lógica Difusa para Controle de Fluxo de Potência em Microrredes com RTDS 1234

- C6.11_3244 - OpenPRED: Herramienta de simulación para la planificación de redes eléctricas de distribución 1242

- C6.12_3289 - Power-Hardware-in-the-Loop: Banco de Ensayos y Claves para Avanzar en Pruebas de Tecnologías Emergentes en Microrredes Híbridas 1250

- C6.14_3549 - Avaliação das Faltas Trifásicas no Sistema IEEE de 34 Barras com a Presença de Veículos Elétricos 1262

- C6.15_3247 - Integración de Vehículos Eléctricos en Redes de Distribución e Impacto sobre el Sistema Interconectado en 132 kV de la Provincia de Misiones - Argentina 1271

- C6.17_3627 - Evaluación y Aplicación de Herramientas de Ingeniería Multivendor para Pruebas y Configuración bajo el Estándar IEC 61850 1280

- C6.18_3560 - Projeto e Simulação de Retificador para Eletrolisador PEM com Foco na Melhoria da Qualidade de Energia 1288

- C6.19_3251 - Perfil de Interoperabilidad de datos de medición avanzada: Caso Colombia 1298

- C6.20_3553 - Proposta de Controle Secundário Aplicado em uma Microrrede Utilizando Técnica de Lógica Fuzzy e Validação Em Ambiente Hil 1306

- C6.21_3450 - Instalación de Generadores Fotovoltaicos Convencionales en la Central Hidroeléctrica Yacyretá basado en el aprovechamiento Óptimo de la Extensión y Orientación de la Presa para la Generación de Energía Renovable 1314

- C6.23_3519 - Impacto de la logística en el costo nivelado de la energía (LCOE) de sistemas fotovoltaicos en Paraguay. Experiencia de la FPTI-PY 1322

- C6.24_3562 - Inserção da geração fotovoltaica em redes rurais tipo trifásica a dois fios e uso do controle volt-var para mitigação do desequilíbrio de tensão 1328

- C6.25_3648 - Optimización de parámetros de inversores inteligentes para la maximización de la penetración de la generación distribuida fotovoltaica en redes de distribución de baja tensión 1335

- C6.26_3633 - Avaliação dos recursos energéticos do lado da oferta em um sistema de armazenamento de energia complementar a uma usina fotovoltaica 1344

- C6.27_3566 - Efecto de la aplicación de políticas de eficiencia energética sobre el sistema de generación renovable de la 5ta División de Infantería 1373

- C6.29_3521 - Propuesta de metodología de análisis de tecnologías de baterías electroquímicas para sistemas renovables aislados 1381

- C6.30_3489 - Evaluación óptima de gestión de generación híbrida en modo aislado 1389

- C6.31_3295 - Implementación en entorno RTDS de un banco de pruebas para convertidores DC-DC aplicados en microrredes eléctricas utilizando Controller Hardware-in-the-Loop (CHIL) 1397

- C6.32_3515 - Planejamento da operação de microrredes visando flexibilidade através de gêmeo digital 1406

X. Referencia Bibliográfica 1417

I. Presentación

El XX Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRE (ERIAC) se consolida como el evento internacional más relevante de la Región Iberoamericana del CIGRE (RIAC), reuniendo a expertos y profesionales del sector eléctrico para el intercambio de conocimientos y experiencias.

Desde su primera reunión en el año 2000, el evento ha evolucionado significativamente, pasando de un enfoque latinoamericano (ERLAC) a uno iberoamericano, con la participación de nueve países: Argentina, Brasil, Paraguay, Chile, Colombia, España, México, Perú y Portugal.

El XX ERIAC, organizado por el Comité Nacional Paraguayo del CIGRE en colaboración con ITAIPU Binacional, ofrece presentaciones técnicas, exposiciones (EXPORIAC), paneles especializados y foros de debate, consolidando su impacto en la comunidad científica y profesional.

Uno de los aspectos clave del evento es la evaluación y publicación de trabajos técnicos bajo un sistema de revisión por pares, garantizando la calidad y rigor académico. En los cuatro (4) tomos de este material bibliográfico se exponen los 408 articulos técnicos presentados por sus distintos autores al comité técnico, que fue coordinado por el Comité Nacional del país organizador, siendo 76 artículos registrados en el tomo I; 127 artículos registrados en el tomo II; 154 artículos registrados en el tomo III; 51 artículos registrados en el tomo IV.

Los temas tratados en el evento abarcan cuatro grandes áreas: equipos eléctricos, tecnologías de transmisión y distribución, sistemas eléctricos y nuevas tecnologías. Estas categorías reflejan la importancia de la innovación y el desarrollo sostenible en la industria.

En conclusión, el XX ERIAC representa una oportunidad única para fortalecer el conocimiento, fomentar la colaboración entre países y avanzar en los desafíos del sector eléctrico. Su consolidación como el principal foro iberoamericano reafirma su compromiso con la excelencia técnica y el desarrollo energético de la región.

II. Temas Preferenciales

GRUPO C – SISTEMAS
CE C1 – Desarrollo de sistemas eléctricos y economía

1. Utilización de métodos y herramientas para el análisis estático y dinámico del sistema eléctrico en la planificación de sistemas y análisis económicos;
2. Progresos y nuevos enfoques en la aplicación de criterios de planificación del sistema de energía y evaluación de confiabilidad (seguridad, suficiencia, resiliencia);
3. Mejora en la capacidad de transporte mediante la evaluación de la seguridad basada en riesgos y tecnología avanzada de información, comunicación y electrónica de potencia para mejorar la estabilidad del sistema y el desempeño dinámico;
4. Dependencia futura, requisitos y economía de los servicios auxiliares para el control de frecuencia y tensión y otras necesidades del sistema (códigos de red);
5. Problemas de planificación del sistema en países recientemente industrializados y en desarrollo, incluidas las áreas metropolitanas y otras áreas con sensibilidades socioambientales;
6. Estrategias de gestión de activos aplicadas al sistema de potencia para la definición de políticas óptimas;
7. Impacto en el desarrollo del sistema de nuevas soluciones y tecnologías en campos tales como generación, transmisión, gestión de la demanda, almacenamiento de energía y sistemas de distribución inteligentes. Impacto de los métodos de fijación de precios y tarifas para los servicios de transmisión en el desarrollo del sistema;
8. Planificación de sistemas de transmisión de larga distancia e interconexiones internacionales y planificación conjunta de transmisión y distribución. Utilización de métodos y herramientas para el análisis y planificación de los sistemas de transmisión considerando el desarrollo de los diferentes centros de generación con energías renovables o la conexión de cargas consumidoras electrointensivas (data centers, producción de hidrógeno por electrólisis.

CE C2 – Operación y control de sistemas de potencia

1. Aumento en la capacidad de transmisión en interconexiones regionales e internacionales;
2. Aumento en la participación de generación conectada a la red a través de inversores y sus consecuencias en la operación del sistema. Herramientas para la evaluación y diagnóstico del desempeño de recursos y equipos basados en inversores en la operación y control en tiempo real y en la evaluación de la operación con datos históricos;
3. Desafíos para empresas de transmisión y distribución en función del aumento de la participación de generación distribuida. Restablecimiento en sistemas de potencia: nuevas metodologías y herramientas, experiencias en restablecimientos con integración de renovables, nuevas tecnologías de las redes eléctricas para el apoyo a los restablecimientos;

4. Utilización efectiva y eficiente de sincrofasores en la operación de sistemas de potencia;
5. Aplicación de inteligencia artificial, aprendizaje de máquina (machine learning) y análisis de dados en el planeamiento de la operación y en la operación en tiempo real y en la evaluación de la operación;
6. Uso de herramientas de soporte a la decisión en salas y centros de control; entrenamiento del personal de operación en tiempo real y aumento de la consciencia situacional;
7. El sistema de potencia del futuro: digitalización, descentralización y descarbonización.

CE C3 – Sostenibilidad y desempeño ambiental de sistemas de potencia

1. Experiencia en el manejo y la aceptación pública de las comunidades a los proyectos planificados. Estrategias para participación y evaluación económica de impactos sociales y ambientales;
2. Aspectos ambientales desde el planeamiento hasta la etapa de operación y descomisionamiento de los sistemas eléctricos y de almacenamiento, incluido análisis de ciclo de vida. Buenas prácticas en gestión y conservación de la biodiversidad. Uso de inteligencia artificial en la evaluación de impacto, seguimiento y análisis del desempeño socioambiental;
3. Impactos ambientales y sociales en la evaluación de abastecimiento de energía eléctrica de aéreas aisladas. Incorporación de instalaciones eléctricas de media y alta tensión, subestaciones, líneas aéreas y cables. Consideraciones ambientales;
4. Indicadores de sustentabilidad para la generación y transmisión de energía eléctrica. Gerenciamiento de pasivos ambientales en empresas del sector eléctrico;
5. Gestión de conflictos institucionales, legales, sociales, técnicos, etc. en el proyecto, instalación y operación de instalaciones;
6. Transición energética: retos y oportunidades. Desafíos y acciones de Debida Diligencia en Derechos Humanos (DDDH) para la incorporación por empresa;
7. Sostenibilidad desde la cadena de suministro. Experiencias y metodologías para incorporar aspectos de sostenibilidad en las decisiones de licitación.

CE C4 – Desempeño técnico de sistemas de potencia

1. Técnicas y procedimientos para diagnosticar y mitigar los problemas de calidad de la energía. Curvas de sensibilidad y soporte de equipos y procesos industriales;
2. Requerimientos de instrumentación para la correcta evaluación de fenómenos de PQ: algorítmica de proceso de señal, capacidad frecuencial (supra-armónicos), capacidad y características de los sensores, capacidad de evaluación de ángulos de fase en profundidad de frecuencia. Necesidades de trazabilidad de marca tiempo. Nuevos algoritmos y mediciones propuestas;
3. Campos eléctricos y magnéticos en las instalaciones CA y CC del sistema eléctrico; Interferencias electromagnéticas en las instalaciones; metodologías para calcular, medir y mitigar los efectos adversos. Nuevos métodos para evaluación y mitigación de transitorios electromagnéticos adversos. Análisis de las causas y efectos de las sobretensiones temporales y transitorias en los sistemas eléctricos de potencia, en sus instalaciones y equipos. Métodos para el control de sobretensiones;

4. Impacto de la integración de instalaciones no lineales (generación variable), como las fuentes renovables alternativas. Métodos de generación distribuida, en particular con fuentes eólicas y solares. Desafíos relacionados con la compatibilidad electromagnética debido a la integración de fuentes de energía renovable no convencionales y redes de carga de vehículos eléctricos;
5. Herramientas computacionales y algoritmos para estudios dinámicos y transitorios (co-simulación), para evaluación del impacto sobre la proliferación de inversores debido a la integración de más fuentes de energía renovables no convencionales (plantas eólicas y solares) en el sistema eléctrico;
6. Análisis dinámico en los sistemas eléctricos de potencia acerca de la transición energética: retos, oportunidades y avances. Metodologías que incluyen herramientas y técnicas de modelización, validación de modelos, métricas y análisis de datos. Tecnologías que incluyen almacenamiento, electrificación a gran escala y métodos de control avanzados. Impactos económicos asociados a la falta de calidad del suministro. Análisis coste-beneficio de soluciones de mitigación y evaluación;
7. Estudios sobre el impacto de descargas atmosféricas (rayos) en el rendimiento de los sistemas eléctricos. Aplicación de pararrayos en líneas de transmisión; desarrollo de modelos y metodología para analizar el comportamiento de líneas y subestaciones frente a impactos directos e indirectos de rayos; mitigación de problemas; criterios y medidas. Impacto de los fenómenos meteorológicos extremos, como el viento, los incendios, las inundaciones y los rayos, en la coordinación del aislamiento de sectores o zonas para mitigar prolongados apagones, optimización y rapidez en la restauración de la energía. Desafíos, oportunidades, avances y soluciones práctica;
8. Estudio de fenómenos que incluyen las interacciones de control, las necesidades del sistema eléctrico de potencia y las capacidades de equipo requeridas para la planificación y operación de sistemas de energía seguros. Utilización de enlaces de CC y equipos FACTS en el rendimiento del sistema eléctrico. Experiencia en el uso de simulación en tiempo real; aplicaciones y algoritmos de PMUs (Dispositivos de Medición Fasorial). Casos de estudio.

CE C5 – Mercados de electricidad y regulación

1. Características de un mercado resiliente y su régimen regulatorio. Respuesta a los cambios dinámicos en el entorno del mercado y capacidad de resistir choques externos. Mercados y regulaciones que demostraron ser resilientes, eficientes y exitosos. Tipologías de regulación y como afecta la integración de renovables a las regulaciones y sus fluctuaciones de precio, como afecta la regulación a la diversificación o no del mix, como se apoyan nuevas tecnologías sin impacto en la competencia. Coordinación entre la entrada de renovables y el desarrollo de sistema de backup cuando no exista recurso renovable;
2. Gobernanza y arreglos institucionales que ayudan a la resiliencia: quién toma las decisiones y asume los riesgos. Casos de éxito y fracasos de la gobernanza en energía, importancia de la transparencia para la participación de las múltiples partes interesadas;
3. Preparación para el futuro con objetivos cambiantes. Enfoques innovadores para los mercados y la regulación para alcanzar los objetivos de política climática y energética. Diseño y estructura de los mercados de electricidad para apoyar inversiones intensivas en capital y neutras en carbono. Arreglos de mercado y regulación para el suministro, la demanda y el almacenamiento que funcionen en recursos de transmisión, distribución y detrás del medidor. Características de las nuevas inversiones intensivas en capital, pero bajos costes operativos. Como evaluar

beneficios al sistema que están fuera del modelo económico de los proyectos, por ejemplo, la inclusión de las baterías disminuiría los costes globales de balance, pero también los beneficios;

4. Mercados emergentes y formas de mercados. Mercados y regulaciones que aborden los atributos de la electricidad que los clientes de la industria están buscando. Nuevos enfoques de mercado para superar las barreras y limitaciones de los diseños de mercado actuales. Oportunidades en los nuevos mercados, nuevas regulaciones para modelos descentralizados, agregadores de demanda, autoconsumo. Evolución de los etiquetados de la energía verde y las garantías de origen;
5. Experiencias y desafíos para los distintos enfoques del mercado. Adaptabilidad y flexibilidad que se ajuste rápidamente a los cambios en la oferta y la demanda, a los avances tecnológicos. Diversidad y competitividad: gama de participantes y productos que permita la dependencia de una sola entidad o sector. Transparencia y rendición de cuentas. Confiabilidad y garantías. Accesibilidad e inclusividad, que permita gama de participantes de diversos tamaños. Clasificación de los mercados existentes en función de estas experiencias y desafíos para evaluar su impacto. Qué productos son necesarios disponer en los mercados futuros y si deben ser regulados o no;
6. Planificación de la expansión de la generación bajo criterios de sustentabilidad económica, social y ambiental. Expansión del mercado libre. Impacto regulatorio en los mercados de las redes inteligentes. Factores de riesgo y sostenibilidad en las planificaciones energéticas vigentes. Principales ganadores del desarrollo de redes inteligentes;
7. Financiamiento del sistema eléctrico Perfeccionamiento del sistema de subasta de precios Formación de precios de energía. Impacto de las fluctuaciones del precio marginalista y papel de este en los modelos de financiamiento. Evaluación del traspaso de costes de inversión, operación y balance entre los agentes del mercado.

CE C6 – Sistema de Distribución Activa y Recursos Energéticos Distribuidos

1. Gestión de la flexibilidad en redes de distribución: evolución de los objetivos y criterios de planificación y operación con la expansión de la electrificación y las nuevas soluciones de flexibilidad. Sistemas de almacenamiento de energía con la provisión de sus servicios de red asociados a los sistemas de distribución. Integración e impactos de los vehículos eléctricos;
2. Soluciones basadas en electrónica de potencia para sistemas de distribución inteligentes: evaluación y cuantificación del valor agregado de las funciones de inversores y convertidores inteligentes y su integración en redes de distribución;
3. Estudios de caso de soluciones de red híbridas de CC y CC/CA para el futuro. Provisión de servicios ancilares para redes de distribución;
4. Normas, prácticas y opciones tecnológicas para la electrificación rural, aislada e industrial. Aplicaciones que destacan la interfaz entre aspectos técnicos y no técnicos para la electrificación rural. Instalaciones de microred y multired;
5. Tecnologías emergentes en redes eléctricas inteligentes (Smart Grid). Gestión operativa de redes eléctricas inteligentes, incluyendo micro redes.

III. Trabajos destacados

COMITÉS DE ESTUDIOS C1
Desarrollo de sistemas eléctricos y economía

Mejor Trabajo Técnico
C1.24_3461
El pronóstico de demanda máxima integrada y el consumo de energía eléctrica en la planeación a largo plazo y su importancia para el Sistema Eléctrico Nacional.
Luis Miguel Aguilar Luna

Segundo Lugar
C1.20_3503
Dimensionamento ótimo de reserva girante para controle de frequência considerando falhas de sistemas de geração e transmissão.
Carolina Maldonado Furtado

Tercer Lugar
C1.04_3507
Diseño y operación óptimos de BESS en sistemas de distribución para alcanzar ingresos máximos por ventas de electricidad.
Enrique Buzarquis Ríos

COMITÉS DE ESTUDIOS C2
Operación y control de sistemas de potencia

Mejor Trabajo Técnico
C2.22_3323
Treinamentos em Procedimentos Operativos com Simulador em Regime Permanente e Transitório para a Capacitação de Operadores de Sistema.
Alisson Brito Lira

Segundo Lugar
C2.15_3014
Optimización de la capacidad de transmisión de una red radial mediante sistema de almacenamiento de energía en baterías.
Jorge Herrera

Tercer Lugar
C2.09_3490
Evaluación del desempeño de la respuesta ante fallas de recursos basados en inversores utilizando mediciones sincrofasoriales e inteligencia artificial.
Jaime Dwaigth Pinzón Casallas

COMITÉS DE ESTUDIOS C3

Sostenibilidad y desempeño ambiental de sistemas de potencia

Mejor Trabajo Técnico

C3.04_3581

Economia circular nas termelétricas de base florestal no Brasil: evidências sobre o presente e perspectivas.

Luiz Moreira Coelho Junior

Segundo Lugar

C3.13_3425

Aplicação de Impressão 3D como solução para adequação á NR10 de Chaves da GIS em Itaipu Binacional.

Marcelo Luiz da Silva

Tercer Lugar

C3.01_3710

Eficiencia Energética para reducir el efecto del Cambio Climático.

Pablo Enrique Realpozo del Castillo

COMITÉS DE ESTUDIOS C4

Desempeño técnico de sistemas de potencia

Mejor Trabajo Técnico

C4.25_3111

Lineamientos para el Modelado de Vehículos Eléctricos Orientado a su Impacto en la Dinámica de Grandes Redes Eléctricas.

Nicolás Javier De San Juan

Segundo Lugar

C4.30_3502

Avaliação de Corte de Carga Emergencial como Recurso para Aumentar as Margens de Segurança Dinâmica dos Sistemas de Energia Elétrica.

Jardel Cunha Camelo

Tercer Lugar

C4.22_3434

Análisis de Interacción entre PSS y HVDC Observada Durante los Estudios para la Operación del Sistema Interconectado Itaipu/ANDE/Yacyretá.

Manuel Leonardo Sosa Ríos

COMITÉS DE ESTUDIOS C5

Mercados de electricidad y regulación

Mejor Trabajo Técnico

C5.27_3255

Diseño de servicios de flexibilidad local: Caso Colombia.

Juan Molina Castro

Segundo Lugar

C5.22_3552

Avaliação da Evolução da Margem de Capacidade do Sistema Interligado Nacional Mexicano.

Marcelo Henrique Manzke Brandt

Tercer Lugar

C5.10_3473

Métodos de detección de posibles casos de manipulación en el mercado ibérico de electricidad.

Julio Angel Hornos Calahorro

COMITÉS DE ESTUDIOS C6

Sistema de Distribución Activa y Recursos Energéticos Distribuidos

Mejor Trabajo Técnico

C6.12_3289

Power-Hardware-in-the-Loop: Banco de Ensayos y Claves para Avanzar en Pruebas de Tecnologías Emergentes en Microrredes Híbridas.

Alberto Jesus Escobar Guardia

Segundo Lugar

C6.31_3295

Implementación en entorno RTDS de un banco de pruebas para convertidores DC-DC aplicados en microrredes eléctricas utilizando Controller Hardware-in-the-Loop (CHIL).

Melina Paula Gonzalez Rubiño

Tercer Lugar

C6.25_3648

Optimización de parámetros de inversores inteligentes para la maximización de la penetración de la generación distribuida fotovoltaica en redes de distribución de baja tensión.

Leonardo Leon

IV. Comités de Estudio

C1

Comitê de Estudos C1 - Desenvolvimento de sistemas elétricos e economia

MODELO DE OTIMIZAÇÃO DE BANCO DE BATERIAS ACOPLADO À UHE ITAIPU PARA AUMENTO DA PRODUTIVIDADE.

V.M. NOGUEIRA*
UNIOESTE
Brasil
vitor.nogueira4@unioeste.br

D.F. KAZAY
ITAIPU BINACIONAL
Brasil
danielfk@itaipu.gov.br

C.R.M. da ROCHA
UNIOESTE
Brasil
carlos.rocha@unioeste.br

R.J. de ANDRADE
ITAIPU BINACIONAL
Brasil
rafaelja@itaipu.gov.br

F. J. MARTI-GALEANO
ITAIPU BINACIONAL
Paraguai
martigal@itaipu.gov.py

Y. FUKUI
ITAIPU BINACIONAL
Brasil
yuujif@itaipu.gov.br

Resumo *– O presente trabalho propõe um modelo de otimização que visa representar o comportamento das unidades geradoras de ITAIPU quando acopladas a um banco de baterias, tendo como objetivo a minimização da vazão turbinada em todas as horas de um dia, restrita ao atendimento de uma determinada demanda. O modelo foi otimizado em diferentes condições de geração e com diferentes parâmetros característicos do banco de baterias. Em todos os perfis típicos de geração analisados, a produtividade da usina com bateria foi superior à produtividade da usina sem a bateria, sendo os perfis com menor geração os mais beneficiados. Dessa forma, pôde-se concluir que a inserção de uma bateria na operação da UHE ITAIPU melhora o ponto de operação das unidades geradoras durante o dia e reduz o uso dos recursos afluentes e armazenados no reservatório.*

Palavras-chave: Modelo de Otimização, Usinas Hidrelétricas, Programação Diária da Operação, Sistema de Banco de Baterias, ITAIPU Binacional

1 INTRODUÇÃO

Na etapa de programação diária da operação, os operadores nacionais ou regionais dos sistemas buscam atender os requisitos de geração, com o uso dos recursos mais baratos disponíveis. No contexto das usinas hidrelétricas, como a Usina Hidrelétrica de ITAIPU, a busca pela operação mais econômica passa pela utilização eficiente da água. A operação das unidades geradoras em faixas de maior produtividade, denominada faixa ótima, é perseguida em vias de atender a demanda com o menor consumo possível dos recursos afluentes ou armazenados no reservatório [1].

A introdução de bancos de baterias no sistema de geração surge como uma estratégia inovadora para otimizar a operação das unidades geradoras. Este estudo tem como objetivo desenvolver um modelo de otimização que quantifique os benefícios da integração de bancos de baterias na operação diária de ITAIPU. Os conjuntos de baterias são capazes de funcionar como um mecanismo auxiliar, aumentando a disponibilidade de potência, além de permitir ajustar os pontos de operação das unidades geradoras. Durante períodos do dia com baixa demanda de carga, o operador pode utilizar a capacidade excedente de geração para carregar as baterias e nos períodos do dia com alta demanda, as baterias podem ser utilizadas para complementar a geração, assegurando que as unidades geradoras operem continuamente dentro da faixa ótima, melhorando a eficiência no uso da água.

A seção de revisão bibliográfica traz os principais artigos que contribuíram no desenvolvimento da modelagem matemática, a qual está apresentada na seção de metodologia. Os resultados visam ilustrar as

saídas da otimização, junto com análises realizadas sobre o dimensionamento de um sistema de bateria. Por fim, a última seção revela as principais conclusões do trabalho.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A programação diária da operação de usinas hidrelétricas busca determinar as unidades que operarão no dia seguinte e as suas respectivas potências para cada momento. Na formulação do problema, considera-se uma função objetivo a ser perseguida e um conjunto de restrições operativas. Há diferentes abordagens para tratar o problema, seja do ponto de vista da representação dos detalhes do sistema, em relação à capacidade de representação das equações que regem os fenômenos físicos, ou a respeito da própria representação matemática.

O DESSEM assumiu o papel de um dos modelos mais importantes no contexto brasileiro por determinar os preços de curto prazo da energia, a partir da determinação de um despacho semi-horário das usinas do Sistema Interligado Nacional brasileiro (SIN-BR). O modelo representa em detalhes o SIN, considerando uma representação linear das equações e restrições operativas de integridade para as usinas térmicas - *unit commitment* térmico. No modelo, não são consideradas as unidades geradoras de usinas hidrelétrica – *unit commitment* hidráulico, nem equações não lineares [2].

Em problemas com menor quantidade de usinas, podem ser utilizadas equações não lineares, como polinômios, para a função de produção e equações de canal de fuga, bem como a representação do *unit commitment* hidráulico. Em um sistema de 4 usinas com representação de suas unidades geradoras, foi possível resolver o problema por relaxação Lagrangeana [3, 4] e por Heurísticas Construtivas [5, 6].

A resolução do problema com restrições de integridade e equações não lineares pode ser realizada por *solvers* do tipo MINLP [7]. Em trabalho com 15 UHE e 83 UG, o modelo foi capaz de minimizar o custo de geração e de partida/parada de UG sujeito ao atendimento da demanda por subsistemas segundo um modelo DC [8].

Para possibilitar a resolução do problema em tempo exequível, é necessário retirar da representação matemática os aspectos menos relevantes para a avaliação almejada. Uma das equações que pode ser desconsiderada é a do balanço de água no reservatório, pois a sensibilidade da variação dos níveis de armazenamento do reservatório em horizontes de um dia é normalmente irrelevante para boa parte dos problemas de programação diária da operação [9].

O acoplamento da usina de ITAIPU à Sistemas de Armazenamento foi simulado indicando ganhos operativos. Entretanto ainda não havia sido desenvolvido um problema de otimização capaz de representar o acoplamento [10]. Em relação à representação da bateria, quatro formulações lineares de Sistemas de Banco de Baterias são as mais utilizadas popularmente. Das formulações lineares, apenas uma representa a restrição de integridade que garante que não haja carregamento e descarregamento ao mesmo tempo, a qual, naturalmente, agrega complexidade ao problema [11].

3 METODOLOGIA

3.1 Modelagem da usina e do banco de baterias

O modelo de otimização apresentado neste artigo é composto por um conjunto de equações que descrevem o comportamento das unidades geradoras da UHE ITAIPU quando operam em conjunto com um banco de baterias. O principal objetivo do modelo é minimizar a vazão turbinada ao longo de todas as horas do dia, assegurando, ao mesmo tempo, que a demanda de energia seja atendida. Neste estudo, a UHE ITAIPU foi modelada em dois setores distintos, operando nas frequências de 50 Hz e 60 Hz.

A representação da vazão turbinada Q_t das unidades geradoras foi obtida a partir de um polinômio quadrático. Os parâmetros da equação foram ajustados com base nos dados de ensaio do projeto, levando em consideração a variação da queda bruta Q_b e da geração G_{ipu}.

$$Q_t = a_1 - a_2 Q_b + a_3 G_{ipu} + a_4 Q_b^2 + a_5 G_{ipu}^2 - a_6 Q_b G_{ipu} \quad \{1\}$$

A queda bruta Q_b, por sua vez, foi modelada considerando a fixação do nível montante N_{mont} em seu valor máximo e a linearização da equação de nível jusante, a qual, por sua vez, está representada em função da vazão turbinada. A equação do nível jusante foi ajustada com base nos dados operativos da usina observados

ao longo do tempo. Cabe ser destacado que a variável Q_t trata da vazão turbinada apenas de uma unidade geradora. Para se obter a vazão turbinada da usina, faz-se necessário multiplicá-la pelo número de unidades geradoras sincronizadas N.

$$Q_b = N_{mont} - (b_1 N Q_t + b_2) \quad \{2\}$$

A quantidade de unidades geradoras sincronizadas, foi tratada como uma variável inteira, representando o número de unidades geradoras em operação no momento. Essa variável é limitada tanto pelo número máximo e mínimo de unidades geradoras disponíveis na usina, quanto pelos valores operacionais máximos e mínimos de cada unidade.

$$N_{mín} \leq N \leq N_{máx} \quad \{3\}$$
$$Gmín_{ipu} \leq G_{ipu} \leq Gmáx_{ipu} \quad \{4\}$$

A geração de energia da usina deve ser igual à demanda de energia d, ou seja, a quantidade de energia gerada precisa atender ao consumo previsto. Para modelar essa relação, a geração de energia da usina é expressa como o produto da geração por unidade de potência e o número de unidades geradoras sincronizadas. Além disso, deve-se considerar o efeito da bateria no sistema: se a bateria estiver descarregando, a potência de descarga p_d é somada à geração total; se a bateria estiver carregando, a potência de carga p_c é subtraída da geração total. Dessa forma, a modelagem garante que a usina possa atender à demanda de energia utilizando o banco de baterias presente no sistema.

$$G_{ipu} N + p_d - p_c \geq d \quad \{5\}$$

De forma similar à modelagem da usina, a bateria também foi duplicada para atender aos diferentes setores. Foram utilizadas duas baterias, uma para o setor de 50 Hz e outra para o setor de 60 Hz, ambas com a mesma capacidade.

O armazenamento do banco de baterias, a, foi modelado por meio de uma equação de balanço, que descreve o nível da bateria como a soma do carregamento ou descarregamento no instante de tempo t com o nível da bateria no instante de tempo $t-1$. Durante o carregamento e descarregamento da bateria, foram consideradas eficiências de carga n_c e descarga n_d [11].

$$a = a_{t-1} + n_c p_c - \left(\frac{1}{n_d}\right) p_d \quad \{6\}$$

Além disso, foram consideradas restrições de potência máxima e mínima tanto para o carregamento quanto para o descarregamento das baterias. Também foram incluídas restrições de capacidade mínima e máxima do banco de baterias, garantindo que o sistema opere dentro dos limites seguros e eficientes.

Para garantir o funcionamento adequado do banco de baterias, foram adotadas duas variáveis binárias. Essas variáveis assumem valores de 0 ou 1, indicando se o sistema está carregando ou descarregando, respectivamente. Essa abordagem evita que a bateria realize simultaneamente as operações de carga e descarga [11].

$$p_c \leq Pot.Carregamento_{máx}\, k \quad \{7\}$$
$$p_d \leq Pot.Descarregamento_{máx} y \quad \{8\}$$
$$y + k \leq 1 \quad \{9\}$$

3.2 Cluster

O conceito de *cluster* é essencial no contexto da análise de dados, sendo uma técnica de agrupamento não supervisionado. Quando se possui um conjunto de dados, o objetivo do *clustering* é agrupar os elementos de forma que os dados dentro de cada grupo, ou *cluster*, compartilhem características ou propriedades similares. Isso significa que os objetos que pertencem a um mesmo cluster são mais parecidos entre si do que com os elementos de outros *clusters*, com base em algum critério predefinido de similaridade. Em termos

matemáticos, o objetivo é minimizar a variabilidade dentro dos grupos e maximizar a variabilidade entre os grupos [12].

Neste trabalho, foi utilizado o método de clusterização conhecido como *Dynamic Time Warping* (DTW). O DTW é uma técnica amplamente utilizada para medir a similaridade entre séries temporais, mesmo que essas séries apresentem variações no tempo ou distorções em sua velocidade. Ao considerar duas séries temporais x e y, de comprimentos n e m, respectivamente, o DTW busca alinhar essas séries de maneira que suas diferenças sejam minimizadas, ajustando os pontos de tempo delas. Essa técnica é particularmente útil quando as séries não estão perfeitamente alinhadas, permitindo que o DTW encontre a melhor correspondência entre os elementos, mesmo em situações de distorção temporal.

Com o uso de ferramentas computacionais, os dados de demanda de energia de 591 dias operativos da UHE ITAIPU foram agrupados. Esses agrupamentos foram empregados como entrada nas simulações realizadas. Para isso, foi utilizado o pacote *tslearn* [13], que representa as séries temporais como matrizes de dimensões (n, d) e (m, d), onde cada linha corresponde a um ponto no tempo e cada coluna a uma característica ou variável observada, então, a partir dessa representação, o algoritmo DTW é utilizado para calcular a similaridade entre as séries temporais, avaliando o custo de alinhar seus pontos temporais. Como resultado do algoritmo, foram gerados cinco *clusters* que representam a geração horária de energia da UHE ITAIPU ao longo de um dia. Na Tabela I, é possível observar a média de geração de energia em cada um desses clusters.

TABELA I. MÉDIA DE GERAÇÃO DOS CLUSTERS GERADOS

Cluster	**Geração (MWmed)**	
	50Hz	**60Hz**
1	3.386	2.883
2	4.162	3.741
3	4.434	4.992
4	5.367	4.203
5	5.814	5.338

Na Fig. 1 é possível visualizar o *cluster* 3 com as curvas dos dias operativos em preto e a curva *clusterizada* que representa todas as curvas em vermelho, tanto para o setor de 50 Hz, quanto para o setor de 60 Hz.

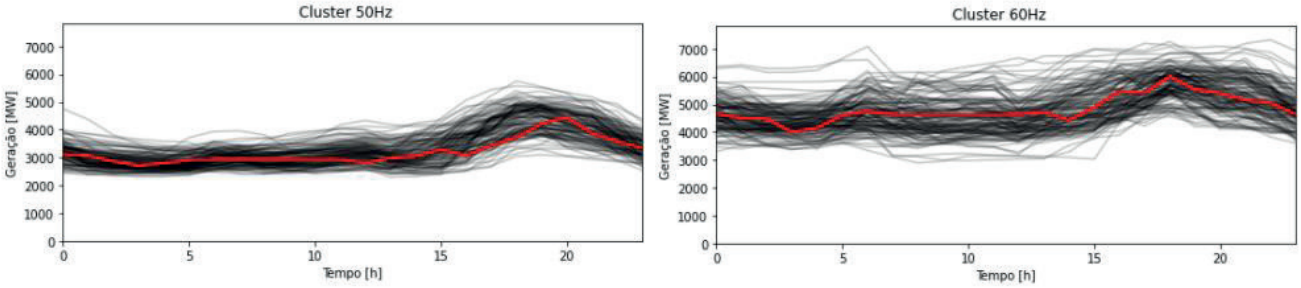


Fig. 1. Curvas que representam a operação da UHE ITAIPU

3.3 Simulação

A simulação foi realizada utilizando o software GAMS (*General Algebraic Modeling System*) [14], uma ferramenta utilizada para modelagem matemática e resolução de problemas de otimização. Nesse caso, o GAMS foi empregado para resolver um problema de otimização que combina Programação Não Linear Inteira Mista (MINLP) com a finalidade de otimizar a operação de geração de potência, com a menor quantidade possível de água utilizada.

A MINLP é uma técnica de otimização que lida com problemas que contêm tanto variáveis contínuas quanto inteiras. Em um modelo MINLP, as funções a serem otimizadas podem ser não lineares, e o problema envolve variáveis inteiras (como números inteiros ou binários) e contínuas (valores reais). Esse tipo de

modelagem é adequado para situações em que decisões discretas precisam ser tomadas em um sistema com restrições não lineares. No caso da simulação, o solver MINLP KNitro, a partir da plataforma NEOS [15], foi usado para otimizar o processo de geração de energia, levando em conta variáveis como a demanda de energia, a vazão turbinada, e o número de unidades geradoras com o objetivo de minimizar os custos totais de operação.

O código GAMS para essa simulação define um conjunto de variáveis e equações que representam as diferentes características e restrições do sistema de geração de energia, apresentadas na seção 3.1. A demanda por energia obtida por meio da clusterização para diferentes períodos e setores de frequência (50 Hz e 60 Hz) é utilizada como dado de entrada. Como saída, são obtidos os valores especificados para cada variável envolvida na simulação.

4 RESULTADOS

4.1 Contextualização da simulação

Em períodos de baixa afluência, armazenar água no reservatório é essencial. Nesse contexto, a instalação de um banco de baterias na usina visa aumentar a produtividade. Com os clusters das demandas diárias de potência, foi selecionada uma das cargas típicas para servir como dado de entrada do algoritmo de simulação.

O algoritmo processa a demanda horária de carga de um dia operacional, considerando os dois setores da usina. Após a execução da simulação, que leva em média 10 minutos, o ponto ótimo é identificado e apresentado nas variáveis de saída, que incluem: a geração da usina, a vazão turbinada, a queda bruta e o número de máquinas sincronizadas durante as 24 horas do dia.

Com o objetivo de quantificar o ganho de produtividade, foram simuladas duas situações distintas: uma com o banco de baterias instalado e outra sem a sua presença. Em todos os perfis de carga típicos analisados, a produtividade da usina com o banco de baterias foi superior à da usina sem a bateria, com os perfis de menor geração sendo os mais beneficiados.

4.2 Capacidade da bateria

Para a realização do estudo, foi necessário determinar a capacidade de armazenamento ideal para o banco de baterias. Para isso, foram feitas simulações considerando diferentes capacidades de bateria, começando com 0 MW, que representa o cenário sem bateria. A partir daí, a capacidade foi aumentada em incrementos de 10 MW até atingir 100 MW e, em seguida, de 100 MW até 1.000 MW. Essa abordagem possibilitou a avaliação do impacto de diferentes capacidades de armazenamento na produtividade da usina. A capacidade ideal do banco de baterias foi determinada como 200 MWh. Ao observar a Fig. 2, é possível perceber que a produtividade da usina cresce de forma exponencial à medida que a capacidade da bateria aumenta. No entanto, após 200 MWh, a curva se atenua, indicando que não haveria benefícios em aumentar ainda mais a capacidade da bateria.

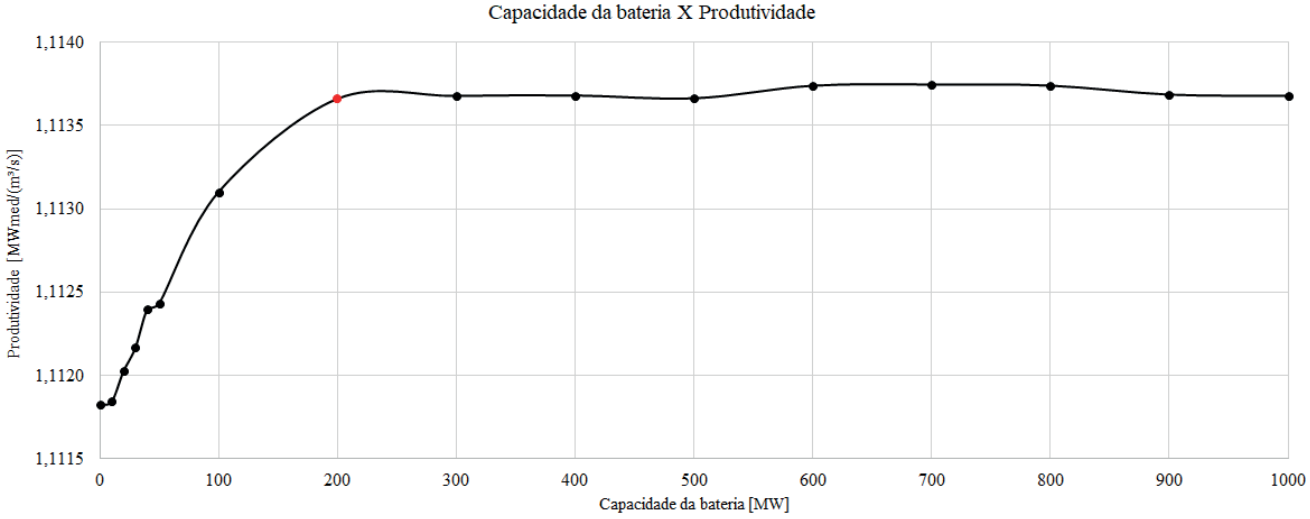


Fig. 2. Curva de aumento da produtividade da usina pela capacidade da bateria

4.3 Eficiência de carregamento e descarregamento

O processo de otimização foi repetido para diferentes eficiências de carregamento e descarregamento. Dessa forma, foi possível produzir uma curva representando a relação entre a eficiência do sistema de baterias e a ganho de produtividade da usina - Fig. 3. O gráfico indica ser necessária uma eficiência de pelo menos 0,4 para começar a gerar ganhos de produtividade. O valor de 0,95 repercute em um ganho de cerca de 0,2% em termos de produtividade em relação ao caso sem bateria.

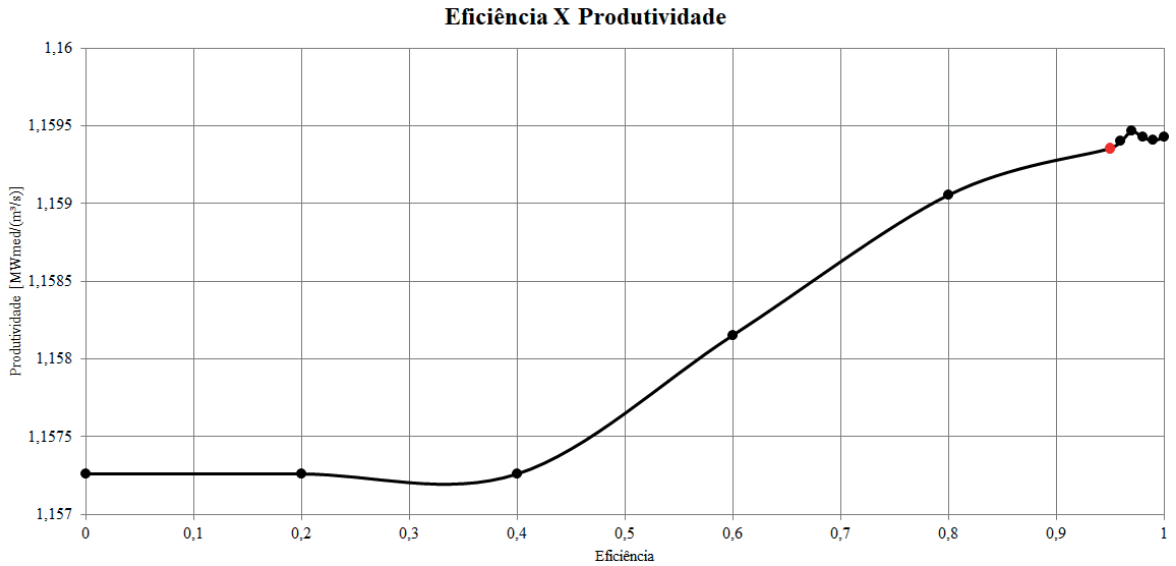


Fig. 3. Curva de produtividade da usina pela eficiência de carregamento e descarregamento da bateria

4.4 Resultados da simulação

Observou-se que, em determinados momentos, a geração do cenário com o banco de baterias foi superior à geração sem as baterias. Esse aumento ocorre porque, quando as unidades geradoras saem da faixa ótima de operação, a geração é ajustada, e a energia excedente é utilizada para carregar a bateria, com o objetivo de restaurar as unidades à faixa de operação mais eficiente. Por outro lado, em outros momentos do dia, a geração com o banco de baterias foi inferior à do caso sem a bateria, o que pode ser atribuído ao fato de que, em situações de alta demanda, a geração da usina acaba sendo maior do que a indicada para que as unidades geradoras permaneçam na faixa ótima, portanto, utiliza-se a energia armazenada no banco de baterias para atender a demanda.

A Fig. 4 apresenta a comparação entre os dois cenários de geração, juntamente com o comportamento do nível de carga da bateria, permitindo uma análise da sua utilização. Essa comparação é fundamental para validar os ganhos de produtividade proporcionados pelo banco de baterias, evidenciando como o armazenamento de energia contribui para otimizar a operação da usina.

A Fig. 5 apresenta os horários do dia em que a bateria é carregada ou descarregada, complementando a curva de nível de carga da bateria. A análise dessa curva permite identificar os períodos em que a bateria é utilizada para armazenar energia excedente, bem como aqueles em que a energia armazenada é liberada.

Por fim, para ilustrar o ganho de produtividade em diferentes perfis de carga, pode-se consultar a Fig. 6. Nela, observa-se que a produtividade da usina varia conforme a demanda. Para cargas menores, a produtividade é superior no cenário com o banco de baterias, enquanto, para cargas mais altas, a produtividade tende a diminuir com a presença do banco de baterias. Essa análise evidencia a influência da demanda sobre a eficiência do sistema de armazenamento.

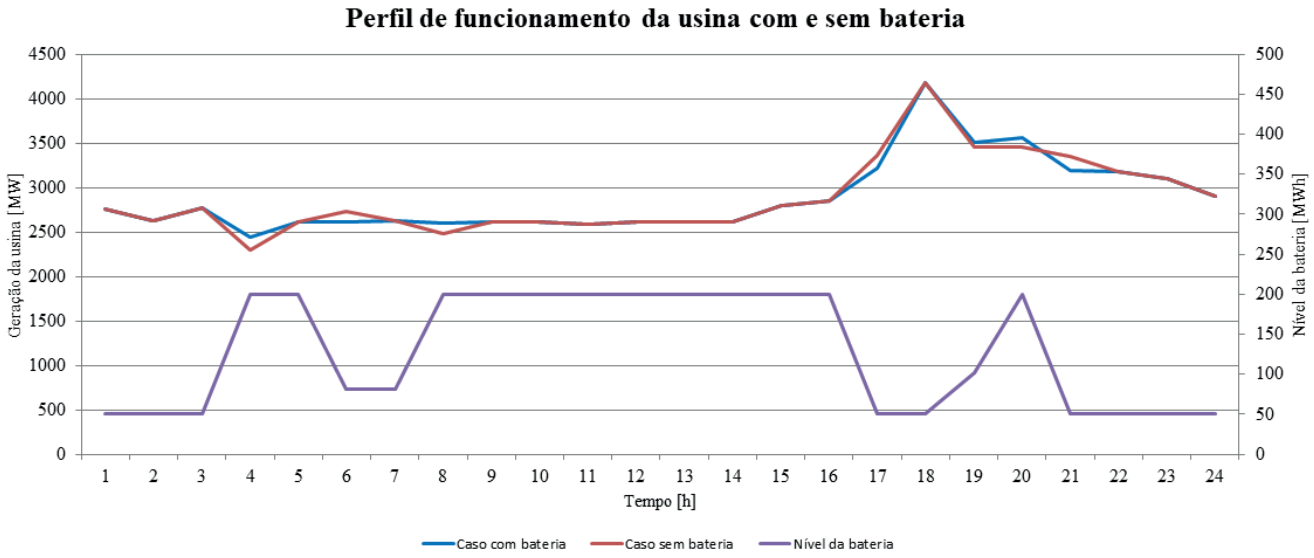


Fig. 4. Perfil de funcionamento da usina com e sem bateria

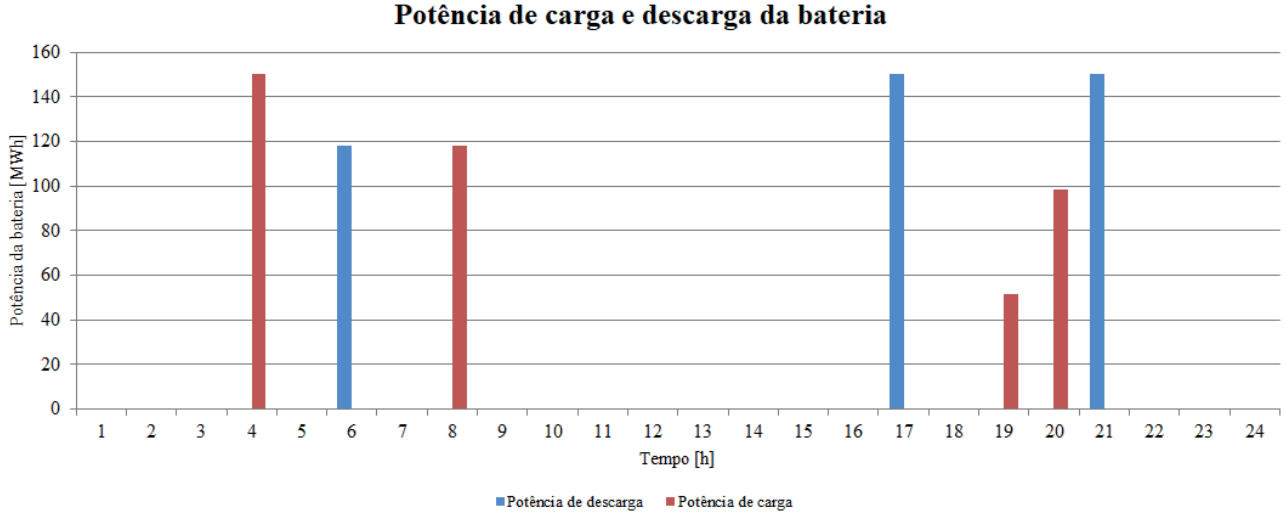


Fig. 5. Potência de carregamento e descarregamento da bateria

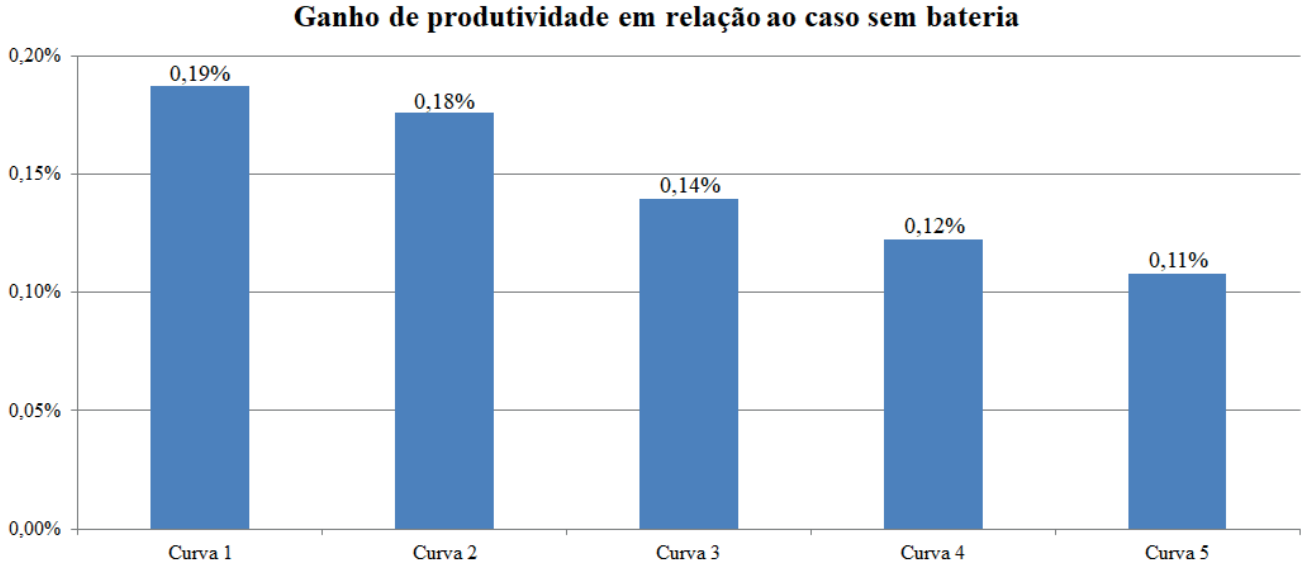


Fig. 6. Ganho de produtividade da bateria nos diferentes cenários

5 Conclusões

O modelo desenvolvido neste estudo forneceu uma análise preliminar sobre os benefícios da implementação de um banco de baterias na operação da UHE ITAIPU, demonstrando que uma eficiência de 95% pode gerar um incremento de cerca de 0,2% na produtividade. Além disso, foi identificado que a capacidade ideal para o banco de baterias seria de 200 MWh por setor da usina, além da qual não se observam ganhos significativos de produtividade. A economia de água projetada também aponta uma vantagem adicional ao uso de baterias, caso estas sejam integradas de forma eficaz na otimização da operação da usina. A geração dos *clusters* possibilitou uma análise mais abrangente dos dados, permitindo uma avaliação mais detalhada das condições operativas e dos impactos das diferentes configurações de armazenamento. Com base no Plano de Operação Energética (PEN 2024-2028), que indica possíveis desafios no atendimento à ponta de carga devido a variações na demanda, o modelo proposto neste trabalho pode ser aprimorado para avaliar a viabilidade de aumentar a capacidade da usina e garantir o atendimento adequado as novas exigências da carga. Dessa forma, a combinação de soluções tecnológicas, como os bancos de baterias, com a gestão inteligente da operação, pode contribuir para a melhoria da eficiência e sustentabilidade das usinas hidrelétricas no futuro.

6 CITAÇÕES BIBLIOGRÁFICAS

[1] R. J. de Andrade, R. E. Oviedo-Sanabria, R. A. González-Fernández. Uma Nova Abordagem da Produtibilidade para Utilização em Tempo Real. In: XV Encontro para Debates de Assuntos de Operação, Rio de Janeiro, 2018.

[2] T. N. Santos, A. L. Diniz, C. H. Saboia, R. N. Cabral, L. F. Cerqueira. Hourly pricing and day-ahead dispatch setting in Brazil: The dessem model, Electric Power Systems Research, v. 89, 2020, p. 106709.

[3] E. C Finard, M. R. Scuzziato. Hydro unit commitment and loading problem for day-ahead operation planning problem, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, v. 44, 2013, pp. 7–16.

[4] E. C Finardi, M. R. Scuzziato. A comparative analysis of different dual problems in the lagrangian relaxation context for solving the hydro unit commitment problem, Electric Power Systems Research, v. 107, 2014, pp. 221–229.

[5] D. Firmo Kazay, C. R. Mendonça da Rocha, M. R. Scuzziato. Assessing constructive heuristics for solving hydro unit commitment and loading problem, Computers and Informatics, v. 3, n. 1, 2023, pp. 26-34.

[6] Firmo Kazay, D.; Rocha, C. R. M.; Scuzziato, M. R.; Andrade, R. J.; Favoreto, R. S.; Galassi, P. Análise da modulação diária de geração como serviço ancilar para usinas hidrelétricas. In: Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Virtual, 2022.

[7] J. Kronqvist, D. E. Bernal, A. Lundell, I. E. Grossmann. A review and comparison of solvers for convex minlp, Optimization and Engineering, v. 20, 2019, pp. 397–455.

[8] F. J. Marti-Galeano, A. S. Arce-Encina, R. de Paula Maciel, S. Soares Filho. Modelo de Programação Não Linear Inteira Mista para o 'Unit Commitment' Hidráulico do Sistema Interligado Nacional. In: XXVII Seminário Nacional de Produção de Transmissão de Energia Elétrica, Brasília, 2023.

[9] L. S. A. Martins, S. Soares. Insights on short-term hydropower scheduling: On the representation of water continuity equations, Power Systems Computation Conference (PSCC), Genoa, Italy, 2016, pp. 1-6.

[10] R. J. de Andrade, Y. Fukui, D. R. M. Ramos da Luz. Avaliação do Potencial de Instalação de Sistemas de Armazenamento Alternativo Baseados em Gravidade em ITAIPU. In: Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Manaus, 2024.

[11] D. Pozo. Linear battery models for power systems análisis, Electric Power Systems Research, v. 212, 2022, p. 108565.

[12] S. E. Schaeffer. Graph clustering, Computer Science Review, v. 1, 2007, pp. 27-64.

[13] R. Tavenard *et al*. Tslearn, A Machine Learning Toolkit for Time Series Data, Journal of Machine Learning Research, v. 21, 2020, pp. 1-6.

[14] GAMS Development Corporation. General Algebraic Modeling System (GAMS) Release 36.1.0, Fairfax, VA, USA, 2021.

[15] Wisconsin Institutes for Discovery. NEOS Server. Disponível em: https://neos-server.org/neos/solvers/lp:CPLEX/GAMS.html. Acesso em: julho a setembro de 2024.

Comité de Estudios C1 - Desarrollo de sistemas eléctricos y economía

IMPACTO DE DIFERENTES ESTRATEGIAS DE CARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN LA CURVA DE DEMANDA DIARIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO ARGENTINO

NICOLÁS DE SAN JUAN*
FCEIA - UNR
ARGENTINA
desanjuann@gmail.com

LEANDRO YOCCO
FCEIA - UNR
ARGENTINA
leandro_yocco@live.com.ar

NÉSTOR SIDOTTI
FCEIA - UNR
ARGENTINA
ingnsidotti@hotmail.com

Resumen *– Impulsado por el creciente desarrollo de tecnologías más sustentables y la necesidad de transformar la matriz energética, se espera en el mediano y largo plazo un mayor impacto de la carga de vehículos eléctricos sobre la red, por lo que resulta obligatorio y fundamental estudiar su influencia en la demanda y en la operación del Sistema Eléctrico.*

El objetivo de este artículo es adelantarse y realizar un análisis del impacto de las principales estrategias de carga en la curva de demanda diaria del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

A partir de una curva diaria de demanda estimada del SADI para el año 2032, se analizan tres estrategias de carga de vehículos eléctricos diferentes (Carga Libre, Tarifas Diferenciadas, y Carga Inteligente), con el fin de compararlas, concluir y proponer cuál es la más conveniente.

Los resultados del estudio de estas estrategias de carga contribuirán a diseñar políticas y mecanismos de incentivo que promuevan una integración eficiente de los vehículos eléctricos en el Sistema Argentino.

Palabras clave: Vehículo – Eléctrico – Estrategia – Carga – Tarifas – V2G – Demanda – Optimización – Incentivos – Economía

1 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVO

La electromovilidad, que es representada principalmente por los Vehículos Eléctricos (VEs), emerge como una solución prometedora para mitigar el impacto ambiental del transporte convencional basado en combustibles fósiles. En los últimos años la adopción de vehículos eléctricos ha experimentado un notable crecimiento a nivel mundial, lo que es impulsado por avances tecnológicos en baterías, la disminución de costos de producción, el incremento en la autonomía y el desarrollo de infraestructuras de carga. Otro factor fundamental es el apoyo de algunos gobiernos mediante la implementación de políticas que fomenten la electrificación del parque automotor, a través de incentivos económicos y regulaciones.

En Argentina, si bien la penetración de VEs aún es incipiente en comparación con otras regiones como Europa, se observa un creciente interés y un lento pero paulatino avance hacia la electromovilidad.

Existen en el país y la región oportunidades como el potencial de desarrollo de la industria local de componentes para VEs, la disponibilidad de recursos naturales como el litio, elemento principal de las baterías, y la posibilidad de aprovechar la matriz energética nacional, que cuenta con una importante participación de energías renovables. Este último punto es clave para que la adopción de VEs cobre sentido.

Con respecto al tema de interés para este artículo, el impacto en el Sistema Eléctrico y su curva de demanda, el crecimiento de la electromovilidad implica una adaptación para soportar la demanda adicional y los desafíos en la operación y planificación de la red que esto implica.

* desanjuann@gmail.com

El enfoque y objetivo de este artículo consiste en analizar diferentes estrategias de carga considerando como caso de estudio a la demanda del Sistema Eléctrico Argentino estimada para el año 2032, para identificar cuál resulta más beneficiosa para la red, considerando factores como la reducción de los picos de demanda y la optimización energética.

2 ESTRATEGIAS DE CARGA Y ASPECTOS DE LOS VEs A CONSIDERAR

La teoría y el conocimiento sobre los vehículos eléctricos modernos y su interacción con los sistemas de eléctricos son muy extensos. Existe información sobre cuestiones como los niveles de carga, tipos de punto de recarga, pérdidas durante la carga, distancia de viaje diaria, entre muchos otros parámetros que forman parte de todas las cuestiones relacionadas con los VEs.

Teniendo en cuenta el enfoque considerado en este artículo, las variables que deben ser tenidas en cuenta para el estudio son las que se describen a continuación.

2.1 Niveles de carga de vehículos eléctricos

El primer paso antes de estudiar las distintas estrategias de control, para luego analizar su impacto en la demanda del sistema eléctrico argentino, es describir brevemente los Niveles de Carga típicos y los Puntos de Carga más esperados, los cuales serán analizados en el siguiente apartado.

- **Nivel 1:** entre 3 y 7 kW de potencia de carga que se puede obtener a través de tomas de corriente domésticas comunes. Este tipo se clasifica comúnmente como carga lenta [1].
- **Nivel 2:** potencia de carga de 10-20 kW. Solo se puede obtener con una toma de carga dedicada [1].
- **Nivel 3:** más de 40 kW de potencia de carga que solo se puede obtener a través de una toma de carga y un cableado dedicados y utilizando un cargador externo dedicado para la carga rápida de CC [1]. Esto se clasifica comúnmente como carga rápida.

2.2 Puntos de carga y su controlabilidad

Resulta importante describir los puntos de carga más esperados, especialmente porque este es un aspecto importante para determinar la controlabilidad de los vehículos eléctricos [1]:

- **Puntos de carga individuales domésticos o públicos para carga lenta:** esta solución es la más adecuada para la carga controlada, ya que los vehículos eléctricos estacionados en estos lugares permanecerán allí durante períodos más largos (pernoctaciones si se trata de una zona residencial).
- **Puntos de carga individuales públicos para tasas de carga medias:** esta solución no es adecuada para la carga controlada, ya que los vehículos eléctricos estacionados en estos lugares permanecerán allí durante períodos relativamente cortos.
- **Estaciones de carga rápida:** esta solución no es adecuada para acciones de control debido a la necesidad de tener una carga completa en el mínimo lapso de tiempo posible.

2.3 Estrategias de carga

La carga de un VE no es tan simple como rellenar combustible en una estación, implica considerar factores como el tiempo, el costo de la energía, la eficiencia energética, y más importante aún desde el punto de vista de las redes eléctricas: el impacto en la demanda del sistema.

Es por esto que han surgido diferentes estrategias de carga que se adaptan a las necesidades de los usuarios y a las características de las redes eléctricas.

2.3.1 Estrategia de Carga Libre (o no controlada)

Lo propietarios de vehículos eléctricos cargan libremente sus vehículos sin restricciones ni incentivos para facilitar el funcionamiento y la gestión de la red. Por lo tanto, los VEs se consideran cargas convencionales. Es responsabilidad de los propietarios elegir cuándo cargar su vehículo.

Además, se supone que el precio de la energía para estos usuarios es constante a lo largo del día, lo que significa que no se ofrecen incentivos económicos para animarlos a poner sus vehículos a cargar durante las horas de valle de la curva de demanda [1].

La carga se inicia cuando los vehículos eléctricos se conectan y dura hasta que su batería está completamente cargada o el propietario del vehículo eléctrico interrumpa la carga [3].

2.3.2 Tarifas Diferenciadas

Esta estrategia de carga es un enfoque que busca optimizar el consumo de energía y reducir los costos asociados a la carga de vehículos eléctricos mediante la aplicación de diferentes precios de la energía según la hora del día.

Se diseña un cuadro tarifario que define horarios con menores tarifas para incentivar a los propietarios a conectar sus vehículos en esos momentos. Lo ideal para la red eléctrica sería elegir estas horas en el valle, por cuestiones operativas y del mismo costo de la energía. Sin embargo, debido a que esta estrategia no es automática, lo que quiere decir que el propietario debe conectar manualmente su vehículo, se debe respetar el comportamiento del común de la población, por lo que se seleccionan horarios anteriores a la medianoche para el comienzo de la tarifa reducida.

2.3.3 Carga inteligente

Esta estrategia representa un sistema de gestión activo donde existe una estructura de control coordinada que monitoriza continuamente todos los elementos conectados a la red y su estado. Este tipo de gestión proporciona el uso más eficiente de los recursos disponibles en cada momento, permitiendo la prevención de congestión y el control de la tensión. Aun así, es crucial garantizar el compromiso de los propietarios de vehículos eléctricos, ya que también está disponible la opción de realizar una carga libre. Por lo tanto, se debe proporcionar algún tipo de incentivo económico a los propietarios para que permitan que la estructura de control jerárquica gestione el proceso de carga de la batería [3]. Dentro de este esquema, el sistema tiene flexibilidad para cargar los vehículos eléctricos durante todo el período en que están conectados, en lugar de que la carga se realice automáticamente cuando se enchufan.

3 ENFOQUE CONSIDERADO

El objetivo de este trabajo es estudiar el impacto de la integración de los vehículos eléctricos en la curva de demanda diaria del Sistema Eléctrico Argentino considerando las distintas estrategias de carga descriptas en el apartado anterior. Es por esto que se hacen las siguientes consideraciones para definir el enfoque en el que se basa este estudio:

- **Niveles de carga:** dado que el Nivel 1 es el único en el que se pueden implementar las estrategias de control, este es el nivel que se considerará para los vehículos eléctricos. Podrá haber vehículos eléctricos cargando en Nivel 2 y 3, pero estos serán considerados como parte de la demanda convencional.
- **Puntos de carga:** como hipótesis se considera que todos los vehículos eléctricos serán cargados en puntos de carga domiciliarios, siendo que se espera que para el año de estudio la mayoría de los usuarios realizarán la carga de su vehículo de esta manera, y además teniendo en cuenta que el tiempo en que los VEs están conectados a los puntos de carga rápido son considerablemente menores.

Es importante destacar que este estudio analiza el sistema eléctrico desde el punto de vista del nivel de alta tensión y considera la demanda total la red. Debido a estos supuestos, no se tienen en cuenta aspectos como las pérdidas de carga, la distancia diaria de viaje o el tiempo de regreso.

Si el Sistema Eléctrico se hubiera estudiado desde el punto de vista de media tensión (distribución), por ejemplo, se deberían considerar todos estos aspectos.

4 CASO DE ESTUDIO. CURVA DE DEMANDA DIARIA DEL SADI

4.1 Escenario de estudio. Demanda del SADI.

El primer paso es estimar una curva de demanda de verano con alta temperatura para el año 2032. Se selecciona este año como horizonte de estudio ya que se espera que para ese momento ya exista una cantidad de VEs en circulación en Argentina lo suficientemente grande como para influir en la demanda. Mas adelante se realizará una estimación de la cantidad de vehículos eléctricos para el año 2032.

Como punto de partida se eligen las curvas reales de dos días de verano del año 2024 (días consecutivos) cuyas temperaturas estuvieron por encima de la media (sin llegar a ser la máxima). Luego dichas curvas se "suavizaron" para eliminar las variaciones típicas de la operación normal del Sistema Eléctrico Argentino.

Para poder elegir los días bases, se realizó un análisis de las temperaturas medias diarias reales de los últimos 20 años en el área del Gran Buenos Aires (área con mayor participación en la demanda del país), y luego se eligió una temperatura alta (8% de probabilidad de excedencia) cercana a los 29°C. En base a esta temperatura se buscaron dos días consecutivos del verano 2024 con un valor medio de temperatura diaria similar y cercana a 29°C.

Con las curvas diarias de demanda bases seleccionadas, se realiza un análisis que contempla el crecimiento poblacional [4], la actividad económica, el impacto del "sinceramiento" de las tarifas y la mejora en la eficiencia energética. Con esto se proyecta una curva de demanda típica horaria para el año 2032 suponiendo dos días con temperaturas iguales a los días bases elegidos. El sinceramiento de las tarifas se refiere a la política del gobierno actual de Argentina donde se eliminan los subsidios a la energía eléctrica.

4.2 Demanda de carga de vehículos eléctricos.

Se consideran dos escenarios diferentes de penetración de vehículos eléctricos:

- Un **Escenario Optimista** con una mayor cantidad de estos vehículos, basado en las tendencias mundiales y considerando una mejora de la macroeconomía argentina y la región.
- Un **Escenario Realista**, en caso de que la tendencia de adopción de VEs en los próximos años no sea la esperada, y además la economía del país no crezca según las proyecciones actuales.

Para determinar la demanda eléctrica correspondiente a la carga de los VEs para casa Escenario, se calculó el porcentaje de la flota total de vehículos en Argentina para el año 2032 que correspondería a VEs. En primer lugar, se estimó la cantidad de vehículos totales para el 2032, dicha estimación se realizó teniendo en cuenta el crecimiento de la flota en los últimos 4 años [5], y realizando una proyección al año horizonte, teniendo en cuenta además otras variables como el crecimiento poblacional o las expectativas económicas del país [4].

Luego se determinó el porcentaje de la flota total de autos al año horizonte que corresponde a VEs para cada escenario. Para el **Escenario Optimista** se seleccionó un **3%** de VEs sobre el total de la flota circulante esperada para el año 2032. Este número fue seleccionado bajo las hipótesis mencionadas, incluyendo además la implementación de incentivos económicos e impositivos para la adopción de este tipo de vehículos.

Con respecto al **Escenario Realista**, se selecciona un valor del **1,5%** de VEs sobre el total de la flota circulante esperada para el año 2032, valor considerablemente menor al anterior escenario, pero con una mayor probabilidad de ocurrencia teniendo en cuenta el lento avance de la macroeconomía de la región, y la posible falta de incentivos suficientes para impulsar la adopción de VEs.

En la siguiente tabla se observa la cantidad total de vehículos esperada para el año 2032 en circulación en Argentina, y la cantidad de VEs considerando los porcentajes recién descriptos.

TABLA I. VEHÍCULOS CONVENCIONALES Y ELÉCTRICOS AL AÑO 2032.

Vehículos en circulación al año 2032	**VEs 2032 Escenario Optimista (3%)**	**VEs 2032 Escenario Realista (1,5%)**
17.437.336	523.120	261.560

El siguiente paso es determinar el consumo de potencia de cada VE cuando se está cargando conectado a la red eléctrica. Como hipótesis se considera que la mayoría de los VEs se cargarán utilizando la carga rápida domiciliaria (que es mas lenta que la carga rápida en estaciones dedicadas). Esta se corresponde con un equipo que se conecta entre el vehículo y la instalación eléctrica domiciliaria.

De un relevamiento de los vehículos que se comercializan actualmente en Argentina, se toma un promedio de carga con una potencia de 6 kW. Como resultado se presenta en la siguiente tabla la demanda total correspondiente a la carga de los vehículos eléctricos:

TABLA II. DEMANDA ESTIMADA DE LA CARGA DE VEs AL AÑO 2032.

Escenario Optimista (3%)	3.140 MW	**Escenario Realista (1,5%)**	1.570 MW

Con respecto al tiempo de carga, lo que es un factor importante al momento de definir las curvas de demanda, según la información relevada de vehículos comercializados, la batería del VE realiza una carga completa en un promedio de 7 horas con el tipo de carga considerado.

4.3 Curvas de demanda de carga de los vehículos eléctricos.

A continuación, se detallan las curvas de demanda para cada tipo de estrategia de carga. Se toma como hipótesis para las tres estrategias que todos los vehículos eléctricos se cargan hasta el 100% de la capacidad de sus baterías.

4.3.1 Estrategia de Carga Libre (o no controlada)

No existe ninguna regulación ni control sobre la carga de vehículos eléctricos, por lo que los propietarios suelen volver a sus casas y conectar sus vehículos. Por lo tanto, la curva de carga está fuertemente asociada a este comportamiento.

En la figura 1 se muestran las curvas de demanda estimadas de los vehículos eléctricos para los Escenarios Optimista y Realista.

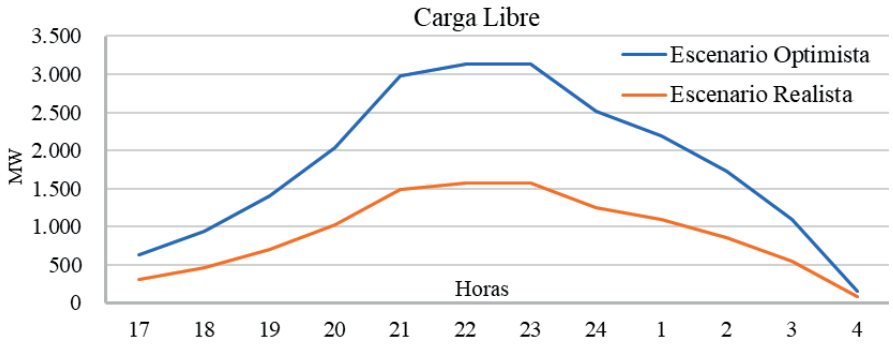


Fig. 1. Demanda estimada de VEs. Estrategia de Carga Libre.

En la tabla III se muestran los valores utilizados para confeccionar la curva, en donde se considera que los propietarios de los VEs conectan los mismos al llegar a sus domicilios. Se toma como hipótesis que los primeros vehículos se conectan a las 17 horas, y luego va aumentado el porcentaje de vehículos conectados hasta llegar al 100% a las 22 horas. Luego, este porcentaje comienza a disminuir a las 24 horas ya que los primeros vehículos que se conectaron a las 17 horas finalizaron su carga. Finalmente, continua el mismo proceso hasta que el total de los VEs están cargados al 100%.

TABLA III. PORCENTAJE DE CARGA DE VEs POR HORA. ESTRATEGIA DE CARGA LIBRE.

Hora del día	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
% de VEs cargando	20%	30%	45%	65%	95%	100%	100%	80%	70%	55%	35%	5%

4.3.2 Estrategia de Tarifa Diferenciada

Al proporcionar un período de tiempo de tarifa reducida, se puede generar un incentivo para que el propietario elija esos momentos para comenzar la carga del vehículo.

Lo ideal sería que los vehículos eléctricos se carguen durante el valle (madrugada), ya que la demanda del sistema y los costos de generación son más bajos.

Sin embargo, se debe tener en cuenta que es el propietario del VE quien conecta manualmente su vehículo, ya que no se considera en esta estrategia que el VE tenga la capacidad de conectarse automáticamente. Por lo tanto, resulta necesario seguir el comportamiento típico de los propietarios, y como consecuencia, el rango horario elegido para la carga no se puede definir a la madrugada, donde se da el mínimo del valle.

Por estas cuestiones, para el escenario de estudio que se corresponde con la demanda pico del verano, se definen diferentes rangos de reducción del precio, con lo que además, se busca evitar un pico de demanda al momento del inicio del incentivo. Específicamente se seleccionan 3 escalones de reducción de la tarifa de energía para la carga del VE: **1) 20% de reducción del precio a las 23 hs**, **2) 40% de reducción del precio a las 24 hs**, **3) 50% de reducción del precio a la 1 del día siguiente**.

En la figura 2 se muestran las curvas de demanda estimadas de los vehículos eléctricos para los Escenarios Optimista y Realista:

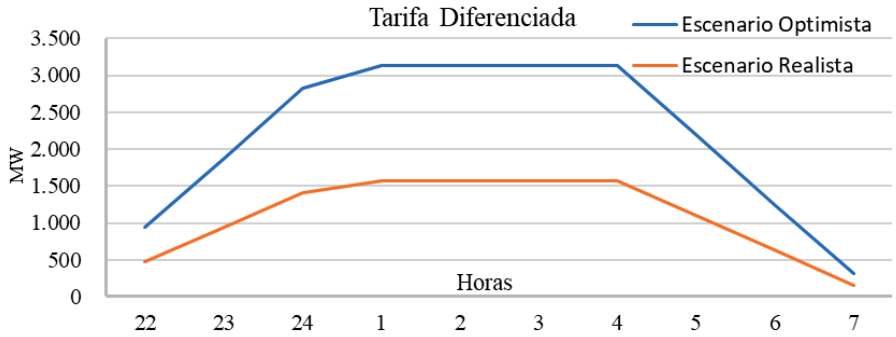


Fig. 2. Demanda estimada de VEs. Estrategia de Tarifa Diferenciada.

En este caso se considera la siguiente tabla donde se defienden los porcentajes de propietarios que conectan sus VEs en cada hora. Se considera como hipótesis que una parte de los vehículos son conectados antes del inicio del primer escalón de incentivo, pero que la gran mayoría son conectados en las horas donde se tiene mayor reducción de la tarifa.

TABLA IV. PORCENTAJE DE CARGA DE VEs POR HORA. ESTRATEGIA DE TARIFA DIFERENCIADA.

Hora del día	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7
% de VEs cargando	30%	60%	90%	100%	100%	100%	100%	70%	40%	10%

4.3.3 Estrategia de Carga Inteligente

En este caso los vehículos eléctricos tienen la capacidad técnica de controlar automáticamente el periodo de carga mientras están conectados, por lo que es posible seleccionar de forma automática el rango horario más conveniente en el que el VE se carga.

Al igual que en la Estrategia de Tarifa Diferenciada, se busca como objetivo principal que la carga de los VEs se realice en horas de valle. La ventaja de la Estrategia de Carga Inteligente sobre la Tarifa Diferenciada es que, debido a que la primera se realiza de forma automática, se puede conseguir el objetivo con una mayor eficiencia y controlabilidad, logrando realizar la carga en horas de madrugada (valle).

La curva de carga de VEs esperada para esta estrategia se muestra en la siguiente figura para ambos escenarios considerados, mientras que los valores que forman la curva se presentan en la tabla V:

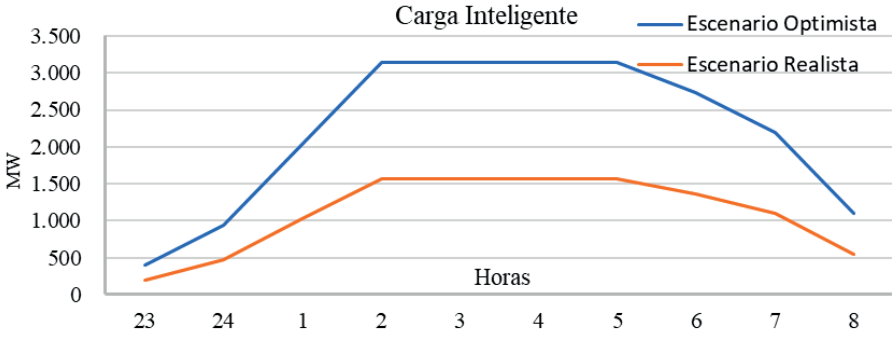


Fig. 3. Demanda estimada de VEs. Estrategia de Carga Inteligente.

TABLA V. PORCENTAJE DE CARGA DE VEs POR HORA. ESTRATEGIA DE CARGA INTELIGENTE.

Hora del día	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8
% de VEs cargando	13%	30%	65%	100%	100%	100%	100%	87%	70%	35%

Debido a que es un sistema automático se podría definir que todos los VEs se comiencen a cargar directamente a una hora determinada del valle, sin embargo, esto tendría una forma de escalón que introduciría un pico brusco de demanda, dificultando seriamente la operación del sistema.

Es por esto que se toma como hipótesis que el sistema de control jerárquico que controla la carga de los VEs realice un control conectándolos en forma de rampa "suave". Con esto se evita el pico de demanda y se logra que todos los VEs se carguen en horas de valle. Además, cabe destacar que se selecciona como horario de inicio de carga la hora 24 para que todos los VEs lleguen al 100% a las 8 de la mañana del día siguiente.

5 RESULTADOS

Teniendo en cuenta los Escenarios Optimista y Realista, la curva diaria de demanda prevista para el año 2032, y las curvas de carga de cada una de las estrategias estudiadas, se presentan los resultados.

5.1 Estrategia de Carga Libre (o no controlada)

A continuación se presenta la curva de demanda considerando la carga de los VEs:

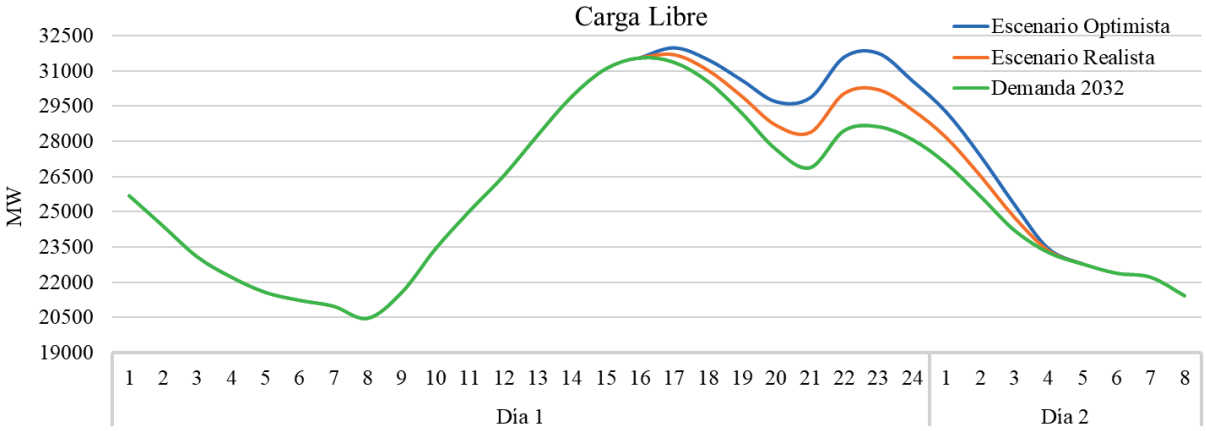


Fig. 4. Curva de demanda del SADI considerando la carga de los VEs. Carga Libre.

En primer lugar, se observa un leve incremento del pico de la tarde, que es el pico más exigente para el Sistema, con lo cual se aprecia la primera desventaja de la estrategia.

En segundo lugar, se aprecia que aumenta considerablemente el pico nocturno, llegando a un valor de 31.753 MW en el peor escenario (Optimista), alcanzando un valor muy similar al pico de la tarde. Resulta evidente que esto no es un efecto deseado, ya que dificulta seriamente la operación de la red.

Esto representaría un desafío para el funcionamiento del sistema, por lo que resulta obligatorio estudiar y analizar su efecto en búsqueda de medidas operativas y de planificación para mantener al sistema eléctrico operando de forma segura y estable.

5.2 Estrategia de Tarifa Diferenciada

La curva de demanda considerando la carga de los VEs con esta estrategia se presenta a continuación:

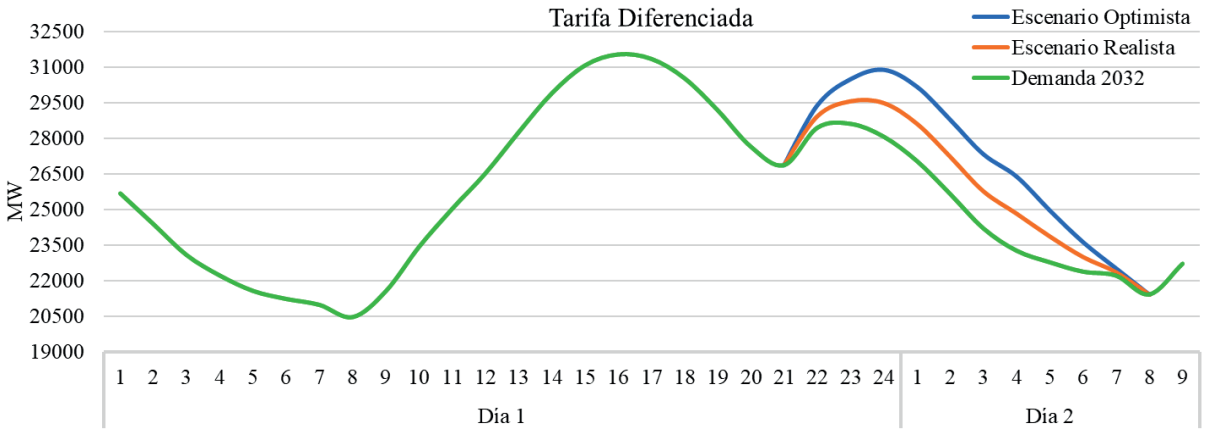


Fig. 5. Curva de demanda del SADI considerando la carga de los VEs. Tarifa Diferenciada.

Se observa que el pico nocturno aumenta en ambos escenarios, aunque no alcanza el valor de demanda del pico de la tarde, lo que representa una mejora con respecto a la estrategia anterior.

Otro aspecto para destacar es que una parte de la carga de los VEs se realiza en horas de valle, y lo hace en una proporción mayor que en la estrategia anterior.

5.3 Estrategia de Carga Inteligente

La curva correspondiente se muestra en la siguiente figura:

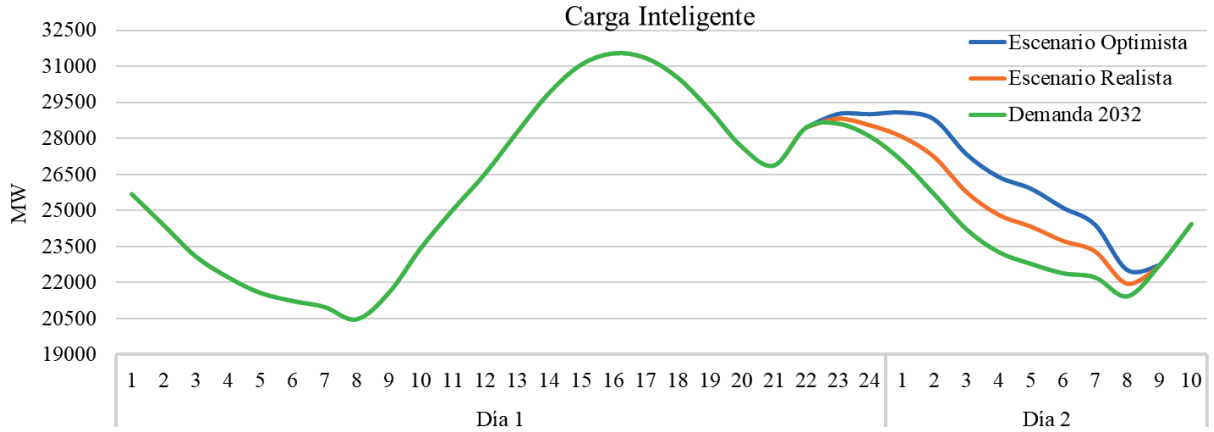


Fig. 6. Curva de demanda del SADI considerando la carga de los VEs. Carga Inteligente.

Gracias a la capacidad de controlar la carga de forma automática, en el caso del Escenario Optimista, el pico nocturno aumenta levemente, pero se mantiene de forma "plana" por más tiempo, lo que facilita la operación de dicho pico. En el Escenario Realista no se observa con tanta relevancia el hecho de aplanar el pico, aunque se mejora aún más la situación para la operación con respecto a las estrategias anteriores.

Otro punto fundamental de esta estrategia es que la carga se realiza enteramente en las horas de valle de demanda, a diferencia de las estrategias anteriores. Esto es especialmente beneficioso ya que en estos momentos la oferta de generación es mucho más amplia que en las horas de pico. Por lo tanto, la carga del VE puede ser alimentada por una energía considerablemente más barata que las estrategias de Carga Libre y Tarifa Diferenciada.

La tercer gran ventaja de la estrategia de Carga Inteligente es que, debido a que la carga de los VEs se da en el valle, el nivel de carga de equipos del sistema eléctrico, como transformadores y líneas, es considerablemente menor que en las otras estrategias. Esto se debe a que la demanda convencional es mucho menor en el valle que en el pico y, como consecuencia, los equipos del sistema eléctrico se encuentran considerablemente más descargados que en el pico.

6 CONCLUSIONES

La primera conclusión es que la selección de una estrategia de carga adecuada es fundamental para evitar posibles problemas graves en el funcionamiento de la red. Por ejemplo, al considerar una estrategia de Carga no Controlable, la demanda de los vehículos eléctricos tiende a sumarse al pico nocturno, provocando problemas en la operación e incluso en el precio de la energía ya que, al requerir más generación de punta, el precio aumenta aún más.

Considerando la estrategia de Tarifa Múltiple, y seleccionado horarios razonables de inicio del incentivo económico donde el usuario conecte manualmente su vehículo, se puede lograr una mejora con respecto a la estrategia anterior. Sin embargo, a pesar de definir horarios en donde se incentiva a conectar el vehículo, el éxito de esta estrategia depende de la voluntad del usuario de conectarlo en ese horario.

Finalmente, la conclusión principal es que la estrategia de Carga Inteligente es la más adecuada debido a su capacidad de gestionar los tiempos de carga automáticamente. Por lo tanto, se pueden seleccionar los

horarios más convenientes, que se corresponden típicamente con el valle nocturno. Sin embargo, esta estrategia requiere una infraestructura más grande, redes inteligentes y por lo tanto mayor inversión.

Teniendo en cuenta la relación costo beneficio, se considera que para el año 2032 la estrategia de carga más conveniente para el caso del Sistema Eléctrico Argentino es la Tarifa Diferenciada, ya que ofrece una importante mejora con respecto a la carga libre y no requiere afrontar los altos costos de implementación de la carga inteligente.

Queda demostrado que a pesar de que falta un tiempo considerable para la adopción en masa de VEs en Argentina, es fundamental adelantarse y desarrollar políticas y estrategias para evitar los problemas mencionados, y mantener a la red funcionando de forma estable y segura con esta nueva demanda.

7 REFERENCIAS

[1] Rodrigo Garcia-Valle, Joao A. Peças Lopes, "*The Impact of EV Charging on the System Demand*", Electrical Engineering Department, Technical University of Denmark, Porto, Portugal, Springer, 2013.

[2] Bending S, "*Specification for an enabling smart technology*", Deliverable D1.1 of the European Project MERGE, Agosto 2010.

[3] Pedro Miguel Pousada da Rocha Almeida, "*Impact of Vehicle to Grid in the Power System Dynamic Behaviour*", Faculty of Engineering of University of Porto, November 2011.

[4] INDEC, "*Instituto Nacional de Estadística y Censos*", https://www.indec.gob.ar/, Argentina, 2024.

[5] AFAC, "*Asociación de Fábricas Argentinas de Componentes*", https://www.afac.org.ar/, Argentina, 2024.

Comitê de Estudos C1 - Desenvolvimento de Sistemas Elétricos e Economia

CONFIABILIDADE COMPOSTA APLICADA NA DETERMINAÇÃO DO MONTANTE DE ARMAZENAMENTO POR BATERIA

L.F. NOGUEIRA*
MRTS Consultoria
Brasil
luis.nogueira@mrtsconsultoria.com

D.S. RAMOS
Universidade de São Paulo
Brasil
dorelram@usp.br

F.K. MEDEIROS
Quantum Participações S.A.
Brasil
fmedeiros@quantumbrt.com

Resumo *– Propõe-se metodologia para dimensionamento de sistemas de baterias baseada no desempenho do sistema elétrico em regime permanente, utilizando métricas de confiabilidade composta em conjunto com análise de fluxo de potência ótimo, disponíveis no modelo NH2. A sistemática está direcionada para estudos de planejamento da transmissão, possibilitando avaliar a atratividade na postergação de investimentos com o emprego de armazenamento, ou mesmo aumentar a confiabilidade e resiliência da rede elétrica. A preparação de cenários e delineamento da área de estudo é feita com apoio do modelo ANAREDE para definição prévia da vizinhança elétrica e formação do espaço de estados.*

Palavras-chave: Confiabilidade – Armazenamento – BESS – Regime Permanente – Dimensionamento – Planejamento da Transmissão.

1 INTRODUÇÃO E TEMAS RELACIONADOS

Durante os últimos dez anos o sistema elétrico nacional passou por transformações profundas no tocante à expansão da oferta de energia elétrica. A participação da fonte hidrelétrica passou de 64% para atuais 48% na composição da oferta, com expectativa de cair para 43%, no ano 2028 [1]. A combinação entre a necessidade de expandir o sistema com fontes renováveis, com o propósito de reduzir os efeitos das mudanças climáticas, bem como a maior conscientização em relação aos efeitos antrópicos sobre o planeta, levou ao enrijecimento das políticas ambientais e, cada vez mais, fortalecer o crescimento da participação de fontes renováveis não controláveis (VRE – *variable renewable energy*) na composição da oferta de energia em busca da redução de emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE).

Diante desse contexto, torna-se necessário dotar o sistema elétrico de atributos relacionados à resiliência e flexibilidade. O armazenamento de energia apresenta-se como alternativa e tem sido uma ferramenta representativa para minimizar os custos globais [2], principalmente por meio de energia hidroelétrica, especificamente por bombeamento (Usinas Reversíveis). Tal como acontece com outras partes da transição energética, está disponível um número crescente de soluções de armazenamento de energia, incluindo o armazenamento eletroquímico, o armazenamento de energia térmica, as tecnologias mecânicas e o armazenamento químico. Cada uma dessas tecnologias tem potencialmente um papel a desempenhar no fornecimento de flexibilidade, segurança do aprovisionamento e serviços econômicos de forma escalável [3].

Atualmente, a energia hidroelétrica por bombeamento domina o panorama do armazenamento de eletricidade, com cerca de 140 GW de capacidade e 9 TWh de armazenamento de eletricidade [4]. No entanto, prevê-se que a capacidade global de armazenamento em baterias estacionárias cresça rapidamente até 2030, em valores que podem evoluir de cerca de 86 GW (192 GWh) atuais para 782 GW (2013 GWh), em 2030 [5].

* luis.nogueira@mrtsconsultoria.com

Diante desse cenário em transição, os Sistemas de Armazenamento de Energia em Bateria (BESS) são vistos como uma tecnologia promissora para lidar com as dificuldades técnicas emergentes e estão ganhando protagonismo no contexto de instalações híbridas [6] [7] [8]. Em [7], há relação de inúmeras alternativas e métodos com objetivo de dimensionamento de sistemas híbridos, apontando aspectos positivos e algumas desvantagens de cada forma de tratamento do problema.
A presente proposta metodológica retoma a temática sob o ponto de vista de planejamento da transmissão, em que se apresenta metodologia alternativa para localização e dimensionamento de BESS, em regime permanente, com suporte de fluxo de potência ótimo e análise de confiabilidade baseada em enumeração de estados, considerando o ferramental oficial disponível no setor energético brasileiro.
O texto foi estruturado de forma que temas relacionados possam ser visitados na sequência do presente item, sem a pretensão de esgotá-los, sendo a proposta metodológica detalhada no item 2, que conta com apoio de diagramas para ilustrar o procedimento proposto. No item 3 se apresenta um estudo de caso para a subestação Itabira 5, sendo as conclusões quanto à metodologia consolidadas no item 4.

1.1 Confiabilidade

Conceitualmente, a análise de confiabilidade tem por objetivo quantificar o risco de interrupção no suprimento de energia elétrica aos consumidores finais, tanto na fase de operação, quanto na fase de planejamento, a partir de índices probabilísticos de sistema [9]. Aplicam-se técnicas probabilísticas e métodos de seleção de estados (e.g. enumeração de estados, simulação de Monte de Carlo) considerando dados típicos de taxas de falha e tempos de interrupção dos componentes. Estudos dessa natureza podem ser empregados como suporte a decisão, seja em base absoluta, seja em base relativa, como para avaliação de ampliação e configuração da rede elétrica. Nesse contexto, a análise de confiabilidade sistêmica representa um importante requisito a ser considerado na exploração de metodologias adequadas para a avaliação probabilística do desempenho do sistema elétrico nacional [10].
Conforme [10], as metodologias de probabilísticas de confiabilidade já se encontravam desenvolvidas no âmbito do Planejamento da Expansão, desde o final dos anos 70, com o modelo GATOR (Flórida Power). Posteriormente surgiram outros modelos, com suas contribuições e legados, dentre eles: FLUXP (Eletrobrás 1992), PACOS (CESP 1988), CGS (CELG 1981) e, finalmente, NH2 (CEPEL 1991) ainda funcional e em versão comercialmente disponível e com integração a outros modelos de planejamento.

1.2 Sistemas de Armazenamento por Baterias

As baterias usadas no armazenamento de energia são dispositivos eletroquímicos que se carregam a partir da energia gerada em uma usina, ou a partir da própria rede elétrica, tendo por objetivo fornecer energia elétrica para a rede a qual estão conectadas ou mesmo suprir outros serviços de rede, conforme necessário. São divididas em diferentes tipos quanto à sua composição química, apresentando características diferentes quanto ao seu tamanho, densidade de energia, ciclo de vida e custo, entre outros parâmetros importantes. Os três tipos mais comuns de baterias recarregáveis são Chumbo-Ácido, Níquel-Cádmio e Lítio-Íon [6].
O armazenamento de energia em baterias é vantajoso devido à flexibilidade de alocação com outras fontes de energia renováveis ou não renováveis e pode equilibrar as cargas entre os períodos de pico e fora de pico (*Peak Shaving*), bem como possibilita o gerenciamento de energia em uma instalação (Arbitragem). Além de outras aplicações possíveis em sistemas de grande escala (*Front-of-the-Meter* FtM ou *grid-scale battery storage*), requerem uma área relativamente pequena e não se limitam à localização geográfica, permitindo a combinação com outras tecnologias renováveis e não renováveis para formar uma solução de energia híbrida [6] [11]. Adicionalmente, [2] cita a aplicação de BESS em sistemas de transmissão e distribuição para melhorar a confiabilidade, como uma alternativa a projetos de atualização de linhas de transmissão, bem como a utilização desses dispositivos em sistemas de transmissão de grande porte como possibilidade para redução de operações de *curtailment*, dentre outros.
Do trabalho de [7] conclui-se que para atender ao rápido crescimento da demanda por energia, todas as fontes de energia precisam ser exploradas e possivelmente de forma conjunta, híbrida ou associada. As energias renováveis são ilimitadas e limpas, mas a grande questão está relacionada ao fato dessas fontes não serem despacháveis. A combinação de várias fontes de energia pode ser empregada no intuito de complementação e estabilização da produção. Nesse sentido, constata-se que baterias são elementos comumente associados às fontes solares e eólicas para estabilização da produção. Na mesma linha, [6] e [12] concluem que fontes VRE, em especial fotovoltaica, representam sérios desafios para os sistemas de energia modernos. Os BESS são vistos como uma tecnologia promissora para lidar com os gargalos técnicos emergentes e, particularmente,

estão ganhando interesse crescente no contexto de instalações híbridas.
Em [13], foram feitos diversos estudos sobre o posicionamento e dimensionamento ideais do BESS para propósitos diversos, incluindo o posicionamento ótimo do BESS para o fornecimento de suporte de frequência durante contingência com base em injeções de potência ativa. Aplicações de sistemas de armazenamento por baterias isolados, ou não acoplados a outras fontes, são mais raros em sistemas de potência e voltados para soluções específicas de desempenho da rede, tal como a postergação, ou mesmo substituição de outro ativo de rede mais caro.
Diante dessa sucinta e breve revisão, o emprego de métricas de confiabilidade composta no dimensionamento de sistema de armazenamento aparenta ser um campo ainda pouco explorado.

1.2.1 Panorama Nacional

Sistemas de armazenamento já se faziam presentes no sistema elétrico nacional desde a década de 1930, porém, por meio de usinas hidrelétricas reversíveis (UHR) [14]. Não obstante, uma conjunção de fatores, que envolvem o legado das hidrelétricas enquanto elementos de armazenamento de energia, questões ambientais, evolução tecnológica e mudanças climáticas, contribuíram para que os dispositivos de armazenamento em baterias voltados para sistemas elétricos de grande porte deixassem o ambiente acadêmico para ocupar as frentes de estudos na busca de alternativas para solucionar efeitos de alta penetração de geração não controlável, deslocamento de ponta, *curtailment*, ou mesmo como alternativa de planejamento da expansão. No entanto, faz-se urgente o amadurecimento regulatório, sem o qual não haverá atração de investimentos.
O armazenamento por baterias em redes elétricas de alta tensão chamou a atenção, em 2023, como solução proposta para subestação de Registro - SP como forma de reforçar o atendimento do sistema elétrico do Litoral Sul do estado de São Paulo, durante o verão. Trata-se de uma solução isolada e específica, pois a experiência brasileira com baterias ainda é incipiente, sendo necessário um longo processo de amadurecimento, em especial regulatório, para que essa tecnologia seja introduzida de maneira estrutural [15].
A natureza do problema regulatório parece, em primeira análise, ser majoritariamente uma falha regulatória, com desdobramentos em falhas de mercado e institucionais. A Agência reguladora (ANEEL), com o apoio do ONS, tem envidado esforços para o amadurecimento regulatório necessário para a adequada pavimentação dos caminhos para aplicações de armazenamento no sistema nacional. A Consulta Pública 039/2023 trata dessa questão de forma estruturada [16] e oferece amplo campo de debate e amadurecimento da regulação associada, com oportunidades para o desenvolvimento de produtos e serviços.

2 METODOLOGIA PROPOSTA

Em [7] há uma revisão de métodos de dimensionamento de fontes de energia renovável envolvendo sistemas híbridos, de onde se constata a intensa aplicação de softwares ou métodos tradicionais para a tarefa, envolvendo métodos analíticos, iterativos, probabilísticos e baseados em inteligência artificial. Em [17] há aplicação do algoritmo *Particle Swarm Optimization* - PSO (meta-heurística) para resolver o problema de localização e dimensionamento de um dispositivo de armazenamento a partir de localidades candidatas em numa rede real portuguesa. Observa-se em ambos os trabalhos a aplicação de métodos de otimização com objetivo de amenizar efeitos de fontes variáveis de energia sobre a rede elétrica.
[17] pré-seleciona localidades na rede para receber sistemas de bateria por meio do método Monte Carlo, que são avaliados individualmente pela meta-heurística em teremos de desempenho. Ao término, são comparados os resultados da função objetivo de cada localidade, sendo escolhida a que minimiza as violações dos limites das tensões nos barramentos e as sobrecargas em linhas de transmissão. Para o dimensionamento da bateria são testados vários casos com potências máximas de carregamento e descarregamento diferentes, de maneira a estudar o impacto que a potência, do dispositivo de armazenamento tem sobre a rede.
Para o caso deste trabalho, propõe-se uma abordagem até então não identificada nas referências consultadas, em que se selecionam subestações candidatas a partir dos resultados do procedimento de margem de transmissão (ou escoamento) [18] [19] do sistema interligado nacional, associado à ferramenta de confiabilidade composta NH2 [9] que, em conjunto podem suprir as necessidades imediatas relacionadas ao planejamento da transmissão, tendo como base o ferramental disponível oficialmente no setor de energia elétrica brasileiro.
O tratamento do problema de localização, por meio do ferramental de margem de transmissão, oferece uma primeira aproximação para a identificação de pontos da rede elétrica que apresentem algum tipo de não atendimento aos critérios de planejamento [20]. Assim, as subestações indicadas apresentam-se como

potenciais locais para estudo de aplicação de BESS, porém, devem ser tratados apenas como indicativos, não sendo em absoluto determinativos. Os elementos e causas da redução de margem devem ser avaliados em detalhes, pois podem ter origem em questões relativas ao ajuste do ponto operativo do caso de fluxo de potência, ou mesmo associados a equipamentos de subestação com custo de substituição inferior ao sistema de baterias. Em função de se tratar de metodologia aceita e empregada no planejamento da transmissão e ter abrangência sistêmica, entende-se ser suficiente como ponto de partida para identificação de locais candidatos.
O problema de dimensionamento é delineado no âmbito das possibilidades oferecidas pelo modelo de confiabilidade composta NH2 [19], em que há uso de metodologia de fluxo de potência ótimo [21]. Os índices sistêmicos resultantes são um grande diferencial oferecido, pois poderão ser utilizados para fins comparativos do desempenho da rede elétrica com e sem o sistema de baterias. Um dos destaques é a avaliação probabilística de confiabilidade aplicada a sistemas elétricos de grande porte, com representação completa do parque gerador e do sistema de transmissão. As incertezas são representadas por meio de dados típicos de taxas de falha e tempos de reparo de componentes do sistema [22]. Os índices de confiabilidade sistêmicos têm como objetivo quantificar a probabilidade, frequência, e duração da perda de carga, em termos de potência e energia. Podem ser estratificados por área, nível de tensão, barra e modo de falha, permitindo identificar partes do sistema mais vulneráveis e passíveis de reforços.
Essa sistemática envolvendo os modelos citados encontra-se descrita nos itens que seguem.

2.1 Modelagem em regime permanente

Por se tratar de proposta de modelagem envolvendo regime permanente, inicialmente deve-se buscar uma forma de representação do sistema de baterias em programa de fluxo de potência. [11] utiliza modelagem do BESS como uma máquina síncrona conectada à rede elétrica por meio de seus transformadores associados, com possibilidade de operar nos quatro quadrantes no diagrama P-Q. Nessa configuração de modelo, é necessário especificar os valores apropriados para a potência nominal MW, o fator de potência e a capacidade reativa do BESS.
Para a operação, uma condição de descarga ou carga pode ser representada pela configuração de uma máquina equivalente para geração positiva ou geração negativa. Dessa forma, pode-se modelar a capacidade do dispositivo de regular a frequência. A potência reativa do BESS pode ser definida de maneira semelhante, refletindo a capacidade de controlar a tensão terminal ou a tensão em algum outro ponto do sistema [11].
Dessa forma, a partir dos recursos disponíveis no modelo ANAREDE [19], representa-se o sistema de baterias como uma barra do tipo PV (Potência Ativa e Tensão fixados) com carga e balanço de injeção inicial nula, de forma que o modelo despache livremente o BESS, mimetizando a operação de carga ou descarga da bateria, valendo a injeção líquida como dimensionamento. A figura a seguir ilustra a representação adotada.

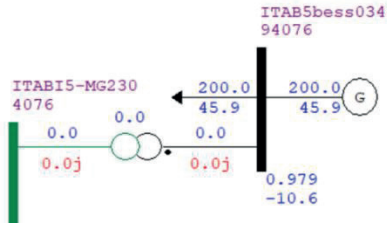


Fig. 1. Representação do BESS em fluxo de potência (fonte: elaboração própria)

A região de interesse para monitoramento de tensão e seleção de contingências considera o critério de vizinhança para a criação do espaço de estados, ou seja, as ligações representadas no arquivo de topologia da rede a partir de uma origem. Considera-se até a 3ª vizinhança para a seleção das contingências baseadas no critério N-1 [20] e entre a 3ª e a 7ª vizinhança para seleção dos geradores de influência na barra de origem (candidata) a receber o BESS, a depender da análise prévia da quantidade de geradores vizinhos. A ampliação da vizinhança oferece melhor precisão no dimensionamento, porém, dentro de limites, como avaliado no estudo de caso.
As usinas com redespacho habilitado dentro da vizinhança são aquelas com geradores pré-cadastrados no banco de dados do Anat0 (arquivos BNT1.DAT, *.BLT e DMAQ.STB) [9] e geradores adicionais inseridos manualmente nesses arquivos, conforme o cenário e critério de seleção de vizinhança.

2.2 Análise de confiabilidade

A confiabilidade pode ser estimada por meio de métodos determinísticos ou probabilísticos. O método

determinístico mais comum para avaliação da confiabilidade é o chamado critério N-1. Por outro lado, critérios probabilísticos podem oferecer muito mais informações sobre o comportamento do sistema, permitindo melhor alocação de recursos técnicos e econômicos. Na medida em que as avaliações probabilísticas modelam a natureza aleatória do problema, lidam eficientemente com um numeroso conjunto de possíveis alternativas, com diferentes resultados e chances de ocorrência, perfazendo avaliações que se buscadas via simulações não automatizadas, poderiam ser impraticáveis.
Índices estatísticos agregados permitem a comparação entre alternativas de planejamento da expansão e da operação por meio da identificação das menores probabilidades de perda de carga (LOLP em %), menor expectância de potência não gerada ou suprida (EPNG ou EPNS em MW/ano), dentre outros.
De forma resumida, seguem os critérios considerados para a análise de confiabilidade: estudo de confiabilidade pelo método de Enumeração de Estados (método probabilístico N-1 com contingências pré-determinadas); redespacho em barras de geração selecionadas; monitoração de reativos habilitado incialmente para todas as usinas; emprego da base de dados de confiabilidade BDConf(1999-2003) [22]; cálculo de taxas de falha por constante de propagação; contingências simples de transmissão com circuitos mapeados até a 3ª vizinhança de cada barra em foco; controles do NH2 [9] ativados PGEN, TAPC, VGEN, SHNC, FLEX, EMER; monitoração de tensão em barras selecionadas (PQ até 3ª vizinhança, PV até a 7ª vizinhança); desconsidera casos críticos com corte de carga exclusivo por ilhamento.

2.3 Preparação de cenários de análise

A proposta de modelagem para identificação do montante de armazenamento por bateria baseado em confiabilidade composta tem o emprego do modelo NH2 [9] como principal alicerce. Sua utilização requer obrigatoriamente que haja um cenário de análise construído com base na estrutura de fluxo de potência do modelo ANAREDE [19]. Assim, deve-se partir de um caso de referência (cenário *Business As Usual* – BAU) em que se deve representar o modelo BESS e a região geoelétrica seja delineada e ajustada para atender aos critérios de estudo, em especial quanto ao despacho das usinas envolvidas.
Usualmente a vizinhança analisada envolve uma quantidade de geradores que pode chagar a uma centena, dependendo da abrangência de análise, portanto, há necessidade de balanceamento da geração do sistema interligado. O diagrama a seguir ilustra a sistemática para elaboração dos cenários de estudo, em que se parte de um caso disponibilizado nas bases oficiais de estudo [23], seleciona-se a vizinhança e, por sua vez, os geradores envolvidos, procede-se o ajuste na geração conforme critério a ser adotado (e.g. percentual de despacho pode ser por tipo fonte) e o devido balanceamento da barra de referência.

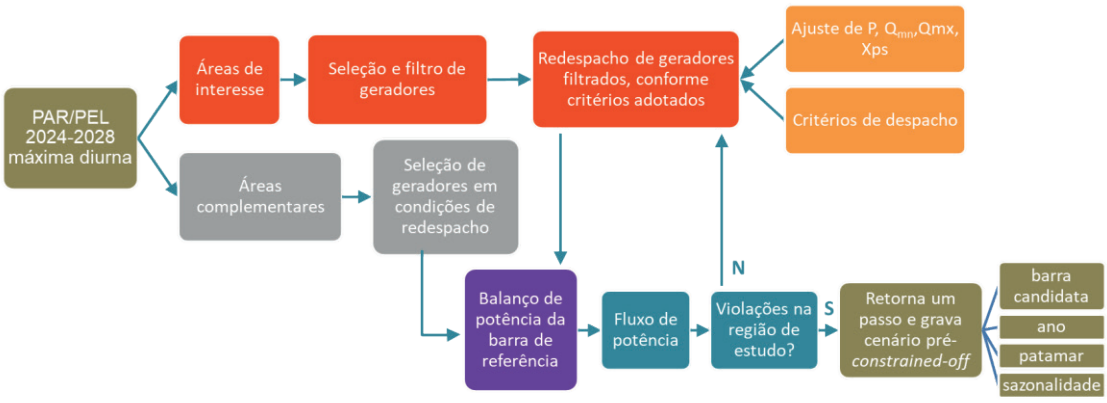


Fig. 2. Procedimento geral para montagem de cenários (fonte: elaboração própria)

O procedimento de redespacho envolve geradores com algum tipo de base cadastral, seja no arquivo BNT1 (modelo Anat0) [24], Nodal (cálculo de tarifas de uso da rede elétrica) [25] ou informações disponíveis no SINtegre [23]. A rotina de redespacho gradual prossegue até que sejam identificadas violações, usualmente de tensão, na região elétrica delimitada para análise, ou mesmo dificuldade de convergência do caso de fluxo de potência em construção. Esse procedimento de incremento de redespacho requer a compensação da geração sobre as demais barras do sistema interligado, de forma que seja feito o balanço da potência envolvendo a barra de referência do fluxo de potência. As alterações de despacho são feitas de forma proporcional à potência instalada da usina envolvida. A partir do cenário de estudo ajustado, inicia-se a sistemática de preparação do caso para simulação com o modelo de confiabilidade NH2 [9].

Esse, por sua vez, permite o controle de diversos parâmetros de estudo, incluindo a possibilidade de habilitar, ou não, o redespacho de geradores de cadastro. As modificações são feitas por arquivos *templates* formatados (arquivos .CIS), por meio dos quais a vizinhança (ou área) de interesse é delimitada, bem como é feita a seleção de geradores a serem redespachados e selecionadas as contingências a serem aplicadas (formação do espaço de estados).

Os relatórios gerados nas simulações são utilizados no procedimento de varredura do comportamento dos geradores habilitados ao redespacho. O modelo NH2 [9], em conjunto com o modelo Flupot [21], produz inúmeros relatórios de alteração de controles realizados na solução de violações de contingências, dentre os quais o arquivo "ana#fpor.out", gerado para cada uma das contingências aplicadas. O levantamento do redespacho de cada gerador habilitado é feito por meio da pesquisa da variável "GE_P", associada a cada usina. A varredura das variações de despacho do BESS para cada contingência em cada cenário oferece a estimativa da potência do BESS modelado. A cada simulação do espaço de estados considerado, têm-se os índices sistêmicos de confiabilidade, que poderão nortear as análises de planejamento a partir da comparação do desempenho da rede com e sem o BESS. De forma ilustrativa, o diagrama a seguir representa os passos implementados para se obter os redespachos de cada gerador habilitado, para cada cenário "#p" avaliado. Observa-se que o "Histórico.SAV" é o arquivo ANAREDE montado e ajustado na etapa de preparação dos cenários de estudo, os arquivos .CSV correspondem aos *templates* de configuração do cenário no modelo NH2 (representação esquemática NH2 blocos em azul).

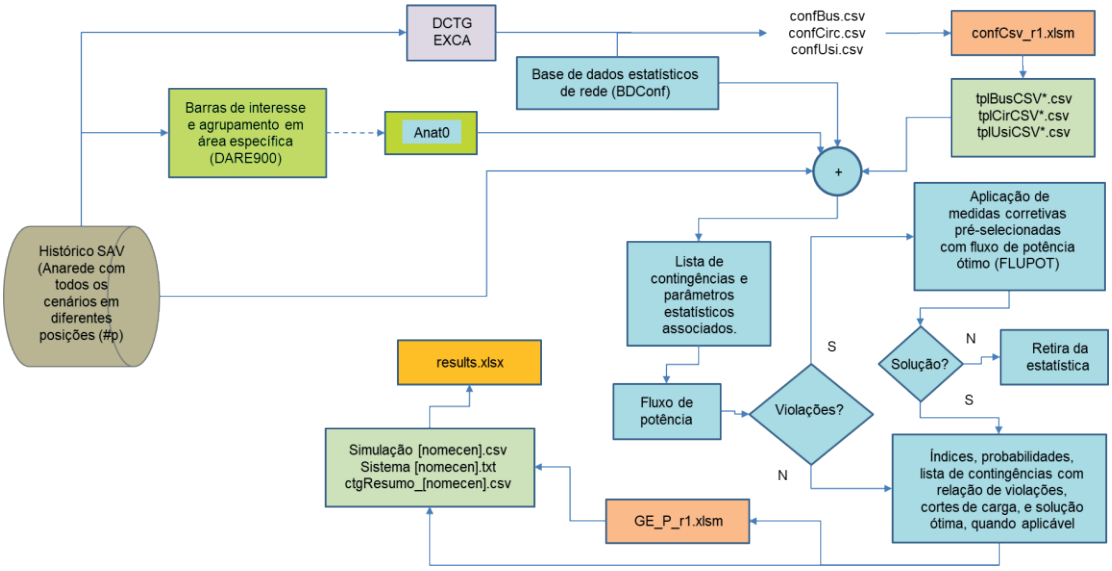


Fig. 3. Detalhamento do procedimento para avaliação de cenários (fonte: elaboração própria)

3 ESTUDO DE CASO E RESULTADOS

Este item dedica-se ao resumo dos resultados obtidos a partir da aplicação da metodologia apresentada para a subestação Itabira 5, pátios de 230kV e 500kV, com o propósito de avaliação e ajustes na metodologia proposta. Outras localidades envolvidas no estudo amplo foram: Janaúba 3 (230kV e 500kV), Salto Osório 230kV, Poções 2 230kV, Capivari do Sul 230kV e Angelim 2 500kV.

O ano referencial de estudo foi 2027, os casos de fluxo de potência basearam-se nos arquivos do PAR/PEL 2024-28 [26], a carga foi mantida inalterada, as sazonalidades adotadas foram inverno (2027) e verão (2026/2027) para os patamares de carga média e pesada (sensibilidade). As novas usinas identificadas na vizinhança adotada foram incluídas no cadastro utilizado pelo modelo NH2 [9], de forma a habilitar o redespacho automático e ampliar a quantidade de usinas envolvidas na análise por vizinhança.

Por princípio, optou-se por levar o ponto operativo da rede elétrica a uma condição de grande solicitação, de forma que os efeitos de carga ou descarga do BESS pudessem ser avaliados ponderando o esgotamento de recursos disponíveis na rede elétrica e considerando a subestação em análise e o espaço de estados definido pelo critério de vizinhança. Outros fatores avaliados foram a potência de cadastro do BESS (400MW e 900MW), o efeito do patamar de carga, efeito da sazonalidade (verão ou inverno), variação do bloco de usinas com redespacho permitido, e a sensibilidade dos índices sistêmicos à carga do cenário (recurso de *load level*).

3.1.1 Abrangência de Geradores Envolvidos

Dada a densidade de linhas de transmissão da rede em análise, com característica em malha, a 3ª vizinhança mostrou-se adequada para a formação de um espaço de estados envolvendo mais de uma centena de elementos de transmissão. Por outro lado, a quantidade de geradores abrangidos até a 3ª vizinhança pode se mostrar insuficiente para as análises de cenários, em especial para o caso da região elétrica ter perfil de carga. Dessa forma, foram investigadas opções entre a 3ª e a 7ª vizinhança, e também considerando a varredura por área.
Observou-se que a influência elétrica dos despachos por área se diluiu pela rede, com geradores esparsos eletricamente e geograficamente. Os melhores resultados foram obtidos considerando o critério de vizinhança entre a 5ª e a 7ª. A 3ª vizinhança não ofereceu, e pode não oferecer em outros casos, uma quantidade de geradores que forme um espaço de estados adequado. Para o caso em análise foram apenas 3 geradores, sendo que a partir da 5ª vizinhança obteve-se uma quantidade de geradores (21 geradores) considerada adequada para análise em teremos de influência. Uma vizinhança maior que a 7ª (71 geradores para o caso) resultou em seleção de geradores distantes eletricamente e geograficamente da subestação em análise.

3.1.2 Considerações sobre o Espaço de Estados

Por se tratar de análise envolvendo dois níveis de tensão em uma mesma subestação com contingências associadas e selecionadas por vizinhança, a consideração de um espaço de estados que reunisse as contingências em linhas de transmissão dos dois setores integrados pareceu mais adequada, o mesmo valendo para as usinas a serem redespachadas. A união dos espaços de estado possibilitou a análise de desempenho de forma comparativa da instalação do BESS nas tensões de 230kV e 500kV.
Quanto aos geradores considerados, todos foram envolvidos na modificação do ponto operativo para a formação do cenário de estudo, porém, nem todos foram habilitados para o procedimento de redespacho automático no modelo NH2. O redespacho foi feito por tipo de fonte para criação dos cenários de análise e a vizinhança adotada para seleção de geradores (7ª) foi distinta daquela adotada para linhas de transmissão (3ª).

3.1.3 Resultados de Dimensionamento

Dentre as diversas análises realizadas no estudo, entende-se que a sensibilidade da operação do BESS para blocos de usinas com redespacho habilitado e a variação da potência de cadastro do BESS sejam aquelas de maior impacto para a consolidação da metodologia proposta, portanto, apresentada neste item.
O ponto operativo do cenário de análise buscou condições de maior solicitação para a vizinhança selecionada (pré-*constrained-off*). O redespacho de usinas foi feito por bloco (tipo de fonte), de forma a se investigar o comportamento do BESS diante de conjuntos de potência diversos com permissão de variação automática de geração no modelo NH2 [9] durante o processo de solução.
A figura a seguir ilustra e resume os resultados obtidos considerando o BESS habilitado para operar livremente como gerador ou carga, com potências de cadastro de 400MW e 900MW e blocos de geradores habilitados para o redespacho automático da seguinte forma: Bloco (i) UFV; Bloco (ii) UFV, EOL, UHE.

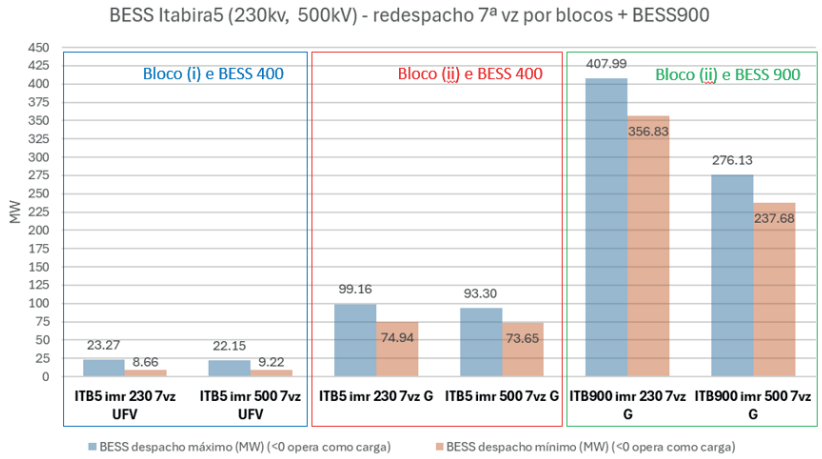


Fig. 4. Sensibilidade de despacho BESS – quantidade de geradores por bloco e potência de cadastro

A partir dos resultados ilustrados, torna-se visível a maior solicitação do BESS na condição e cadastro com maior a potência disponível, sempre considerando o equipamento modelado para operar livremente como gerador ou carga. Observou-se que maiores potências resultantes para o BESS são obtidas para maior número

de usinas habilitadas para redespacho. Direciona-se a justificativa para aspectos de modelagem das funções-objetivo do Flupot [21], incorporado ao modelo NH2 [9].

3.1.4 Caso Hipotético com "Load Level"

A partir dos resultados obtidos, não foram constatadas variações nos índices sistêmicos de confiabilidade, sendo a sensibilização desses índices relacionada ao corte de carga em barra. Se o sistema estiver suficientemente balanceado, há tendência dos cortes de carga ocorrerem somente por ilhamento e, nessas condições, os índices sistêmicos não serão sensibilizados, tornando a análise comparativa ineficaz, por esse prisma. Dessa forma, decidiu-se investigar um cenário em que fossem observadas variações dos índices para a condição com e sem BESS. Assim recorreu-se ao mecanismo de aumento sucessivo de carga (*load level*) na área elétrica criada para o estudo, que envolveu as barras e linhas de transmissão até a 3ª vizinhança da subestação Itabira 5. Com o BESS sendo o único gerador habilitado ao redespacho e sem limitação de potência (cadastro com 900MW), para espaço de estados considerando os dois níveis de tensão (230kV e 500kV), observou-se sensibilização dos índices de confiabilidade sistêmicos a partir de um incremento de 162% da carga de referência (642MW) da área elétrica avaliada.
Nessas condições, a comparação entre os casos sem (referência) e com BESS resultou na redução da EPNS de 1,40% para o 230kV e de 0,25% para o 500kV. A potência resultante para o BESS foi de 200MW (faixa entre 60MW gerador e 200MW carga). A redução do corte de carga em relação ao caso de referência foi de 51% para a tensão de 230kV e de 9% para o 500kV.

4 CONCLUSÕES

A presente proposta de metodologia abordou a temática de dimensionamento de sistemas de armazenamento em baterias, sob o ponto de vista de planejamento da transmissão, em regime permanente e com suporte de confiabilidade baseada em enumeração de estados, considerando o modelo NH2 [9].
O estudo de caso apresentado enfocou a aplicação da metodologia e definiu as condições de contorno mais adequadas, tais como modelagem do BESS, ponto operativo do caso de fluxo de potência, vizinhança de análise e critérios para composição do espaço de estados. A localização das subestações baseou-se no recurso de margem de transmissão [27] [28], com a devida avaliação do fator restritivo, o que, em princípio, mostrou-se adequado aos objetivos do estudo.
A constituição do espaço de estados por meio do estabelecimento de vizinhança em relação à subestação em estudo mostrou-se adequada como parte da metodologia, pois resulta em uma quantidade menor de problemas de fluxo de potência ótimo, com maior possibilidade êxito na busca de solução e reduz a quantidade de casos retirados da estatística. Permite ainda a cobertura integral de análise de continências (N-1) na região geoelétrica de estudo, reduzindo o tempo de simulação, sem prejuízo dos resultados. Oferece a possibilidade de emprego de vizinhanças distintas para seleção de contingências na rede elétrica e de geradores para redespacho.
Identificou-se que a potência resultante do BESS é sensível à quantidade de usinas envolvidas no procedimento de redespacho, bem como ao valor de potência cadastrado no modelo NH2. Assim, concluiu-se que geradores entre a 5ª e 7ª vizinhança devem ser considerados no espaço de estados. A 3ª vizinhança mostrou-se suficiente para seleção de contingências de transmissão.
Não houve clara evidência em relação ao melhor nível de tensão (230kV ou 500kV) em termos de desempenho, quando avaliadas subestações com os dois pátios. Para a subestação Itabira 5, no entanto, as análises indicaram sistema BESS de maior capacidade no nível 230kV (400MW ~ 350MW) em relação ao obtido para a tensão de 500kV (280MW ~ 240MW). Sob esse prisma, sugere-se a investigação do menor custo global, ponderando-se os preços de BESS e resultantes da necessidade de ampliações em cada nível de tensão na subestação.
Os índices de confiabilidade sistêmicos permitem a comparação de alternativas somente se houver corte de carga em barras não ilhadas. Devido a condições de mercado atuais (sobreoferta de geração), não foram identificados cortes de carga em barras, portanto, não houve sensibilização dos índices de confiabilidade sistêmicos. Porém, um caso investigativo com a elevação de 162% na carga inicial da região elétrica de estudo de Itabira 5 (642MW) apontou redução da EPNS de 1,40% (230kV), com redução de 51% (230kV) no corte de carga em relação ao caso de referência e potência resultante do BESS de 200MW.
De forma geral, os resultados obtidos apontam em sentido promissor ao se considerar a modelagem do BESS em regime permanente e o NH2 como ferramental para dimensionamento da potência de sistemas de armazenamento, possibilitando análise comparativa entre alternativas, tal como apresentado no Apêndice.

5 REFERÊNCIAS

[1] ONS. O Sistema em Números. [Online]. http://www.ons.org.br:80/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros

[2] Abbas A. Akhil et al., "DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA," Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico 87185 and Livermore, California 94550, 2013. [Online]. https://www.energy.gov/sites/prod/files/2013/08/f2/ElecStorageHndbk2013.pdf

[3] IRENA, "Tripling renewable power by 2030: The role of the G7 in turning targets into action," 2024. [Online]. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Apr/IRENA_G7_Tripling_renewable_power_2024.pdf

[4] IHA. Pumped storage hydropower. [Online]. https://www.hydropower.org/factsheets/pumped-storage

[5] BNEF. (2024) BloombergNEF. [Online]. https://about.bnef.com/blog/global-energy-storage-market-records-biggest-jump-yet/

[6] Nikolas G. Chatzigeorgiou, Spyros Teocarides, George Makrides, and George E. Georghiou, "A review on battery energy storage systems: Applications, developments, and research trends of hybrid installations in the end-user sector," *Journal of Energy Storage*, p. 111192, May 2024. [Online]. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X2400776X

[7] Chouaib Ammari, Djamel Belatrache, Batoul Touhami, and Salim Makhloufi, "Sizing, optimization, control and energy management of hybrid renewable energy system—A review," *Energy and Built Environment*, vol. 3, pp. 399-411, Oct. 2022. [Online]. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666123321000301

[8] Yoh Yasuda et al., "C-E (curtailment – Energy share) map: An objective and quantitative measure to evaluate wind and solar curtailment," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 160, p. 112212, May 2022. [Online]. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032122001356

[9] CEPEL, "Programa de Análise de Confiabilidade Composta e Cálculo de Reserva Operativa — documentação NH2 12.2.0," Manual 2021. [Online]. https://dre.cepel.br/manual/nh2/manual/introducao.html

[10] Marcus Schilling, João Mello, and Paulo Gomes, "Introdução da Confiabilidade Composta no Planejamento da Operação Elétrica," *SBA Controle & Automação*, vol. 6, no. 1, p. 38 47, Feb. 1995.

[11] Xiaokang Xu, Martin Bishop, Donna G. Oikarinen, and Chen Hao, "Application and modeling of battery energy storage in power systems," *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 2, pp. 82-90, Sep. 2016. [Online]. https://ieeexplore.ieee.org/document/7562828/?arnumber=7562828

[12] Wei Hown Tee, Wei Hown Tee, and Junainah Sardi, "Benefits of energy storage systems and its potential applications in Malaysia: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 192, p. 114216, Mar. 2024. [Online]. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032123010742

[13] Chukwuemeka Emmanuel Okafor and Komla Agbenyo Folly, "Optimal placement of BESS in a power system network for frequency support during contingency," *Energy Reports*, vol. 10, pp. 3681-3695, Nov. 2023. [Online]. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484723014506

[14] EPE, "Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR): Desafios para inserção em mercados de energia," EPE/DEE/SEG, EPE - Empresa de Pesquisa Energética, Nota Técnica 2021. [Online]. https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-561/EPE-DEE-NT-013_2021-r0.pdf

[15] Vanderlei Affonso Martins et al., "As perspectivas na aplicação de baterias no planejamento energético brasileiro: o estudo de caso da subestação ISA CTEEP em Registro/SP," *REVISTA OBSERVATORIO DE LA ECONOMIA LATINOAMERICANA*, vol. 22, no. 10, pp. 01-20, Oct. 2024. [Online]. https://www.researchgate.net/publication/384825878_As_perspectivas_na_aplicacao_de_baterias_no_planejamento_energetico_brasileiro_o_estudo_de_caso_da_subestacao_ISA_CTEEP_em_RegistroSP

[16] ANEEL, "Regulamentação para o Armazenamento de Energia Elétrica, incluindo Usinas Hidrelétricas Reversíveis," SGM-SCE-STD-STE, ANEEL, Brasília, AIR 1/2023-SGM-SCE-STD-STE/ANEEL 2023. [Online]. https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_auth=Z0Xh7ugK&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-

2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_pa

[17] Vitor Eduardo da Silva Santos, Dimensionamento e Localização de Dispositivos de Armazenamento, Oct. 2022.

[18] Brasil. (2021, Dec.) Decreto nº 10.893. [Online]. https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2019-2022/2021/Decreto/D10893.htm#:~:text=DECRETO%20N%C2%BA%2010.893%2C%20DE%2014,servi%C3%A7os%20p%C3%BAblicos%20de%20energia%20el%C3%A9trica.

[19] CEPEL, "Programa de Análise de Redes (ANAREDE). Versão 12.0.1," DSE Departamento de Sistemas Eletroenergéticos, CEPEL, Manual do Usuário 2024.

[20] MME, "Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão," COMITÊ TÉCNICO PARA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO - CTET, GRUPO DE TRABALHO DE DADOS, CRITÉRIOS E METODOLOGIA – GTDC, 2001.

[21] CEPEL, "Programa de Fluxo de Potência Ótimo FLUPOT," *PROGRAMA FLUPOT Versão 07.13.00*, p. 274, 2024a.

[22] M. Th. Schilling, E. L. Silva, M. L. Loureiro, and D. C. Lima, "Sistema BDConf – Volume I: Indicadores de Desempenho Probabilístico de Componentes de Geração e Transmissão do SIN," DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA , UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA , 2006. [Online]. https://www.researchgate.net/publication/281938955_Indicadores_de_Desempenho_Probabilistico_de_Componentes_de_Geracao_e_Transmissao_do_SIN

[23] ONS. (2025b) ONS SINtegre Casos de Acesso. [Online]. https://pore:443/sites/8/42/58/Paginas/servicos/historico-de-produtos.aspx?produto=Diretrizes+e+Casos+de+Refer%C3%AAncia+para+os+estudos+de+acesso

[24] ONS. (2025a) ONS SINtegre Anatem. [Online]. https://pore:443/sites/8/93/Paginas/servicos/historico-de-produtos.aspx?produto=Banco+de+dados+de+Anatem+e+PacDyn

[25] EPE. (2024, Dec.) Bases de Dados. [Online]. https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao/bases-de-dados-de-simulacao

[26] ONS. (2025c) SINtegre. [Online]. https://sintegre.ons.org.br/sites/8/42/60//paginas/servicos/historico-de-produtos.aspx?produto=Casos%20de%20Refer%C3%AAncia%20do%20PAR%20PEL

[27] ONS, "Capacidade remanescente do SIN para escoamento de geração - ciclo 2025 a 2029: motodologia, premissas e critérios," 2024.

[28] MME. (2016, Agosto) mme.gov.br. [Online]. https://antigo.mme.gov.br/documents/72128/268773/Portaria_n_444-2016.pdf/db5d07c9-1ce5-d4d4-a09e-2b34a1674dd3

APÊNDICE 1

RESUMO GERAL DE ÍNDICES SISTÊMICOS

Índices sistêmicos de confiabilidade para todas as subestações selecionadas no estudo amplo. O espaço de estados considera as linhas de transmissão até a 3ª vizinhança e geradores até a 7ª vizinhança.

TABELA I. RESUMO GERAL DOS ÍNDICES SISTÊMICOS POR LOCALIDADE

Localidades	Itabira	Itabira	Janaúba	Janaúba	Salto Osório	Poções 2	Capivari do Sul	Angelim 2
Indicador de Confiabilidade	230kV	500kV	230kV	500kV	230kV	230kV	230kV	500kV
LOLP - Probabilidade deperda de carga (%)	0.003377820%	0.003377820%	0.000035641%	0.000035641%	0.251681000%	0.247351000%	0.662113000%	0.000728514%
LOLE - Expectância de perda de carga (h/ano)	0.2958970	0.2958970	0.0031221	0.0031221	22.0472000	21.6679000	58.0011000	0.0638178
LOLF - Frequência de perda de carga (ocorr/ano)	0.2922590	0.2922590	0.0030790	0.0030790	5.3618900	2.2350400	57.2016000	0.0815042
LOLD - Duração Média de Perda de Carga (horas)	1.012	1.012	1.014	1.014	4.112	9.695	1.014	0.783
EPNS - Expectância de potência não suprida(MW/ano)	0.003305510	0.003305510	0.000000162	0.000000162	0.035189900	0.107224000	0.122828000	0.000158087
EENS - Expectância de energia não suprida (MWh/ano)	28.95630	28.95630	0.00142	0.00142	308.26300	939.27800	1075.97000	1.38485
Probabilidade do Caso Base	6.5295%	6.5295%	0.4411%	0.4411%	95.3394%	91.6375%	78.5855%	32.7326%
Probabilidade das Contingências Analisadas	0.8441%	0.8441%	0.1817%	0.1817%	4.5636%	5.2798%	10.5064%	2.9360%
Percentagem Analisada do Espaço de Estados	7.3736%	7.3736%	0.6228%	0.6228%	99.9030%	96.9173%	89.0918%	35.6686%
Total de Eventos Agendados	151	151	183	183	128	65	93	147
Total de Eventos Simulados	151	151	183	183	128	65	93	147
Eventos Válidos	150	151	181	181	128	64	93	143
Eventos Retirados da Estatística	1	0	2	2	0	1	0	4
Sem violação	0	0	0	0	0	0	0	0
Com violação (com e sem corte de carga)	150	151	181	181	128	64	93	143
Com ilhamento	6	6	0	0	7	4	8	1
Com colapso	0	0	0	0	0	0	0	0
Com corte de carga	6	6	1	1	7	4	8	1
BESS despacho máximo (MW) (<0 opera como carga)	407.99	276.13	202.92	156.59	168.71	170.04	163.14	152.29
BESS despacho mínimo (MW) (<0 opera como carga)	356.83	237.68	-46.76	52.59	154.66	47.77	-126.39	-1.72

DISEÑO Y OPERACIÓN ÓPTIMOS DE BESS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN PARA ALCANZAR INGRESOS MÁXIMOS POR VENTAS DE ELECTRICIDAD

E. BUZARQUIS*

Parque Tecnológico Itaipu
Paraguay
enrique.buzarquis@pti.org.py

Resumen *– En las últimas décadas, el sector eléctrico ha evolucionado hacia un entorno altamente competitivo, lo que ha aumentado los requisitos para una planificación y operación eficaces de la red eléctrica. Este cambio busca mejorar la satisfacción de los servicios prestados a los clientes y, de manera indirecta, incrementar la competencia en el mercado. En este contexto, los marcos regulatorios y las reglas claras de evaluación para inducir inversiones eficientes y oportunas en los sistemas de distribución eléctrica son de considerable interés para investigadores, organismos y agencias responsables de la formulación de políticas, así como para los inversionistas en el sistema eléctrico y energético en general.*

En ese sentido, los sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS por sus siglas en inglés) se erigen como una alternativa que permite abordar desafíos de seguridad y estabilidad energética durante las cargas máximas. Los sistemas BESS son cruciales para abordar los desafíos de seguridad y estabilidad energética durante las demandas de punta. Estos sistemas permiten almacenar energía cuando la demanda es baja y suministrarla durante las horas de alta demanda, mejorando así la eficiencia y estabilidad de la red.

Aunque el problema del dimensionamiento de baterías ha sido ampliamente analizado, la mayoría de los análisis asumen una estrategia específica de operación y no consideran el impacto de los esquemas de carga de la batería en el comportamiento del sistema.

Asimismo, la ubicación óptima del BESS permite reducir las pérdidas en la red de distribución. Este artículo presenta una optimización de los costos de operación del sistema de distribución considerando las incertidumbres de la naturaleza de la carga y el precio de la energía eléctrica. Aplicado a la red de distribución IEEE de 13 nodos, el modelo muestra el rendimiento del sistema bajo diferentes capacidades instaladas del BESS, destacando la importancia de integrar adecuadamente estos elementos para aprovechar al máximo los beneficios económicos y operativos.

Finalmente, se concluye que los BESS pueden jugar un papel esencial en la gestión de la energía y la mejora de la estabilidad de la red. La integración efectiva de estos sistemas depende de estrategias óptimas de operación, dimensionamiento y la ubicación estratégica de los recursos de almacenamiento. A pesar de los desafíos económicos, el uso de BESS puede ser viable en contextos específicos con perfiles de carga adecuados y tarifas eléctricas favorables, mejorando la eficiencia y sostenibilidad de las redes eléctricas.

Palabras clave: BESS, Optimización, Escenarios, Sistema de Distribución.

* enrique.buzarquis@pti.org.py

1 INTRODUCCIÓN

El creciente uso de fuentes de energía renovable, como la eólica y solar, ha impulsado la necesidad de integrar sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS, por sus siglas en inglés) en los sistemas de distribución. Estos sistemas permiten almacenar energía durante los periodos de baja demanda o precios bajos y distribuirla cuando la demanda es alta, generando ingresos a través de la venta de electricidad. Sin embargo, la variabilidad en los precios de la energía, especialmente en mercados como el del día anterior (*Day-Ahead Market, DA*) presenta desafíos significativos para optimizar el uso de BESS y maximizar las ganancias. El diseño y la operación óptimos de los BESS requieren estrategias avanzadas que mitiguen las incertidumbres del mercado y garanticen una participación económica viable [1].

Para optimizar la operación de los BESS en los sistemas de distribución, se han desarrollado modelos de optimización estocástica y determinista que consideran múltiples escenarios de precios futuros. Estos enfoques incluyen la utilización de modelos autorregresivos integrados de media móvil (ARIMA) y simulaciones de Monte Carlo para predecir los precios de la electricidad y diseñar estrategias de arbitraje energético. Según estudios recientes, las estrategias basadas en el pronóstico de precios permiten que los operadores de BESS tomen decisiones informadas sobre cuándo cargar y descargar sus sistemas, maximizando así los ingresos obtenidos por la venta de energía [2].

Además de las técnicas de pronóstico, la optimización robusta y los enfoques de programación entero-mixta se han empleado para mejorar la toma de decisiones en tiempo real. Estos métodos permiten que los operadores ajusten las operaciones de los BESS de manera flexible, incluso frente a cambios imprevistos en el mercado. La investigación sugiere que, al combinar la predicción de precios con estrategias de optimización eficientes, se pueden alcanzar niveles máximos de ingresos con una precisión considerable, acercándose a los resultados teóricos obtenidos en escenarios con previsión perfecta [3].

En síntesis, el diseño y la operación óptima de los BESS en los sistemas de distribución dependen de la implementación de estrategias avanzadas de pronóstico y optimización. Los enfoques actuales que combinan simulaciones predictivas y técnicas de optimización avanzada han demostrado ser eficaces para mitigar las incertidumbres en los precios del mercado y maximizar los ingresos por ventas de electricidad. Al continuar desarrollando y refinando estos modelos, los operadores de BESS podrán no solo mejorar la rentabilidad, sino también contribuir a la estabilidad general de las redes de distribución en un entorno energético cada vez más dependiente de fuentes renovables.

2 PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

El problema de planificación de la expansión de la red de distribución consiste en definir cuándo y dónde será necesario instalar nuevos equipos eléctricos para suministrar, a un mínimo costo, el crecimiento de la demanda eléctrica, sujeto a un conjunto de restricciones técnicas, económicas, financieras y sociales.

La expansión de la red de distribución no solo se limita a reforzar un sistema existente, también puede involucrar cambios en la topología de la red, o nuevas redes que conectaran nueva carga al sistema, o incluso una interconexión de un sistema aislado [4]. Para este trabajo se propone la instalación de los sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS por sus siglas en inglés), en los nodos del sistema de estudio.

En este trabajo, se simula el comportamiento incierto del sistema la variable de crecimiento de la demanda y los precios de la energía. Esta simulación está dada por:

Crecimiento de la demanda: Como se expone en [5], la demanda de la electricidad es uno de los factores claves en el desempeño de los sistemas de distribución y sus inversiones. Este trabajo considera dos escalones de demanda (Punta de Carga y Fuera de Punta de carga), y la duración de cada bloque se supone constante durante la evaluación (4h/día, 20h/día respectivamente). La evolución de la demanda en cada área del sistema eléctrico se modela como una tasa de crecimiento constante a lo largo del periodo de estudio. Esta tasa de crecimiento se modela teniendo en cuenta la correlación entre las áreas geográficas del sistema.

El **Precio de la energía** tanto para compra como para venta del Operador del Sistema de Distribución (DSO) es modelado de manera independiente, a partir de una tarifa binaria (Punta de Carga y Fuera de Punta de carga), quedando de manera fija para todo el horizonte de estudio [6].

Posteriormente, se realizan los cálculos de flujo de potencia (PF), para obtener los indicadores de rendimiento del sistema que cuantifican las pérdidas, verifican los niveles de tensión para cada escenario de carga y cada proyecto de expansión BESS.

3 FORMULACIÓN MATEMÁTICA PROPUESTA

En este trabajo se realiza una planificación de la expansión según escenarios de carga. Dada una red eléctrica conocida, se pretende determinar la expansión óptima de la misma. Por las características del sistema, este es un problema combinatorio de difícil solución que tiende a un incremento en el número de alternativas que han de ser evaluadas cuando aumenta el número de variables de decisión.

Bajo la evolución de los parámetros descritos en las secciones anteriores, se define la Maximización del Incremento por Ventas de Energía (BVE), como forma de flujo de fondos del proyecto, el cual es generado por la diferencia del beneficio de comprar energía en el horario de Fuera de Punta para la recarga del BESS y la venta de energía de este en horario de Punta, teniendo en cuenta la ejecución de inversiones.

El flujo de efectivo del BVE es descontado por el costo financiero de la inversión (WACC, *Weight Average Cost of Capital*).

Finalmente, el modelo matemático para resolver el problema de la planificación de la expansión de la distribución se formula de la siguiente manera:

$$\max v = E[VPN(BVE)\ ] = \sum_{\omega=1}^{\Omega} \frac{1}{\Omega} (VPN(BVE)\ ) \tag{1}$$

$$VPN(BVE)\ = \sum_{t_n}^{M} \left[\frac{BVE_{t,\omega}^{s} - I_{s,t}}{(1+WACC)^t}\right] \tag{2}$$

donde $E[VPN(BVE)\ ]$ es el Valor Presente Neto Esperado del Incremento por Ventas de Energía para los Ω escenarios generados, para el tiempo *t* analizado, donde la misma es función de la estrategia de inversión *s*. Así mismo, $BVE_{t,\omega}^{s}$ es el Incremento por Ventas de Energía e $I_{s,t}$ son los valores de inversión a lo largo del horizonte de planeamiento *M*.

$$BVE_{t,\omega}^{s} = VEner_{\ Punta} - CEner_{FdePunta} + R_{Tensión} + A_{pérd} \tag{3}$$

En donde:

$VEner_{\ Punta}$: Beneficio por venta de energía en horario de punta.

$CEner_{FdePunta}$: Costo de recarga del BESS considerando las distintas alternativas de inversión durante el periodo de estudio.

$R_{Tensión}$: Retribución por mantener el límite mínimo de tensión en valores permitidos.

$A_{pérd}$: Retribución por disminución de pérdidas.

Mientras que los costos de inversión están dados por:

$$I_{s,t} = C_{BESS} P_{BESS} \tag{4}$$

donde:

C_{BESS}: costo de Instalación del BESS.

P_{BESS}: tamaño del BESS instalado.

Esta formulación está sujeta las siguientes restricciones:

Restricción de balance nodal de potencia para el nodo *i*:

$$\sum_{S/E} P_{S/E} + \sum_{i}^{l} L_i + \sum_{i}^{j} F_{ij}^{i} + \sum_{i}^{j} P_{PERD}^{i} + \sum_{i}^{l} D_{Df}^{i} = 0 \tag{5}$$

Restricción de flujo de potencia en las ramas:

$$F_{ij}^{min} \leq F_{ij} \leq F_{ij}^{max} \tag{6}$$

Restricción de tensiones nodales:

$$V^{min} \leq V^{i} \leq V^{max} \tag{7}$$

Donde:
$P_{S/E}$: potencia activa entregada por la sub-estación del SD.
L_i: potencia activa de la demanda en el nodo i.
F_{ij} : flujo de potencia activa de la rama i a la j.
P_{PERD}^{i}: pérdidas de potencia activa en la rama i.
D_{Df}^{i}: potencia activa de déficit en el nodo i.
$F_{ij}^{min,max}$: límite mínimo y máximo de flujo de potencia activa permitida de la rama i a la j.
$V^{min,max}$: límite mínimo y máximo de tensión en el nodo i.

4 CASO DE ESTUDIO

De manera a presentar la metodología propuesta, la misma es aplicada de manera integral al sistema de prueba IEEE de 13 nodos de conexión. El sistema de prueba se ilustra en la Fig. 1 mientras que en la Tabla 1 se presentan los datos relevantes sobre los datos de carga del sistema.

Para el crecimiento de la demanda, se consideran los diferentes escalones de carga, el porcentaje de crecimiento se presenta en la siguiente Tabla I, junto con la evolución temporal de la carga en el sistema de distribución.

Con estos datos, se procede a correr el Flujo de Potencia AC, evaluando, en un horizonte M de tiempo de 5 años, de donde se obtienen los datos mostrados en la Tabla 2. A partir del flujo de potencia AC, se encuentra que las principales caídas de tensión son encontradas cuando se tratan de los escalones de demanda de punta, principalmente en el nodo 675, zona más alejada de la estación transformadora.

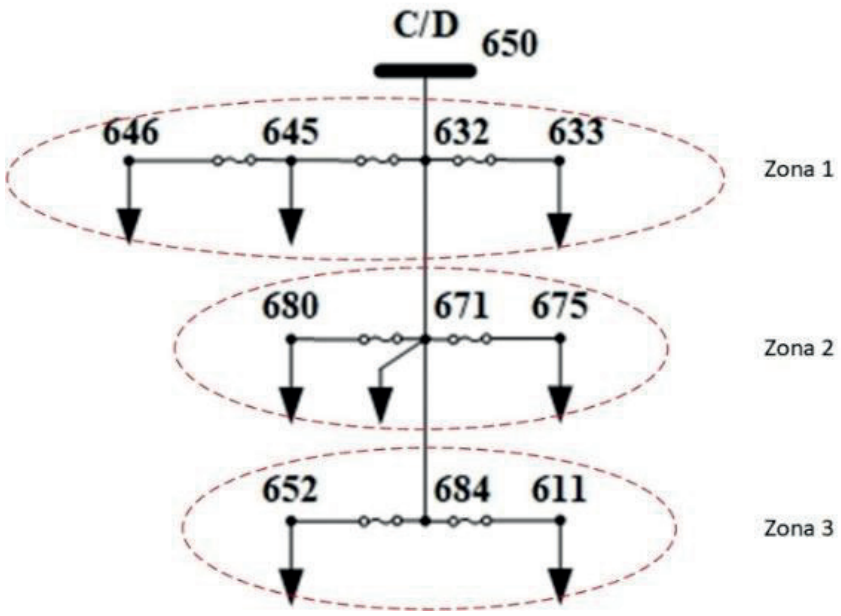


Fig. 1. Sistema de prueba IEEE 13 Nodos

Para el caso del flujo de potencia, fue utilizado el software MATLAB. A partir de estos resultados se puede observar que el caso más desfavorable, en cuanto a demanda máxima, pérdidas y niveles de tensión se da en el caso de punta de carga. En el mismo se encuentra que para el año 5 la tensión mínima en el nodo 675 será de 0,884 p.u., valor muy por debajo al mínimo aceptable según normativas. Además de eso, el peor escenario indica que el valor de la demanda máxima alcanzará 11,861 MW con una pérdida total del sistema de 1,172 MW.

A partir de esto, resulta interesante la utilización del BESS como componente activo del sistema, ya que el mismo permite acumular energía durante las horas de fuera de punta, e inyectar en los horarios donde el sistema se encuentra mayormente solicitado.

TABLA 1. DATOS DE DEMANDA Y PROYECCIÓN DE CRECIMIENTO PARA CASO DE ESTUDIO

		Año											
		0		1		2		3		4		5	
Horario	Nodos	Pd	Qd	Pd	Qd	Pd	Qd	Pd	Qd	Pd	Qd	Pd	Qd
Fuera de punta de carga	650	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	632	0,983	0,491	1,051	0,526	1,125	0,562	1,204	0,602	1,288	0,644	1,378	0,689
	671	1,040	0,645	1,1128	0,6900	1,1907	0,7383	1,2740	0,7900	1,3632	0,8453	1,4587	0,9044
	684	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	633	0,490	0,304	0,5243	0,3249	0,5610	0,3477	0,6003	0,3720	0,6423	0,3981	0,6873	0,4259
	645	0,363	0,225	0,3879	0,2405	0,4150	0,2573	0,4441	0,2753	0,4752	0,2946	0,5084	0,3152
	646	0,130	0,081	0,1391	0,0862	0,1488	0,0922	0,1593	0,0987	0,1704	0,1056	0,1823	0,1130
	675	0,363	0,225	0,3879	0,2402	0,4150	0,2570	0,4441	0,2750	0,4752	0,2943	0,5084	0,3149
	680	0,113	0,070	0,1204	0,0746	0,1288	0,0798	0,1378	0,0854	0,1475	0,0914	0,1578	0,0978
	611	0,120	0,074	0,1284	0,0796	0,1374	0,0851	0,1470	0,0911	0,1573	0,0975	0,1683	0,1043
	652	0,083	0,051	0,0883	0,0547	0,0945	0,0585	0,1011	0,0626	0,1081	0,0670	0,1157	0,0717
		Año											
		0		1		2		3		4		5	
Horario	Nodos	Pd	Qd	Pd	Qd	Pd	Qd	Pd	Qd	Pd	Qd	Pd	Qd
Punta de carga	650	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	632	1,965	1,867	2,162	2,053	2,378	2,259	2,615	2,485	2,877	2,733	3,165	3,006
	671	2,080	1,290	2,288	1,419	2,517	1,561	2,768	1,717	3,045	1,888	3,350	2,077
	684	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	633	0,980	0,607	1,078	0,668	1,186	0,735	1,304	0,808	1,435	0,889	1,578	0,978
	645	0,725	0,450	0,798	0,494	0,877	0,544	0,965	0,598	1,061	0,658	1,168	0,724
	646	0,260	0,161	0,286	0,177	0,315	0,195	0,346	0,214	0,381	0,236	0,419	0,259
	675	0,725	0,449	0,798	0,494	0,877	0,543	0,965	0,598	1,061	0,657	1,168	0,723
	680	0,225	0,139	0,248	0,153	0,272	0,169	0,299	0,186	0,329	0,204	0,362	0,225
	611	0,240	0,149	0,264	0,164	0,290	0,180	0,319	0,198	0,351	0,218	0,387	0,239
	652	0,165	0,102	0,182	0,112	0,200	0,124	0,220	0,136	0,242	0,150	0,266	0,165

TABLA 2. DATOS DE OPERACIÓN OBTENIDOS DE LA SIMULACIÓN DEL CASO BASE, SIN CONSIDERAR LA INSTALACIÓN DEL BESS

Resultados del cálculo de Flujo de Potencia						
Fuera de Punta de Carga	**Año**					
Sin considerar BESS	**0**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**
Demanda Máxima (MW)	3,682	3,940	4,216	4,511	4,827	5,165
Tensión Mínima (p.u.)	0,976	0,973	0,970	0,967	0,964	0,960
Pérdidas (MW)	0,094	0,105	0,121	0,140	0,162	0,187
Punta de Carga	**Año**					
Sin considerar BESS	**0**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**
Demanda Máxima (MW)	7,365	8,102	8,912	9,803	10,783	11,861
Tensión Mínima (p.u.)	0,936	0,928	0,919	0,909	0,897	0,884
Pérdidas (MW)	0,404	0,498	0,615	0,761	0,943	1,172

5 ESCENARIOS BESS

A partir de los datos obtenidos en la sección anterior, se diseñan dos escenarios, donde son instalados los BESS en los nodos 671 y 684, con el objetivo de inyectar energía a la red en el horario de punta. Con esto se mejoran notablemente los perfiles de tensión, reduciendo las pérdidas en el sistema de distribución estudiado. La operación está dada de la siguiente manera:

- Horario de fuera de punta de carga: el sistema recarga el BESS, lo cual acarrea un costo asociado a la compra de energía de esta actividad.
- Horario de punta de carga: el BESS entrega energía, actuando como generación distribuida, con lo cual el operador del BESS estaría recibiendo el beneficio por esta venta de energía.

5.1 Escenario 1

Para el escenario 1 se prevé la instalación de dos BESS de 1 MW en los nodos 671 y 684. Los resultados de este escenario se presentan en la Tabla 3. En esta tabla se puede apreciar el mejoramiento del nivel de tensiones y de pérdidas por el hecho de instalar BESS en estos nodos.

TABLA 3. ESCENARIO 1. DATOS DE OPERACIÓN OBTENIDOS DE LA SIMULACIÓN DEL CASO BASE, CONSIDERANDO LA INSTALACIÓN DEL BESS.

Resultados del cálculo de Flujo de Potencia						
Fuera de Punta de Carga	**Año**					
Considerando BESS	**0**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**
Demanda Máxima (MW)	4,082	4,340	4,616	4,911	5,227	5,565
Tensión Mínima (p.u.)	0,972	0,969	0,966	0,963	0,960	0,956
Pérdidas (MW)	0,116	0,126	0,144	0,165	0,189	0,216
Punta de Carga	**Año**					
Considerando BESS	**0**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**
Demanda Máxima (MW)	7,365	8,102	8,912	9,803	10,783	11,861
Tensión Mínima (p.u.)	0,983	0,981	0,979	0,977	0,974	0,971
Pérdidas (MW)	0,165	0,226	0,310	0,423	0,576	0,780
BESS (MW)	2	2	2	2	2	2

El nivel de tensiones mejora en torno a un 10% en el sistema, mientras que las pérdidas se reducen en un 33%. Con respecto a los valores donde no se realizó la instalación del BESS.

5.2 Escenario 2

Para el escenario 2 se prevé la instalación de dos BESS de 2 MW en los nodos 671 y 684. Los resultados de este escenario se presentan en la Tabla 4.

TABLA 4. ESCENARIO 2. DATOS DE OPERACIÓN OBTENIDOS DE LA SIMULACIÓN DEL CASO DE ESTUDIO, CONSIDERANDO LA INSTALACIÓN DEL BESS.

Resultados del cálculo de Flujo de Potencia						
Fuera de Punta de Carga	**Año**					
Considerando BESS	**0**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**
Demanda Máxima (MW)	4,482	4,740	5,016	5,311	5,627	5,965
Tensión Mínima (p.u.)	0,967	0,965	0,962	0,959	0,955	0,952
Pérdidas (MW)	0,134	0,151	0,171	0,193	0,219	0,249
Punta de Carga	**Año**					

Considerando BESS	0	1	2	3	4	5
Demanda Máxima (MW)	7,365	8,102	8,912	9,803	10,783	11,861
Tensión Mínima (p.u.)	0,982	0,980	0,978	0,976	0,973	0,971
Pérdidas (MW)	0,119	0,134	0,166	0,220	0,302	0,424
BESS (MW)	4	4	4	4	4	4

Como el escenario anterior, el nivel de tensiones mejora en torno a un 10% en el sistema, mientras que las pérdidas se reducen en un 64%.

6 RESULTADOS

El beneficio del operador del BESS está centrado principalmente en la venta de energía en el horario de punta de carga, sin embargo, la inclusión de este en el sistema de distribución trae consigo el beneficio del mejoramiento en los perfiles de tensiones y disminución de las pérdidas, las cuales son tenidas en cuenta en esta parte. Para el cálculo de las retribuciones por mejoramiento en el nivel de tensiones, será tomado el valor de 50 U$D/MWh si la misma se encuentra por encima de 0.95, comparado con el escenario sin la inclusión del BESS.

Asimismo, el costo de la energía está definido en 30 U$D/MWh en horario Fuera de Punta y 105 U$D/MWh para la Punta de Carga. La tasa *WACC* para este tipo de emprendimientos normalmente está fijada en 12% mientras que el valor de inversión de los BESS se definió en 1.000.000 U$D/MW. Con estos valores, la Tabla 5 presenta los resultados económicos para ambos escenarios.

TABLA 5. VPN (BVE) DE ESCENARIOS BESS.

ESCENARIO 1						
Ingresos/Egresos	**Año**					
	0	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**
Venta de Energía (U$D)	288.000	288.000	288.000	288.000	288.000	288.000
Compra de energía (U$D)	86.400	86.400	86.400	86.400	86.400	86.400
Retribución por nivel de tensión (U$D)	247.320	272.052	299.257	329.183	362.101	398.311
Retribución por mejoramiento de pérdidas (U$D)	34.456	39.256	44.025	48.632	52.891	56.477
Inversión BESS 2M (U$D)	2.000.000					
Total (U$D)	**-1.516.624**	**512.908**	**544.882**	**579.415**	**616.592**	**656.388**
VPN (BVE) (U$D)	**493.241**					

ESCENARIO 2						
Ingresos/Egresos	**Año**					
	0	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**
Venta de Energía (U$D)	576.000	576.000	576.000	576.000	576.000	576.000
Compra de energía (U$D)	172.800	172.800	172.800	172.800	172.800	172.800
Retribución por nivel de tensión (U$D)	247.320	272.052	299.257	329.183	362.101	398.311
Retribución por mejoramiento de pérdidas (U$D)	41.086	52.415	64.682	77.952	92.291	107.712
Inversión BESS 4M (U$D)	4.000.000					
Total	**-3.308.394**	**727.667**	**767.139**	**810.334**	**857.592**	**909.223**
VPN (BVE) (U$D)	**-365.553**					

Se puede notar que el VPN (BVE) disminuye a medida que aumenta el tamaño del BESS (siendo incluso negativo para el caso del Escenario 2), esto lleva a concluir que la inversión en este tipo de tecnología trae consigo retos económicos asociados, como el costo de inversión inicial y la incertidumbre en los precios, sin

embargo, debe existir un equilibrio entre los beneficios operacionales y los costos de inversión de manera a encontrar el tamaño y la ubicación óptima del BESS.

7 CONCLUSIONES

El almacenamiento de energía en baterías (BESS) se presenta como una solución eficiente para enfrentar los desafíos de estabilidad y seguridad en los sistemas eléctricos de distribución. Estos sistemas permiten almacenar energía durante periodos de baja demanda y liberarla cuando la demanda es alta, maximizando así los ingresos y mejorando la confiabilidad de la red.

Su óptima operación requiere estrategias avanzadas de pronóstico y optimización que consideren las fluctuaciones de los precios en mercados energéticos, como el mercado del día siguiente.

De este modo, se pueden reducir las pérdidas energéticas y mejorar la tensión en las redes eléctricas. Finalmente, a largo plazo los BESS se presentan como una alternativa viable para fortalecer la sostenibilidad y eficiencia de los sistemas eléctrico.

8 REFERENCIAS

[1] A. Mohamed, R. Rigo-Mariani, V. Debusschere y L. Pin, «Operational planning strategies to mitigate price uncertainty in day-ahead market for a battery energy system.,» *IEEE Access,* 2024.

[2] D. Krishnamurthy, C. Uckun, Z. T. P. R. Zhou y A. Botterud, «Energy storage arbitrage under day-ahead and real-time price uncertainty,» *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 33, pp. 84 - 93, 2018.

[3] A. J. Conejo, M. A. Plazas, R. Espinola y A. B. Molina, «Day-ahead electricity price forecasting using the wavelet transform and ARIMA models.,» *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. 2, pp. 1035-1042, 2005.

[4] G. Aschidamini, G. da Cruz, M. Resener, M. Ramos, L. Pereira, B. Ferraz, S. Haffner y P. Pardalos, «Expansion Planning of Power Distribution Systems Considering Reliability: A Comprehensive Review,» *Energies,* vol. 15, nº 6, 2022.

[5] E. Buzarquis, G. Blanco y F. Garcés, «Valuing Investments in Distribution Networks with DG under Uncertainty,» de *IEEE/PES T&D 2010 Latin America*, São Paulo – Brazil, 2010.

[6] C. Weber, «Uncertainty in the electric power industry,» *Springer,* 2005.

Comité de Estudios C1 - Desarrollo de sistemas eléctricos y economía

DESEMPEÑO ENERGÉTICO DE LOS SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS FLOTANTES Y SU COMPLEMENTARIEDAD CON LA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

PEDRO ALEJANDRO EUSSE BERNAL *

Empresas Públicas de Medellín E.S.P. (EPM)

Colombia

pedro.eusse@epm.com.co

GABRIEL JAIME CORREA HENAO

Empresas Públicas de Medellín E.S.P. (EPM)

Colombia

gabriel.jaime.correa@epm.com.co

Resumen *– En esta contribución técnica se expone un caso de estudio asociado a la implementación de un sistema solar fotovoltaico flotante (SSFVF), con el fin de evaluar su mejor desempeño en términos de producción energética debido a su contacto o cercanía con el agua; así como la complementariedad que pueden tener los SSFVF con los proyectos de generación hidroeléctrica, cuando se instalan en embalses utilizados como reservorios de agua para generación de energía. En el año 2020 Empresas Públicas de Medellín E.S.P. (EPM) puso en operación, bajo la modalidad de proyecto piloto, el primer SSFVF instalado en Latinoamérica, con el fin de validar la viabilidad técnica, ambiental y financiera de este tipo de proyectos, buscando adquirir los conocimientos y capacidades necesarias para escalar esta solución, considerando las más de 10.000 hectáreas de embalses con los que cuenta la empresa para atender sus negocios de generación de energía y potabilización de agua. Las lecciones aprendidas y la información que se recopiló durante el desarrollo del proyecto piloto, se ha constituido en un insumo para la determinar las condiciones bajo las cuales este tipo de proyectos es escalable, y ha permitido documentar una nueva oportunidad de negocio mediante la adopción de nuevas fuentes renovables de energía que, además de permitir diversificar la canasta energética de la empresa, permitirá optimizar la actual infraestructura asociada a los embalses de generación y ofrecer un mejor servicios de suministro de energía eléctrica a las comunidades urbanas ubicadas en el área de influencia de EPM.*

Palabras clave: Energía fotovoltaica, sistema solar fotovoltaico flotante; radiación solar; radiación reflejada, panel solar, inversor, sistema de flotación, sistema de anclaje, datalogger.

1 INTRODUCCIÓN

El SSFV Flotante se encuentra instalado en el embalse Peñol-Guatapé, a 62 kilómetros al oriente de la ciudad de Medellín, en el municipio de Guatapé, departamento de Antioquia-Colombia. El embalse fue construido a finales de la década de los 70's, inundando 6,365 hectáreas de terreno mediante el embalsamiento de las aguas del río Nare, con una capacidad total de 107,021,000 m³, teniendo como uso principal la generación hidroeléctrica. Asociada al embalse, se encuentra la Central Hidroeléctrica Guatapé, con una capacidad

* Dirección del autor principal

instalada de 560 MW de potencia eléctrica y que genera alrededor del 5% de la energía del país, es decir, 2,730 GWh de energía media anual.

EPM, como la principal empresa prestadora de servicios públicos domiciliarios en Colombia (generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, gas natural residencial y vehicular, agua potable y alcantarillado, telecomunicaciones, y recolección y disposición de residuos sólidos), desde el año 2010 inició estudios de vigilancia tecnológica y procesos de investigación, desarrollo e innovación en torno a la energía solar fotovoltaica y en su afán de mantener un proceso de mejoramiento continuo y con la idea de hacer más eficientes sus negocios "*core"*; asumió el reto de "rentabilizar y optimizar la infraestructura existente" mediante la implementación de proyectos que implicaran menores inversiones y la incorporación de nuevos desarrollos tecnológicos, basados en el auge de las energías renovables no convencionales, dentro de las cuales se identificó la tecnología solar fotovoltaica flotante.

Es así como a partir del año 2018 EPM desarrolló el primer proyecto solar flotante, convirtiéndose en la primera empresa en América Latina en darle un doble uso a un embalse de agua, utilizándolo nos sólo para la generación de energía hidráulica, sino también para producir energía a través de paneles solares fotovoltaicos sobre estructuras flotantes.

La experiencia asociada a este proyecto piloto de generación solar fotovoltaica flotante por parte de EPM determina la oportunidad de implementar un nuevo modelo negocio con una solución tecnológica innovadora y eficiente que pueda ser escalable y replicable en otros cuerpos de agua ubicados en zonas aisladas y no interconectadas; así como validar la complementariedad que pueda existir entre la energía hidroeléctrica (abundante en estaciones lluviosas) y la energía solar flotante que se maximiza en épocas secas.

2 ANTECEDENTES Y DESARROLLO DEL PROYECTO PILOTO

La selección de un proyecto de generación solar fotovoltaica flotante depende del análisis de un conjunto de variables que parten básicamente de la selección del embalse y de la viabilidad de la conexión a la red eléctrica o al punto de carga. La *selección del embalse* determinará la producción energética, dado que aspectos tales como la radiación solar en sitio y la temperatura del agua, determinarán la mayor o menor cantidad de energía generada. Dependiendo de la *profundidad del embalse*, los sistemas de anclaje, que normalmente se fijan en el fondo del embalse, tendrán mayores o menores costos y especificaciones técnicas. La cercanía o distanciamiento y la posibilidad de acceder a un *punto de conexión a la red*, afectará la viabilidad financiera del proyecto. Finalmente, aspectos relacionados con las restricciones para el *licenciamiento ambiental*, las *inversiones de capital* y los *costos de operación y mantenimiento* tendrán un impacto significativo en la formulación y desarrollo del proyecto.

Desarrollar un proyecto solar fotovoltaico flotante adquiere su mayor relevancia en la medida en que se logre un doble aprovechamiento del agua en el embalse, cumpliendo su objetivo original (generación de energía hidroeléctrica o el suministro de agua para potabilización), su integración con los sistemas eléctricos existentes, aprovechar la complementariedad entre las tecnologías hidráulicas y solares dependiendo de la temporada seca o lluviosa presente en la zona del proyecto y además la posibilidad de no tener que utilizar terrenos para la instalación de paneles solares, preservándolos para usos agrícolas, ganaderos u otras actividades económicas.

2.1 Adopción de los Sistemas Solares Fotovoltaicos Flotantes (SSFVF)

Un SSFVF utiliza paneles solares instalados sobre plataformas flotantes en cuerpos de agua (lagos, embalses, estanques, etc.) buscando básicamente mejorar su eficiencia energética en la medida en que por su contacto o cercanía con el agua pueda operar a menores temperaturas. Por lo general, los paneles solares suelen funcionar de manera óptima a una temperatura de entre los 20ºC y los 25ºC., considerando que cuando esta temperatura es superada, la tensión de circuito abierto disminuye del orden de 2.3 mV/ºC y la eficiencia de las células de silicio se reduce entre el 0.4 y 0.5% por ºC.

Su implementación optimiza el uso de los cuerpos de agua, reduce la evaporación, y en muchos casos, debido a que las plataformas flotantes impiden el ingreso de los rayos de sol al agua, se limita la reproducción de algunas bacterias y algas, lo que se traduce en impactos ambientales positivo y en mejoramiento de la calidad del agua.

El concepto SSFVF fue introducido por primera vez en Japón en 2007 y ha evolucionado significativamente gracias a los avances en materiales, diseño estructural y optimización energética [1]. La Tabla 1 proporciona información sobre la capacidad instalada estimada de SSFVF por región.

Tabla 1. Capacidad instalada estimada de SSFVF

Región	Capacidad Instalada (MW)	Observación
China	320	El país alberga la planta solar flotante más grande del mundo, un complejo de 320 MW situado en Dezhou, provincia de Shandong [2]
India	2	Para el año 2022 se inauguró el proyecto en Kerala. No obstante, para el año 2033 se proyecta que India, junto con China e Indonesia, alcanzará una capacidad instalada total de 31 GW de SSFVF [3]
Asia y Pacífico	60	En 2024 Japón y Corea del Sur lideran con varios proyectos en desarrollo
Unión Europea	30	En 2022 la capacidad instalada de SSFVF en la UE alcanzó los 5,700 MW, con una tasa de crecimiento anual del 22% y proyectos en Portugal, Países Bajos, España, Noruega y Francia [4]
Estados Unidos	42	En 2024, EE. UU. cuenta con dos proyectos operativos SSFVF que suman 42 MW (En California y en Florida), pero para el año 2033 se estiman otros 40 proyectos adicionales en desarrollo que totalizan 47,6 GW [4]
América Latina	6,5	En 2024 se estima capacidad instalada de 1.5MW en Colombia (Embalse Urrá) y 5 MW en Brasil (Embalse Balbina)
Australia	2	En 2024 entra en operación un proyecto en Nueva Gales del Sur [5]
África	1	En 2022 entra en operación un proyecto en Suráfrica

Es importante destacar que la capacidad instalada de SSFVF está en constante crecimiento, impulsada por la necesidad de fuentes de energía renovable y la escasez de terrenos disponibles para instalaciones solares tradicionales. Adicionalmente, los desarrollos recientes incluyen sistemas híbridos con almacenamiento energético en baterías y combinación con plantas hidroeléctricas, lo que maximiza el uso de infraestructura existente [4]. Otro beneficio significativo, es que los SSFVF utilizan la infraestructura de transmisión de electricidad existente de las plantas hidroeléctricas, reduciendo el CAPEX general del sistema [6].

En general, las empresas que hacen parte de esta industria SSFVF están invirtiendo en investigación y desarrollo para mantener costos tecnológicos competitivos con un alto índice de confiabilidad. Como se observa en la Tabla 2, ninguna de ellas desarrolla estrategias de copropiedad del proyecto (no están interesados en el negocio de venta de energía), en su gran mayoría ofrecen servicios de EPC (Engineering, Procurement and Construction). Tan solo tres ofrecen servicios de O&M y dos de ellas sólo proveen equipos. Específicamente la empresa Ocean Sun de Noruega ofrece servicios de EPC, pero no está interesada en prestación de servicios de O&M ni en tener participación en el negocio de venta de energía [7]

Tabla 2. Empresas desarrolladoras de SSFVF

Nombre de la Compañía	País de Origen	Copropiedad	EPC	O&M
Floating Solar	Países Bajos	N/A	Si	Si
ISIGENERE	España	No	Parcial	Parcial
Floating Upsolar	Italia	No	Si	No
NRG Energía	Italia	No	Si	Si
Ocean of Energy	Holanda	No	No	No
Ocean Sun	Noruega	No	Si	No
ProFloating	Holanda	No	Parcial	No
4C Solar	USA	N/A	N/A	N/A
SolarisFloat	Portugal	N/A	N/A	N/A

Actualmente, el concepto de SSFVF 2.0 hace referencia a la instalación conjunta de un sistema fotovoltaico con una planta hidroeléctrica existente, aplicación que se acomoda perfectamente a las condiciones de EPM.

2.2 Dimensionamiento del SSFVF de EPM

En el año 2018 se formuló el proyecto piloto para la instalación de un SSFVF en el embalse Guatapé, y debido a efectos de la pandemia, los resultados definitivos se obtuvieron en el año 2020. Para su dimensionamiento se tuvieron en cuenta todas las variables analizadas anteriormente, dando como resultado un sistema cuyas características se enuncian en la Tabla 3.

Tabla 3. Especificaciones SSFVF Proyecto Piloto Guatapé 100kWp

Elemento	**Valor**	**Unidad**
Nombre Proyecto	Piloto SSFVF Guatapé	
Tecnología Flotación	Hydrelio	
Capacidad Planta Solar	100	kWp
Transformador Elevador	125	kVA
Transformador Elevador	0.48 / 13.8	kV
Nivel de Tensión Conexión Inversores	0.48	kV
Distancia Línea Conexión	0.2	Km
Conexión Línea Guatapé-Alejandría	13.8	kV
Cantidad Paneles Solares	368	UN
Potencia Paneles Solares	270	Wp
Inversores	2 de 36	kW
Radiación promedio	4.2	kWh/m2
Irradiancia promedio	600	W/m2
Temperatura ambiente promedio	21	°C
Temperatura agua promedio	14	°C
Producción Energía estimada	0.145	GWh/año

3 DESCRIPCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO EN EPM

Como parte de la mejora continua en las infraestructuras de EPM y con la idea de hacer más eficientes sus negocios, se han incorporado nuevos desarrollos tecnológicos fundamentados en energías renovables no convencionales, especialmente de la tecnología solar fotovoltaica.

3.1 Hipótesis de Trabajo para el Proyecto Piloto SSFVF

EPM, consciente de la importancia de adaptarse rápidamente a los cambios tecnológicos y de mercado, y ante la necesidad de implementar nuevos modelos de negocio que le permitan ser competitiva en los nuevos mercados, desarrolló actividades de vigilancias tecnológicas y estudios técnicos que la llevaron a identificar atributos de la tecnología fotovoltaica instalada sobre el agua, que prometía mayores eficiencias y menores costos que las tecnologías tradicionales instaladas en tierra o techos y que le permitiría diversificar su oferta energética, la cual se componía en un 80% por energía proveniente de grandes centrales hidráulicas. Esta primera etapa del proceso de innovación, llevó a la formulación de tres hipótesis, que deberían ser validadas mediante la implementación de un proyecto piloto, las cuales se definieron de la siguiente manera [9]

1) Los paneles solares flotantes, por estar tan cercanos al agua (o en contacto con ella), trabajan a menor temperatura, lo que les permite incrementar su producción energética en un porcentaje entre un 10% y un 15% con respecto a lo que produciría el mismo panel en idénticas condiciones ambientales y climáticas instalado en tierra o en techo.
2) Los paneles solares flotantes, por estar rodeados de agua, pueden captar mayor energía del sol, debido a la propiedad que tiene un espejo de agua de reflejar mayor cantidad de radiación solar, de lo que refleja la tierra o el material del techo (se estima que el agua refleja hasta un 20% de la radiación solar que le llega, mientras la tierra sólo refleja el 5%). Esta mayor radiación reflejada captada por el panel solar, le permite igualmente alcanzar mayores eficiencias e incrementar su producción energética.
3) El costo de la estructura flotante puede ser menor que el costo de la tierra, dado que se evitan costos de explanación y adecuación del terreno y también se evita destrucción de parte de la capa vegetal que este proceso conlleva. Igualmente, puede incurrirse en menores actividades O&M, debido a menor presencia en el agua de material particulado (polvo) que ensucia los paneles fotovoltaicos y les resta eficiencia.

Con el objetivo de validar las anteriores hipótesis, EPM decidió desarrollar un proyecto piloto por comparación. Para ello, además del proyecto fotovoltaico flotante ubicado en el embalse, y que se puede observar en la Fig. 1, instaló un proyecto sobre techo con una capacidad de 50 kWp en el techo, con el fin de

comparar la producción energética del proyecto en el agua, respecto a la producción energética del proyecto en techo. Por tratarse de un proyecto por comparación, era fundamental garantizar iguales condiciones para ambos proyectos, para lo cual se garantizó: igual radiación solar (ambos en la misma zona), igual fabricante de los paneles solares, igual grado de inclinación (12°) y ambos con igual orientación. Es importante aclarar que los 100 kWp en agua están divididos en dos módulos de 50 kWp, lo que permitió realizar la comparación de los dos sistemas en igualdad de condiciones en cuanto al tamaño, inclinación, orientación y condiciones climáticas y ambientales.

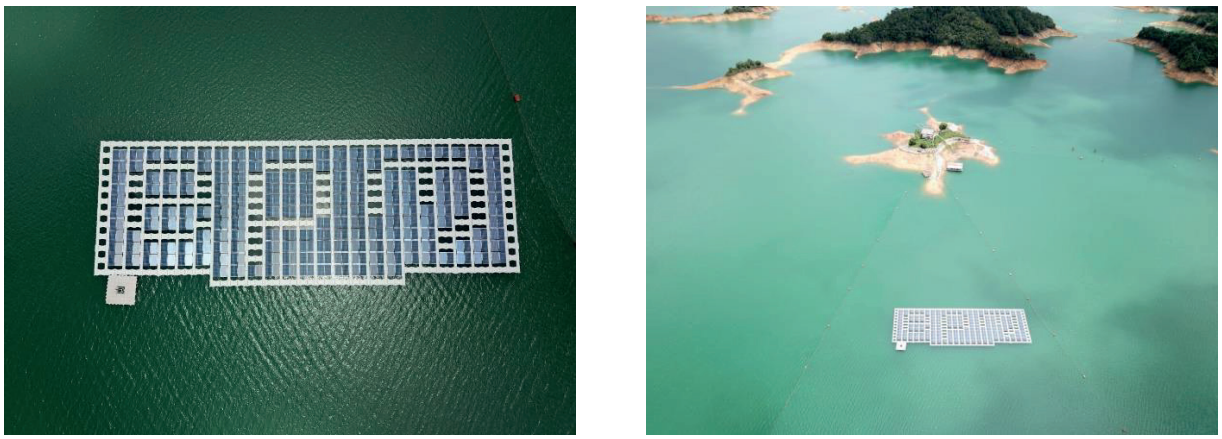


Fig. 1. SSFVF de 100kWp instalado en el embalse Peñol- Guatapé

La instalación flotante, en la que se puede observar el logo de EPM, contó con 368 paneles solares fotovoltaicos y sus respectivos inversores, equipo de control, sistema de protección, cableado y un medidor bidireccional para la información de la energía generada. Se ubicó cerca de las Torres de Captación de la Central Hidroeléctrica de Guatapé (zona restringida para la navegación), buscando no interferir con la dinámica social y turística propia del embalse [10]. El sistema de flotación utilizó la tecnología Hydrelio (patentado por la empresa francesa Ciel et Terre), cuya adaptación incluyó el ensamble de la estructura flotante, sistema de sujeción, fijación y anclaje de esta estructura en el fondo del embalse, impidiéndole así su desplazamiento [11]. Para realizar la comparación de la producción energética de ambos sistemas, se instalaron estaciones meteorológicas tanto en el embalse como en el proyecto en techo, que permitió monitorear la radiación solar, la velocidad y dirección del viento y otras variables climáticas importantes. Igualmente se contó con elementos de registro de los datos de producción energética (Data Logger), para su posterior análisis.

3.2 Equipos y Montaje del Proyecto Piloto

Para el desarrollo del proyecto piloto, EPM instaló en el embalse 99.36 kWp (kilovatios pico) de capacidad solar fotovoltaica flotante; y 49.68 kWp en techo, con el fin de comparar la producción energética de ambos proyectos verificar si se validan las hipótesis. En la Tabla 4 se muestran las características de los equipos inicialmente instalados y la configuración de los sistemas fotovoltaicos en agua y techo.

Tabla 4. Características y configuración de los equipos

ELEMENTO	SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO FLOTANTE	SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO EN TECHO
Potencia Instalada	99.36 kWp. DC	49.68 kWp. DC
N° paneles solares y características	368 – Jinko JKM270PP-60 - Eficiencia 16.5%	184 – Jinko 270 W- Eficiencia 16.5%
Orientación paneles	184 paneles hacia el suroriente (49.68 kWp) & 184 paneles hacia el noroccidente (49.68 kWp)	184 paneles hacia el suroriente (49.68 kWp)
Inclinación	12°	12°
N° Inversores y características	2 – Yaskawa PVI-36TL-480 - 36 kW.	1 – Yaskawa PVI-36TL-480 - 36 kW
Flotadores principales	368 (2 de repuesto). Ciel & Terre	N/A
Flotadores planos	230 (2 de repuesto). Ciel & Terre	N/A
Sistema de Anclaje	4 bloques de concreto con cable de acero	N/A

ELEMENTO	SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO FLOTANTE	SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO EN TECHO
Tubería acometida DC	PPT-48N Interflex – Tubo anillado.	N/A
Datalogger	Yaskawa - Solectria Solar´s Solren	Yaskawa - Solectria Solar´s Solren
Medidor bidireccional	Iskra MT 174	Iskra MT 174
Energía generada estimada	145.4 MWh-año	67.3 MWh-año
Transformador	N/A	Suntec/WEG 40kVA - 480V/220V

4 RESULTADOS DEL PROYECTO PILOTO

El proyecto piloto con el SSFVF arrojó información relevante e importante que respaldará la toma de decisiones futuras relacionadas con la implementación de este tipo de proyectos a mayor escala, toda vez que permitió validar las hipótesis que se presentaron previamente en la sección 3.1 de esta contribución técnica.

4.1 Comparativo energía calculada y energía real generada

De acuerdo con simulaciones realizadas al iniciar el proyecto utilizando el software PVsyst para el cálculo de la generación de energía estimada, se obtuvo un valor de 145.4 MWh/año (Equivalente a 0.398 MWh/día) para el SSFVF y de 67.33 MWh/año (Equivalente a 0.184 MWh/día) para el sistema en techo. El período de tiempo en el que se compararon las generaciones de ambos sistemas fue de 181 días, con los resultados que se presentan en la Tabla 5.

Tabla 5. Comparativo Generación Energía (Real vs Simulación) en MWh durante 181 días.

Generación 181 días	Proyecto SSFVF	Proyecto Techo FV
Simulación PVSyst (MWh)	51.73	33.3
Medida Real (MWh)	51.58	32.91
Desviación	-0.29%	- 1.17%

Dada la baja desviación de los resultados en la Tabla 5, se validó la credibilidad de los resultados obtenidos mediante software de simulación para determinar la generación de energía de sistemas solares fotovoltaicos.

4.2 Comparativo energía generada por el SSFVF y el Sistema en Techo FV

De acuerdo con los resultados del proyecto, y como se observa en la Tabla 6, durante el periodo de observación de 181 días, el SSFVF generó 36.47 MWh, mientras que el proyecto FV en techo generó 32.91 MWh, es decir, se evidencia **11.25%** más generación de energía en el proyecto flotante.

Tabla 6. Comparativo generación SSFVF vs generación FV en techo

PERIODO MEDICIÓN GENERACIÓN	SSFVF SUROESTE (MWh)	FV TECHO SUROESTE (MWh)	% MAYOR GENERACIÓN SSFVF
03-01-2019 a 17-01-2019 (14 días)	2.77	2.51	10.36%
18-01-2019 a 22-02-2019 (35 días)	6.23	5.70	9.30%
01-03-2019 a 31-03-2019 (30 días)	5.40	4.84	11.57%
23-07-2020 a 23-08-2020 (23 días)	5.27	4.87	8.21%
24-08-2020 a 23-09-2020 (27 días)	5.91	5.49	7.65%
24-09-2020 a 23-10-2020 (12 días)	2.60	2.40	8.33%
24-10-2020 a 23-11-2020 (25 días)	5.16	4.48	15.17%
24-11-2020 a 17-12-2020 (15 días)	3.13	2.62	19.46%

A la luz de estos resultados, se valida la hipótesis relacionada con una mayor generación de energía de un SSFVF con respecto a un sistema FV en techo o en tierra (entre 10% y 15%.). Una explicación a esta mejora en la eficiencia de la generación se asocia a una menor temperatura de los paneles solares en el cuerpo de agua.

En la Tabla 7 se consignan observaciones asociadas a la temperatura de los paneles en días de generación de energía.

Tabla 7. Comparativo de eficiencia en paneles fotovoltaicos por efecto de temperatura

Instalación	Temperatura Panel	Diferencia Temperatura	Cálculo Pérdida Eficiencia	Eficiencia Panel	Fecha y Hora Observación
Planta Flotante	39.2°C	25.5°C	7.1%	14.9%	4 de Diciembre de 2020 (2:00PM)
Techo FV	64.7°C		19.5%	12.9%	
Planta Flotante	38.8°C	33.9°C	6.9%	14.9%	5 de Diciembre de 2020 (11:00AM)
Techo FV	72.7°C		23.85%	12.2%	

Teniendo en cuenta que la eficiencia que reporta el fabricante de los paneles es del 16.5% a 25°C, en los datos presentados en la Tabla 7 se observa cómo para ambos casos la eficiencia se ve disminuida por efectos de la temperatura. Sin embargo, debido a que el mismo día y a la misma hora los paneles fotovoltaicos instalados en el embalse están operando a una menor temperatura que los paneles instalados en techo, las eficiencias varían, siendo mejor la del panel instalado en el agua. Esta mayor eficiencia se refleja en una mayor generación y desempeño de los paneles del SSFVF con respecto a los de techo FV, validando la hipótesis inicial.

4.3 Comparativo radiación reflejada por el agua en el Embalse de Guatapé (SSFVF) y el Techo FV

Partiendo de las hipótesis que afirman que la mayor generación de energía eléctrica de un panel solar fotovoltaico instalado sobre una estructura flotante en el agua, frente a la energía generada por el mismo panel solar instalado en tierra o en techo se fundamenta en la menor temperatura de operación del panel dada su la cercanía o contacto con el agua y en la posibilidad de captar más energía debido a la mayor radiación solar reflejada por el agua, cuando se compara con otros medios como la tierra o el concreto, tal como se observa en la Fig. 2; para el proyecto era fundamental poder medir la radiación reflejada tanto en el embalse como en el techo.

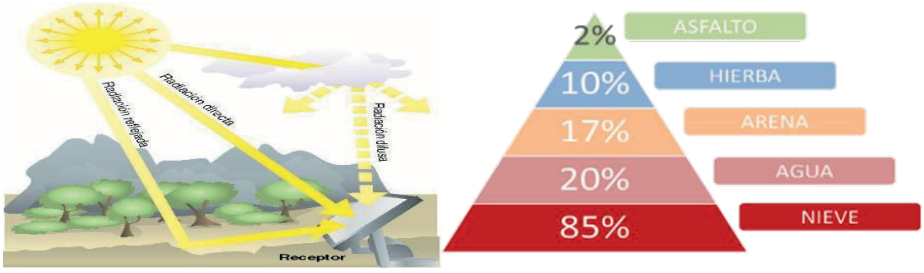


Fig. 2. Componentes de la radiación solar - % de energía reflejada dependiendo de la superficie.

Para realizar esta medición, se dispuso de una estación meteorológica con un piranómetro capaz de medir la densidad del flujo de la radiación solar incidente o radiación global en un campo de 180 grados, sin diferenciar qué proporción de esa radiación total corresponde a radiación directa, difusa o reflejada. A partir de esta radiación global, utilizando una metodología teórica propuesta por el Profesor del Instituto Tecnológico de Monterrey, Doctor Antonio Vallejo, fue posible determinar en el lugar exacto del proyecto, el valor de la radiación directa, difusa y reflejada en instantes determinados de tiempo, de tal manera que permitió obtener una aproximación del efecto de la radiación reflejada sobre el mejor rendimiento de los paneles solares flotantes con relación a los paneles solares en tierra o techo.

Una vez calculada la radiación solar diaria reflejada por el agua y la radiación solar diaria reflejada por el techo, se encontró la diferencia promedio entre ambas radiaciones reflejada era de 150,000 Julios/m2-día como el valor de la mayor radiación diaria que refleja por el agua con respecto a la reflejada por el techo. Con este valor, y considerando los datos del fabricante de los paneles, (el panel solar tiene unas dimensiones de 1.65 metros de largo por 0.992 metros de ancho, con una eficiencia del 16.5% y el SSFVF consta de 368 módulos), se encontró que:

$$Energia\ reflejada\ \text{útil} = 150{,}000\ \frac{Julios}{m2-día} * 0.165 * \frac{365\ dias}{año} * 602.35\ \text{m2} = 5{,}441{,}480\ \frac{Julios}{año} = 5.45\ \text{MWh/año}$$

Si para el proyecto la energía promedio generada estimada al año, como se explicó anteriormente, es 145.4 MWh/año, el aporte de energía adicional debida a la radiación reflejada por el agua es del 3.75%

Este resultado permitió validar la hipótesis 2 y concluir que, bajo condiciones ambientales y climáticas similares, un SSFVF puede generar ≈ 4% mas energía que la que generaría si estiviera intalado en tierra o en techo, gracias al efecto de la radiación reflejada por el agua.

4.4 Complementariedad de las tecnologías

Para determinar la complementariedad de las tecnologías hidráulica y solar en el sitio del proyecto, se tomó de la base de datos de la estación meteorológica ubicada en el embalse de Guatapé, información registrada durante un período de 22 años (2020–2022) relacionada con los aportes de caudal del rio que abastece el embalse e información de radiación solar en la zona, tal como se muestra en la Fig. 3.

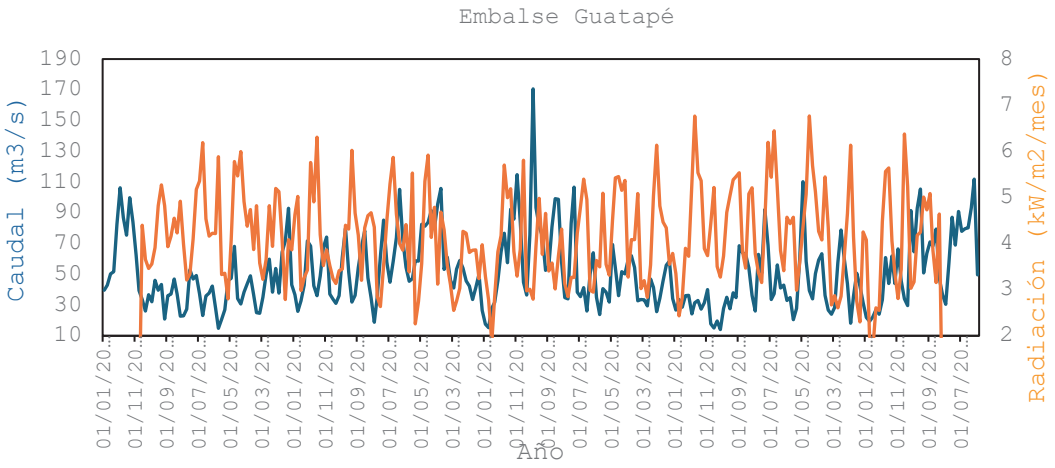


Fig. 3. Registro caudales y radiación solar en el embalse de Guatapé

Dado que el "Coeficiente de correlación de Pearson" se utiliza para medir la relación estadística que tienen dos variables, se utilizó la fórmula de Excel Pearson, para determinar cómo se relacionan los aportes de caudal asociados a la generación hidroeléctrica y la radiación solar asociada a la generación fotovoltaica. La fórmula arroja resultados en un rango de valores de 1 a -1, entendiéndose que cuando el valor del coeficiente es mayor a cero quiere decir que las variables se relacionan directamente, es decir, si una aumenta, la otra también. Cuando el coeficiente toma un valor menor a cero, quiere decir que las variables se relacionan inversamente, es decir, mientras una aumenta la otra disminuye. Si el coeficiente da cero o muy cercano a cero, quiere decir que las variables no tienen ningún tipo de relación.

Para el caso de estudio, el resultado del coeficiente de Pearson por Excel fue de -0.24269544, lo cual indica que existe complementariedad entre ambas tecnologías. Sin embargo, es importante destacar, tal como se registró en la Tabla 8. "Comparativo generación SSFVF vs generación FV en techo", que los resultados en la práctica muestran que en épocas de verano (noviembre y diciembre) el SSFVF generó un 19.46% más energía que el sistema solar en techo, mientras que en la época de invierno (agosto y septiembre) la diferencia entre lo generado por el SSFVF y el FV en techo fue de tal solo el 7.65%. Lo anterior permite concluir los beneficios de instalar SSFVF en embalses, dada la complementariedad de la energía solar fotovoltaica flotante con la energía hidroeléctrica. En verano, cuando bajan los caudales de los ríos, la radiación solar aumenta, incrementándose la generación solar, y en invierno, cuando aumentan los caudales y se dispone de mas energía para la generación hidroeléctrica, la producción de energía solar disminuye.

4.5 Comparativo Aspectos Ambientales

Para validar la tercera hipótesis planteada en la sección 3.1, en EPM se realizaron estudios asociados a las condiciones ambientales y de calidad de agua, consistentes en la obtención y análisis de cuatro muestras de agua para evaluar su calidad en la zona donde está instalado el proyecto y comparándola con la calidad del agua en otros sitios externos. En la tabla 8 se resaltan algunos aspectos técnico-ambientales identificados

durante el desarrollo del proyecto piloto, que validan que los SSFVF tienen ciertas ventajas y beneficios en comparación con los sistemas FV tradicionales.

Tabla 9. Aspectos ambientales de los SSFVF, respecto a sistemas FV en techo

Ventaja /Beneficio	**Evidencia / Verificación**
Mayor eficiencia en el uso de la superficie del agua	Aproximadamente entre 0.8 y 1 MW/hectárea en agua, respecto a aproximadamente entre 1 y 1.33 MW/hectárea en tierra
Menor degradación del módulo	Los datos iniciales sugieren que la temperatura de funcionamiento más baja conduce a una degradación más lenta, sin embargo, se considera necesario realizar más investigaciones
Evaporación de agua reducida	Depende de la tecnología, la cobertura y características de la masa de agua, así como de la metodología de cálculo aplicada
Mejora de la calidad del agua	En teoría sí, pero requiere más estudios de impacto ambiental a largo plazo.
Reducción del crecimiento de algas	En teoría sí, pero necesita más monitoreo del impacto ambiental a largo plazo
Menos propenso a la contaminación por polvo	En general sí. No obstante, es más propenso a otro tipo de suciedad como excremento de pájaros.
Parámetros Fisicoquímicos del agua	No existen diferencias importantes en los parámetros fisicoquímicos entre las muestras tomadas en la zona de los paneles flotantes y las muestras tomadas en zonas localizadas por fuera del área de paneles.
Parámetros Hidrobiológicos del agua	Se identificaron géneros de zooplancton similares en los muestreos, con algunas pequeñas diferencias. De acuerdo con varios estudios consultados, las afectaciones en la calidad del agua y en los ecosistemas del embalse no son significativos, siempre y cuando no se ocupe más del 20% de la superficie del embalse. Ocupaciones entre el 20% y el 40% pueden generar pequeñas afectaciones. Ocupaciones entre 40% y 60% afectaría el ecosistema y más el 60% causarían destrucción del ecosistema. En general, los impactos ambientales originados por los SSFVF muestran ser más positivos que negativos, lo cual se explica debido a que las plataformas flotantes impiden el contacto directo del sol con el agua, inhibiendo así la reproducción de algas y bacterias que afectan su calidad.

4.6 Comparativo Financiero

En términos generales, se percibe que los costos CAPEX de la energía solar fotovoltaica flotante son todavía ligeramente más altos o comparables con los costos de la energía solar fotovoltaica instalada en el techo o en tierra, debido principalmente a la necesidad de flotadores, amarres y componentes eléctricos más resistentes. Sin embargo, la mayor eficiencia en la generación de energía compensa ampliamente este sobre costos en el CAPEX. Se espera que el costo de los flotadores disminuya con el tiempo, debido a mayores y mejores economías de escala [12]. Finalmente, debido a las muy grandes variaciones del costo de la tierra, dependiendo de su ubicación, de la infraestructura existente en el área y de su cercanía o lejanía de los centros urbanos, no fue posible validar la tercera hipótesis planteada en la sección 3.1. No obstante, se perciben incrementos en el valor de algunos predios para futuros proyectos de generación, en cuyo caso, los proyectos SSFVF se hacen más atractivos, respecto de proyectos similares en tierra o techos.

Algunos aspectos para considerar se expresan en la tabla 10

Tabla 10. Aspectos financieros de los SSFVF, respecto a sistemas FV en techo

Ventaja /Beneficio	**Evidencia / Verificación**
Generalidades de costos CAPEX	Debido a la variación en los costos de la tierra, no es posible determinar exactamente si el CAPEX del SSFVF es más alto que el de un FV tradicional.
Generalidades O&M	✓ Mayor dificultad para acceder y reemplazar piezas ✓ Hay más desgaste mecánico debido al movimiento por acción de las corrientes ✓ El ambiente de alta humedad acelera la corrosión/oxidación de piezas metálicas ✓ Se presenta más mantenimiento de elementos estructurales ✓ Acceso más fácil al agua para limpiar

Ventaja /Beneficio	Evidencia / Verificación
	✓ Menor riesgo de robo/vandalismo
Sistema flotante híbrido puede tener un CAPEX más bajo	Sí. Debido a la existencia de infraestructura de red eléctrica para el sistema que se encuentra operativo.

5 CONCLUSIONES

En la contribución técnica se ha presentado la experiencia de EPM en el proyecto piloto de una planta solar fotovoltaica flotante. Además de implementar una tecnología innovadora, el proyecto piloto ha permitido adquirir conocimiento, capacidades, competencias técnicas y organizacionales asociadas a esta tecnología para su potencial escalamiento en futuros proyectos energéticos de EPM. La contribución técnica permitió validar las hipótesis de trabajo que motivaron la realización de este proyecto piloto.

6 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Y. Choi, "A Study on Power Generation Analysis of Floating PV System Considering Environmental Impact", *Int. J. Softw. Eng. Its Appl.*, vol. 8, núm. 1, pp. 75–84, 2014, doi: 10.14257/ijseia.2014.8.1.07.

[2] J. Márquez, "China está lista para inaugurar una ambiciosa planta solar flotante", *Xataka Energy News*, 2024. https://www.xataka.com/energia/china-esta-lista-para-inaugurar-ambiciosa-planta-solar-flotante-su-objetivo-resolver-gran-problema-pendiente (consultado dic. 12, 2024).

[3] A. Sahu, N. Yadav, y K. Sudhakar, "Floating solar photovoltaic systems: An overview and their feasibility", *Renew. Sustain. Energy Rev.*, núm. 66, pp. 815–824, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.08.051.

[4] M. A. Koondhar, L. Albasha, I. Mahariq, B. B. Graba, y E. Touti, "Reviewing floating photovoltaic (FPV) technology for solar energy generation", *Energy Strateg. Rev.*, vol. 54, p. 101449, 2024, doi: https://doi.org/10.1016/j.esr.2024.101449.

[5] K. Trapani y M. Redón Santafé, "A review of floating photovoltaic installations: 2007–2013", *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 23, núm. 4, pp. 524–532, abr. 2015, doi: https://doi.org/10.1002/pip.2466.

[6] S. K. A. Dzamesi *et al.*, "Comparative performance evaluation of ground-mounted and floating solar PV systems", *Energy Sustain. Dev.*, vol. 80, p. 101421, 2024, doi: https://doi.org/10.1016/j.esd.2024.101421.

[7] J. H. Selj *et al.*, "The performance of a Floating PV Plant at the West Coast of Norway", en *36th European Photovoltaic Solar Energy Conference And Exhibition. Proceedings*, 2019, pp. 1763–1767, doi: https://doi.org/10.4229/EUPVSEC20192019-6DO.9.2.

[8] G. J. Correa-Henao y J. M. Yusta-Loyo, "Feasibility of Generation Projects with Renewable Energy Resources, via Tax Stimuli. Case Study with Colombian 1715 Law", en *2018 IEEE ANDESCON*, 2018, pp. 1–7, doi: 10.1109/ANDESCON.2018.8564705.

[9] P. Eusse y C. Cardona, "Sistema Solar Fotovoltaico Flotante", Tecnológico de Monterrey, 2019.

[10] D. Zambrano, "¿Qué pasó con los paneles solares flotantes de Guatapé?", *El Colombiano*, 2020. https://www.elcolombiano.com/antioquia/paneles-solares-en-el-embalse-de-guatape-resultados-de-la-operacion-del-parque-DA11994412.

[11] Ciel-et-Terre, "Ciel & Terre: The Floating Solar Company", 2024. https://ciel-et-terre.net/.

[12] G. Mamatha y P. S. Kulkarni, "Analysis of floating photovoltaic systems on hydro reservoirs", *Proc. Inst. Civ. Eng. - Eng. Sustain.*, vol. 177, núm. 5, pp. 320–337, 2024, doi: https://doi.org/10.1680/jensu.23.00047.

Comité de Estudios C1 - Desarrollo de sistemas eléctricos y economía

DEFINICIÓN DE PRECIOS EN LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE Y ANÁLISIS DEL IMPACTO ENERGÉTICO DE SU IMPLEMENTACIÓN EN EL SECTOR TRANSPORTE EN PARAGUAY

E. BUZARQUIS*
Parque Tecnológico Itaipu
Paraguay
enrique.buzarquis@pti.org.py

F. FERNÁNDEZ
Facultad Politécnica - UNA
Paraguay
ffernandez@pol.una.py

V. OXILIA
Facultad Politécnica - UNA
Paraguay
voxilia@pol.una.py

Resumen *– El Paraguay es un país con características muy particulares en lo que se refiere a su desarrollo eléctrico y sus relaciones con el progreso socioeconómico. Posee una ventaja comparativa y competitiva crucial en la actualidad: abundancia de energía eléctrica generada a partir del aprovechamiento de una fuente renovable de energía (la hidroenergía). Su sistema eléctrico cuenta con una generación exclusivamente hidroeléctrica.*

Este contexto energético permite al Paraguay contar con excedentes de energía eléctrica, lo cual facultaría disponer de alternativas de infraestructura necesaria para la producción de hidrógeno verde por medio de la electrólisis del agua. Estas condiciones energéticas del Paraguay lo presentan como el ideal para implementar la producción y el uso de combustibles limpios, por la ventaja de la energía renovable en abundancia.

Este artículo propone un estudio sobre el potencial de las tecnologías de producción de hidrógeno, con la finalidad de establecer un punto de partida para descarbonizar la economía, basándose en hidrógeno verde. Para ello se lleva a cabo los análisis de aspectos técnicos de las principales tecnologías de producción de hidrógeno establecidas a nivel comercial, así como de los servicios auxiliares complementarios necesarios para garantizar el suministro de hidrógeno con las características demandadas.

Posteriormente, se presenta un modelo computacional cuya función es la de replicar la evolución e interacción de las diversas variables que intervienen en el sector transporte del país y para tal caso, se propone el uso del software MAED (Model of Analysis of Energy Demand) para la creación de una prospectiva energética de dicho sector.

Así se recrea un modelo correspondiente al sector transporte del Paraguay, proyectado al año 2050, en el que se evalúan tres escenarios posibles: un Escenario Tendencial donde no se supone un cambio representativo en la estructura energética, y dos Escenarios Alternativos donde se plantean el uso de Hidrógeno verde en sustitución a los hidrocarburos utilizados en el transporte de carga y el transporte de pasajeros. Como resultado de este caso de estudio, utilizando el MAED, se obtiene una visión clara del comportamiento futuro de la matriz energética del Paraguay, permitiendo evaluar los escenarios propuestos con la inserción del Hidrógeno verde como fuente energética alternativa.

Palabras clave: Hidrógeno verde – Transporte Sostenible – Descarbonización – Política Energética – MAED

1 INTRODUCCIÓN

El hidrógeno, como un portador de energía versátil, ha atraído una atención significativa en la transición global hacia sistemas energéticos descarbonizados. Con su potencial para facilitar reducciones en las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en los sectores de energía, transporte e industria, el hidrógeno se considera un pilar fundamental de las estrategias energéticas sostenibles del futuro. Sin embargo, los costos asociados con la producción de hidrógeno siguen siendo un determinante clave para su adopción a gran escala, con profundas implicaciones para las políticas energéticas y el desarrollo del

* enrique.buzarquis@pti.org.py

mercado. Este documento explora los costos de producción de hidrógeno y los contextualiza dentro del panorama energético nacional e internacional en evolución, sintetizando hallazgos de estudios y análisis recientes.

El desarrollo del hidrógeno verde ha sido considerado una pieza clave en la transición hacia sistemas energéticos sostenibles y descarbonizados. Este análisis busca comprender los costos actuales de producción de hidrógeno, explorando también las condiciones del panorama energético global que influyen en su viabilidad económica. Al sintetizar información de los documentos proporcionados, se evalúan los avances tecnológicos, los costos de electricidad renovable y las regulaciones clave, particularmente en regiones como la Unión Europea (UE) y otros mercados emergentes.

2 COSTOS ACTUALES DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

2.1 Métodos de Producción y sus Implicancias de Costo

La producción de hidrógeno puede categorizarse en tres métodos principales: hidrógeno gris, azul y verde, cada uno definido por su materia prima y las emisiones de carbono asociadas. El hidrógeno gris, derivado de combustibles fósiles sin captura de carbono, domina actualmente la producción mundial, representando el 99% del suministro debido a su rentabilidad [1]. El costo de producción de hidrógeno gris está estrechamente vinculado a los precios del gas natural, que fluctúan en función de eventos geopolíticos y dinámicas de la cadena de suministro [2].

El hidrógeno azul, producido mediante reformado de gas natural junto con captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS), ofrece una alternativa con menos emisiones de carbono. Sin embargo, la integración de sistemas CCUS incrementa los costos de producción, con estimaciones que van desde $1,47 hasta $6,04 por kilogramo, dependiendo de los precios regionales de la energía y la eficiencia tecnológica [3]. Aunque el hidrógeno azul se considera una solución transitoria, su competitividad en costos depende de avances en tecnologías CCUS y medidas políticas de apoyo como la fijación de precios del carbono.

En Europa, los costos están siendo impulsados por las estrictas regulaciones del marco RED II, que imponen condiciones adicionales para garantizar el uso exclusivo de energías renovables en la producción de hidrógeno verde. Aunque estas regulaciones han sido criticadas por elevar los costos, también han fomentado una mayor inversión en tecnologías innovadoras y proyectos piloto [4].

2.2 Factores que Influyen en los Costos del Hidrógeno

Varios factores clave influyen en los costos de producción de hidrógeno, incluidos los precios de la electricidad, los gastos de capital (CAPEX) de los electrolizadores, los gastos operativos (OPEX) y la escala de producción. Por ejemplo, la electricidad representa aproximadamente el 70% del costo total de producción de hidrógeno verde, lo que hace que la disponibilidad de energía renovable de bajo costo sea un factor decisivo [5]. Las consideraciones geográficas también juegan un papel; regiones con abundantes recursos solares y eólicos, como el norte de África, exhiben un mayor potencial para la producción competitiva de hidrógeno y su exportación a regiones con déficit energético como Europa [2].

Además, las economías de escala impactan significativamente los costos del hidrógeno. Las instalaciones de producción más grandes se benefician de menores costos unitarios debido a una mayor eficiencia y una reducción del CAPEX por unidad. Los avances tecnológicos, como el reformado autotérmico a alta presión y los electrolizadores de próxima generación, se esperan que reduzcan aún más los costos, aunque requieren una inversión sostenida en investigación y desarrollo [6].

2.3 Tecnologías de Producción y Eficiencia

El hidrógeno verde, producido mediante electrólisis alimentada por energías renovables como la solar y la eólica, se posiciona como el camino más deseable para alcanzar emisiones netas cero. Estudios recientes destacan el avance en tecnologías como las celdas de electrólisis de óxido sólido (SOEC) y membranas de intercambio anódico (AEM), que prometen mayor eficiencia y menores costos en comparación con tecnologías tradicionales [1] y [7].

Los costos nivelados de producción (LCOH, por sus siglas en inglés) están fuertemente influenciados por el costo de la electricidad renovable, que representa el 60 - 70% de los costos totales de producción. En este sentido, las tecnologías off-grid y el aprovechamiento de fuentes eólicas offshore están ganando relevancia debido a sus altos factores de capacidad y costos decrecientes de la electricidad renovable [8].

3 EL PANORAMA ENERGÉTICO INTERNACIONAL

3.1 Influencias Geopolíticas y Económicas

El panorama energético internacional está en un estado de cambio, impulsado por las presiones duales de descarbonización y seguridad energética. Los eventos geopolíticos, como el conflicto en curso en Ucrania, han incrementado la volatilidad de los precios del gas natural, afectando directamente los costos de producción de hidrógeno gris y azul [2]. Además, el impulso global hacia la neutralidad de carbono, evidenciado por compromisos bajo el Acuerdo de París, ha estimulado inversiones en energía renovable y tecnologías bajas en carbono, creando un entorno favorable para el desarrollo del hidrógeno verde [1].

La Unión Europea (UE) ha emergido como líder en estrategia de hidrógeno, estableciendo objetivos ambiciosos para la producción e importación de hidrógeno verde. Iniciativas como la Estrategia de Hidrógeno de la UE y el establecimiento de valles de hidrógeno buscan escalar la producción mientras fomentan la cooperación internacional. Esfuerzos similares están en marcha en Asia, donde países como Japón y Corea del Sur están invirtiendo fuertemente en cadenas de suministro de hidrógeno para alcanzar sus objetivos de emisiones netas cero [3].

La volatilidad en los precios de los combustibles fósiles, exacerbada por conflictos geopolíticos, ha resaltado la necesidad de diversificar las fuentes de energía. La transición hacia el hidrógeno verde está alineada con los objetivos del Acuerdo de París, especialmente en Europa, donde se planea invertir más de 430 mil millones de euros en la implementación de proyectos de hidrógeno para 2050 [7].

3.2 Dinámicas del Mercado y Tendencias Emergentes

Las dinámicas del mercado del hidrógeno están cada vez más influenciadas por marcos políticos, avances tecnológicos y la demanda de los consumidores. La introducción de mecanismos de fijación de precios del carbono, como el Sistema de Comercio de Emisiones (ETS) de la UE, se espera que reduzca la brecha de costos entre el hidrógeno gris y el verde, incentivando la adopción de alternativas bajas en carbono [5]. Además, los avances en tecnologías de almacenamiento y transporte de hidrógeno, incluidos la licuefacción y la infraestructura de tuberías, son críticos para el desarrollo de un mercado global de hidrógeno [6].

El papel del hidrógeno en sectores intensivos en energía, como la fabricación de acero y el transporte marítimo, también está ganando prominencia. Por ejemplo, el hidrógeno verde se considera cada vez más como una alternativa viable al carbón de coque en la producción de acero, con varios proyectos piloto demostrando su viabilidad. De manera similar, la industria marítima está explorando el uso de hidrógeno verde y amoníaco como combustibles sostenibles para la navegación, alineándose con los objetivos de descarbonización de la Organización Marítima Internacional [1].

El mercado del hidrógeno está evolucionando rápidamente gracias a las reducciones en los costos de energías renovables y las innovaciones tecnológicas. En particular, los acuerdos de compra de energía renovable y los incentivos fiscales están impulsando la competitividad del hidrógeno verde en sectores como el transporte marítimo y la industria pesada [9].

Por otro lado, la demanda de hidrógeno está aumentando en sectores clave como la producción de acero y amoníaco, donde el hidrógeno verde ofrece una alternativa viable al uso de combustibles fósiles. Proyecciones indican que la demanda global podría superar los 500 millones de toneladas anuales para 2050 [2].

4 COSTOS NIVELADOS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO A NIVEL MUNDIAL Y EN PARAGUAY

El costo nivelado de producción de hidrógeno (LCOH, por sus siglas en inglés) es un indicador clave para evaluar la viabilidad económica de las diversas rutas de producción de este recurso energético. A nivel mundial, los principales factores que influyen en el LCOH incluyen los costos de capital (CAPEX), los costos operativos (OPEX), el precio de la electricidad, el costo de la materia prima y la eficiencia de las tecnologías utilizadas.

En general, el hidrógeno producido a partir de fuentes fósiles como el gas natural sigue siendo la opción más barata, con costos que oscilan entre 1,50 y 2,50 $/kg de H_2, dependiendo de la región y de la disponibilidad de infraestructura para captura y almacenamiento de carbono [10]. En contraste, el hidrógeno verde, obtenido a partir de electrólisis alimentada por energías renovables, presenta costos significativamente más altos, entre 3,00 y 8,00 $/kg de H_2, debido a la elevada inversión inicial y a la dependencia de los precios de la electricidad renovable [11].

El CAPEX representa una fracción importante del LCOH e incluye la inversión en electrolizadores, infraestructuras de almacenamiento y sistemas de transporte. Según estudios recientes, el costo de los electrolizadores ha disminuido en la última década, con valores cercanos a 1.000 - 1.200 $/kW instalado para grandes unidades de electrólisis alcalina [11].

Sin embargo, sigue siendo una barrera para la implementación a gran escala. Por otro lado, los costos operativos incluyen gastos de mantenimiento, insumos químicos y costos de mano de obra, que pueden representar hasta el 20% del LCOH en algunos casos. Factores como la eficiencia de los electrolizadores y la vida útil de los equipos son determinantes para reducir estos costos a largo plazo.

La disponibilidad y costo de la electricidad juegan un papel central en la competitividad del hidrógeno verde. En países con electricidad renovable de bajo costo, como en partes de Oriente Medio y Norte de África, se estima que el LCOH podría reducirse hasta 2,50 $/kg en los próximos años [10]. En contraste, en regiones con alta dependencia de fuentes fósiles, el costo de la electricidad renovable sigue siendo un desafío. La infraestructura de transmisión y almacenamiento de electricidad también afecta la viabilidad de la producción de hidrógeno en ubicaciones remotas con abundantes recursos renovables.

En el caso de Paraguay, el país posee una ventaja estratégica gracias a la disponibilidad de energía hidroeléctrica de bajo costo proveniente de las centrales hidroeléctricas. Según estudios, la producción de hidrógeno mediante electrólisis en Paraguay podría alcanzar costos inferiores a 3,00 $/kg, dependiendo del modelo de financiamiento y escalabilidad del proyecto [11]. A diferencia de otras regiones, Paraguay cuenta con un excedente de energía eléctrica que podría destinarse a la producción de hidrógeno sin afectar la demanda interna, lo que le otorga una ventaja competitiva en el mercado regional.

Los costos de infraestructura y logística también son un factor clave en el desarrollo del hidrógeno en Paraguay. La falta de una infraestructura consolidada para la distribución y almacenamiento de hidrógeno podría aumentar el LCOH en el corto plazo, requiriendo inversiones adicionales en transporte y almacenamiento seguro [10]. Sin embargo, la cercanía a mercados potenciales como Brasil y Argentina podría facilitar la exportación de hidrógeno producido con energía renovable, convirtiendo a Paraguay en un actor clave en el mercado de hidrógeno verde en América del Sur.

5 CONSUMO DE ENERGÍA EN PARAGUAY

5.1 Consumo final de energía neta por sectores

En 2023 [12], el consumo energético neto de Paraguay fue de 6.197,7 ktep. El sector Transporte fue el mayor consumidor (34,1%), seguido por el Residencial (26,6%) e Industrial (26,2%). Otros sectores restantes le siguen con (12,2%) mientras que el sector de energéticos completa con 0,9% (ver Fig. 1).

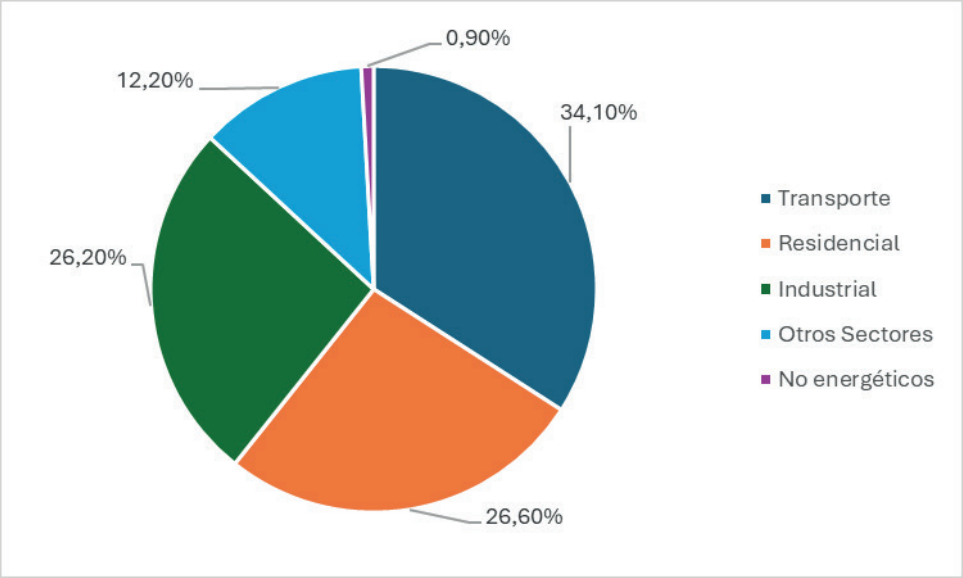


Fig. 1. Consumo de energía neta por sectores 2023 [12]

5.2 Consumo final por fuentes

La TABLA 1 muestra que la principal fuente de energía neta consumida en el 2023 fue la Leña con el 26% de participación, luego se ubican el Diésel con el 22% y la Electricidad con el 22% del consumo neto total [12].

TABLA 1. CONSUMO DE ENERGÍA NETA POR FUENTES 2023 [12]

Consumo Final (incluye no energético)	Año 2023	%
Leña	1.619,60	26%
Bagazo	371,7	6%
Carbón Vegetal	171,9	3%
Otras (Otras biomasas + alcohol no mezcla)	161,1	3%
TOTAL BIOMASA	**2.324,30**	**38%**
CARBÓN MINERAL	**0,3**	**0%**
GLP	81,3	1%
Gasolinas (incluye mezcla con alcohol)	876,4	14%
Diesel (incluye mezcla con biodiesel)	1.386,40	22%
Otros derivados	153,5	2%
TOTAL DERIVADOS	**2497,6**	**40%**
ELECTRICIDAD (inc. Autoproductores)	**1.375,40**	**22%**
CONSUMO FINAL	**6.197,60**	**100%**

En el año 2023, el sector transporte alcanzó una participación del 34,2 % del consumo final de energía. En términos absolutos, el sector transporte consumió 2.122,2 ktep. Alrededor del 90 % del consumo de energía en el sector transporte corresponde a productos derivados del petróleo, el 10 % restante corresponde a etanol, utilizado básicamente en la mezcla con gasolinas y biodiesel utilizado en mezcla con diésel. Alrededor del 99 % del consumo del sector corresponde a la modalidad carretero. La proporción de mezcla de etanol en gasolina de motor alcanzó en promedio el 25,89 %, mientras que la mezcla de biodiesel en diésel fue de 1,78 % [12].

6 REGISTROS DEL SECTOR TRANSPORTE EN PARAGUAY

6.1 Datos de la Dirección del Registro de Automotores

Según la Dirección del Registro de Automotores del Paraguay, en el 2023 se registró un total de 2.967.886 vehículos, de los cuales 1.787.227 eran para transporte de cargas y pasajeros, 1.112.304 motocicletas y 68.355 tractores y maquinarias [13].

7 SOFTWARE PARA EL ANÁLISIS DE LA DEMANDA

7.1 Software MAED

El Modelo para el Análisis de la Demanda de Energía (MAED), desarrollado por el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), evalúa la demanda futura de energía con base en escenarios socioeconómicos, tecnológicos y demográficos a mediano y largo plazo. Relaciona la demanda de energía con factores como crecimiento poblacional, movilidad, eficiencia tecnológica y penetración de nuevas energías. El proceso inicia con la construcción del patrón de consumo energético del año base, ajustando el modelo a la situación del país. Luego, se desarrollan escenarios específicos, considerando evolución socioeconómica y avances tecnológicos. MAED se enfoca en la demanda de servicios energéticos, calculando primero la energía útil y luego su conversión a energía final, según la eficiencia y penetración de cada fuente. No desglosa combustibles fósiles (carbón, gas o petróleo) pero considera la sustitución por energías alternativas. Estas transiciones dependen de decisiones basado en políticas energéticas nacionales, por lo que podrían incorporarse en la formulación de escenarios en el marco de estudios energéticos a nivel país.

7.2 Cálculo de la demanda de energía

La demanda de energía se calcula por separado para los sectores Industria, Transporte, Servicio y Residencial, siguiendo un método similar. Cada categoría de uso final se define mediante parámetros socioeconómicos y tecnológicos, ingresados como parte de los escenarios.

7.3 Cálculo de la demanda del Sector Transporte

La demanda de energía en Transporte se calcula en función del transporte de pasajeros (pasajeros-km) y carga (toneladas-km), considerando modos de transporte (auto, ómnibus, avión, camión, tren, etc.), necesidades energéticas y factores de carga. Se distingue entre transporte urbano e interurbano. Para carga, la demanda se vincula al Producto Interno Bruto (PIB) de sectores como Agricultura, Construcción, Minería, Manufactura y Energía. Para pasajeros, depende de población, distancias recorridas, ingresos y hábitos de consumo. Se permiten hasta 15 modos de transporte urbano y 5 tipos de autos y 10 modos públicos interurbanos, cada uno con su consumo específico de combustible. Se contemplan 8 combustibles, incluyendo electricidad, carbón, diésel y gasolina, además de 4 personalizables. Se esperan mejoras en eficiencia energética basadas en tendencias pasadas. Los factores de carga dependen de políticas de transporte y deben incluirse en los escenarios. El consumo de transporte internacional y militar se estima en función del PIB total.

7.4 Modelado en el MAED

Al ser analizado el sector Transporte, se cargan en el MAED los datos referentes al Transporte de carga (*Freight*), Transporte de pasajeros de larga distancia (*Intercity*), Transporte de pasajeros urbano (*Urban*) y el Transporte internacional.

En el sector Transporte, los datos requeridos para el Transporte de carga son la demanda de carga (*Freight Demand*), las participaciones de los modos de transporte de carga (*Freight Modal Split*) y las intensidades energéticas de cada modo de transporte (*Freight EI*). Para el Transporte de pasajeros de larga distancia los datos requeridos son los factores de carga (*Intercity Load Factors*), las participaciones de los modos de transporte (*Intercity Modal Split*) y las intensidades energéticas (*Intercity EI*). Para el Transporte urbano los datos a ser cargados son los factores de carga (*Urban Load Factors*), las participaciones de los modos de transporte (*Urban Modal Split*) y las correspondientes intensidades energéticas de cada modo de transporte (*Urban EI*). Para el transporte internacional, se toman los valores de consumo registrados y luego se realiza una regresión lineal para los siguientes años, hasta el año final del horizonte de estudio.

8 ESCENARIOS PROPUESTOS PARA EL ESTUDIO

8.1 Escenario Tendencial

Este escenario proyecta la continuidad de los patrones históricos en la evolución de la matriz energética, asegurando que las tendencias fundamentales seguirán marcando su desarrollo futuro. La proyección energética del sector Transporte en Paraguay al 2050 se basa en el informe "Estudio de la Prospectiva Energética 2018-2050" de la Dirección de Recursos Energéticos (DRE) del Viceministerio de Minas y Energía (VMME) [14], manteniendo sus premisas. Se construye sobre suposiciones que consideran tanto acciones ya implementadas como esperadas, denominadas hipótesis del escenario. Como hipótesis socioeconómica, se consideraron el crecimiento poblacional según datos del INE (tasa acumulada 2018-2050 del 1,1%) y la variación acumulada del PIB. Como hipótesis energética, alineada con la Política Energética Nacional 2050, se incluyeron la reducción de la intensidad energética mediante equipamientos más eficientes, mejoras en la calidad de vida con acceso total a energía de calidad, reducción de emisiones de GEI a través de fuentes renovables y el impulso de la movilidad sostenible.

8.2 Escenarios Alternativos

Se comparan varios escenarios alternativos basados en las mismas suposiciones socioeconómicas del Escenario Tendencial, pero con cambios energéticos significativos. Estos escenarios evalúan el impacto de modificar la matriz energética del sector Transporte del Paraguay, manteniendo la estructura en los demás sectores. La transición propuesta busca sustituir los hidrocarburos importados por hidrógeno verde, producido con excedentes de energía eléctrica, como combustible para nuevos modelos de transporte. El Escenario Alternativo introduce cambios en las intensidades energéticas y en la contribución de nuevos modos de transporte. Algunos parámetros del programa MAED permanecen inalterables, como la demanda de carga en el país (tkm/USD) y los factores de carga del transporte de pasajeros (km/person, km/car, person/car y capacidad de pasajeros por modo). A partir de esto, se desarrollaron dos escenarios: un Escenario Alternativo 50% y un Escenario Alternativo 100%, que analizan la implementación del transporte con celdas de hidrógeno y su competencia con los otros modos de transporte.

- Escenario Alternativo 50%

Este escenario proyecta la adopción progresiva de vehículos impulsados por hidrógeno, alcanzando un 50% de participación en el transporte de carga y público de pasajeros para el año 2050. Para el Transporte de Carga, donde el diésel es la principal fuente de energía, se introduce el Camión H_2 a partir del 2025, compitiendo con camiones, camionetas y tractocamiones diésel. Se prevé que represente el 5% del parque para el 2025 y crezca hasta el 50% para el 2050. Su consumo energético estimado es de 300 kWh/100 km, basado en el Hyundai XCIENT Fuel Cell Truck [15]. Para el Transporte Público de Pasajeros, el Ómnibus H_2 comenzaría a implementarse para el año 2030, sustituyendo progresivamente a los ómnibus diésel y eléctricos. Se proyecta que alcance el 5% del parque para el 2030 y el 50% para el 2050. Su consumo promedio, tomando como referencia el modelo de Transports Metropolitans de Barcelona, es de 9 kg de hidrógeno cada 100 km.

- Escenario Alternativo 100%

Este escenario proyecta una inversión intensiva en transporte de hidrógeno, logrando una transición total para el año 2050. En el Transporte de Carga, el Camión H_2 iniciaría con un 5% de participación para el 2025, alcanzando el 100% para el 2050. En el Transporte Público de Pasajeros, el Ómnibus H_2 seguiría una trayectoria similar, comenzando con un 5% para el año 2030 y alcanzando el 100% para el 2050. El principal cambio respecto al escenario anterior es la eliminación total de los modos tradicionales de transporte.

9 RESULTADOS

9.1 Resultados del Escenario Tendencial

Este escenario proyecta la continuidad de los patrones históricos en la matriz energética, anticipando su evolución futura. A continuación, en la Fig. 2 se presentan los resultados del Escenario Tendencial con el software MAED.

Se puede notar como el consumo de Diésel sigue una trayectoria de incremento, muy superior a las otras fuentes. La simulación no muestra mucha variación a lo largo del tiempo, por lo que no se espera una mejoría con respecto al año base.

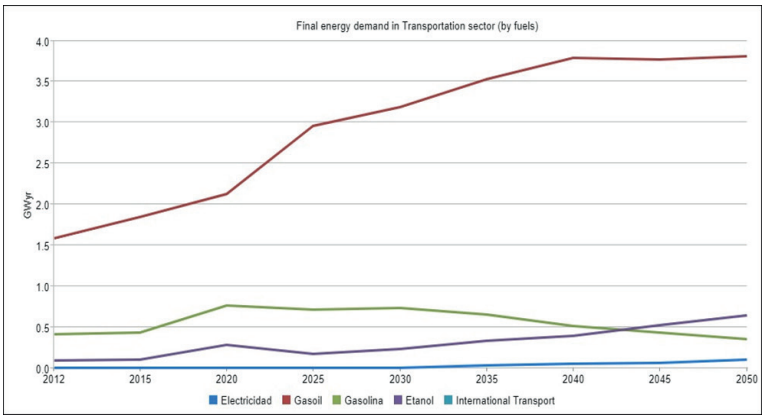


Fig. 2. Resultados del Escenario Tendencial con el MAED

9.2 Resultados del Escenario Alternativo 50%

Para impulsar la transición energética en el transporte, la siguiente figura muestra el cambio de combustibles fósiles hacia opciones sostenibles como hidrógeno y electricidad, alineado con los objetivos de descarbonización.

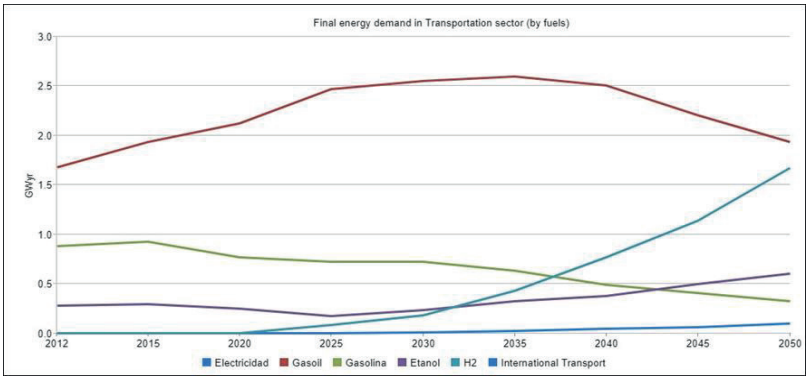


Fig. 3. Resultados del Escenario Alternativo 50%

En la Fig. 3, se aprecia que el hidrógeno muestra el crecimiento más rápido desde mediados de la década de 2020, destacándose como una solución prometedora para el transporte pesado y de larga distancia.

9.3 Resultados del Escenario Alternativo 100%

La Fig. 4 muestra el desarrollo energético bajo este escenario. En este se proyecta una transición total del sector transporte al hidrógeno verde, implicando una reestructuración completa de su infraestructura y un cambio en la Política Energética Nacional.

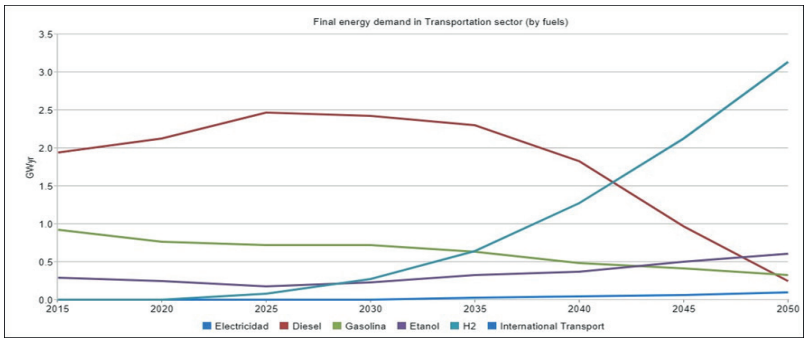


Fig. 4. Resultados del Escenario Alternativo 100%

Este escenario proyecta la eliminación casi total de emisiones de CO_2 y una mayor independencia energética, pudiendo posicionar al Paraguay como uno de los líderes en energías renovables en América Latina.

10 CONCLUSIONES

Paraguay posee una ventaja estratégica para la producción de hidrógeno verde debido a su abundante energía hidroeléctrica de bajo costo. Esto le permitiría alcanzar costos de producción cercanos a 3 $/kg, posicionándolo como un potencial exportador en Sudamérica. Sin embargo, la consolidación de este mercado requiere inversiones en infraestructura y un marco regulatorio adecuado.

En el sector transporte, el hidrógeno verde puede sustituir progresivamente a los combustibles fósiles, reduciendo emisiones de CO_2 y mejorando la seguridad energética. No obstante, su implementación exige un desarrollo robusto en distribución y almacenamiento, además de incentivos gubernamentales para fomentar su adopción y reducir la brecha de costos iniciales.

Para que el hidrógeno verde sea una opción viable y sostenible en Paraguay, se necesita una estrategia integral que combine inversión en infraestructura, incentivos económicos y cooperación internacional. La adopción gradual en el sector transporte y la consolidación del marco normativo serán clave para una transición energética efectiva y competitiva.

11 REFERENCIAS

[1] T. Hu, Y. Song, Z. X. S. Lin, P. Liu, C. Zheng y X. Gao, «A mini review for hydrogen production routes toward carbon neutrality,» *Propulsion and Energy,* 2025.

[2] M. Schönfisch, «Charting the Development of a Global Market for Low-Carbon Hydrogen,» *EWI Working Paper,* 2022.

[3] L. Povacz y R. Bhandari, «Analysis of the Levelized Cost of Renewable Hydrogen in Austria,» *Sustainability,* 2023.

[4] J. Brandt, T. Iversen, C. Eckert, F. Peterssen, B. Bensmann, A. Bensmann, M. Beer, H. Weyer y R. Hanke-Rauschenbach, «Cost and competitiveness of green hydrogen and the effects of the European Union regulatory framework,» *Nature Energy,* vol. 9, p. 703 – 713, 2024.

[5] J. Kotowicz, O. Baszczenska y K. Niesporek, «Cost of Green Hydrogen,» *Energies,* 2024.

[6] Z. Macingwane y A. Schönborn, «Techno-Economic Analysis of Green Hydrogen Production as Maritime Fuel from Wave Energy,» *Energies,* 2024.

[7] B. Zainal, P. Ker, H. Mohamed, H. Ong, I. Fattah, S. M. Ashrafur, L. Nghiem y I. Mahlia, «Recent advancement and assessment of green hydrogen production technologies,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews,* 2024.

[8] A. Acharya, «A Review of Renewable Electricity Cost and Capacity Factor Impact on Green Hydrogen Levelized Cost in Off-grid Configuration,» *Journal of Sustainable Development,* vol. 16, nº 3, 2023.

[9] G. Brändle, M. Schönfisch y S. Schulte, «Estimating Long-Term Global Supply Costs for Low-Carbon Hydrogen,» *Applied Energy,* 2020.

[10] C. G. Ezechi, L. K. Sekar y E. R. Okoroafor, «Analyzing the Levelized Cost of Hydrogen: Leveraging Machine Learning for Evaluating Production Pathways,» de *ADIPEC*, Abu Dhabi, UAE, 2024.

[11] M. Rivarolo, G. Riveros-Godoy, L. Magistri y A. Massardo, «Clean Hydrogen and Ammonia Synthesis in Paraguay from the Itaipu 14 GW Hydroelectric Plant,» *ChemEngineering,* vol. 3, nº 87, 2019.

[12] Viceministerio de Minas y Energía, «BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL 2023 En términos de Energía Final,» MOPC, Asunción, 2024.

[13] Dirección Nacional del Registro Automotor, «ESTADÍSTICAS GENERALES,» Corte Suprema de Justicia, 2025. [En línea]. Available: https://www.dnra.gov.py/. [Último acceso: 31 01 2024].

[14] Viceministerio de Minas y Energía, «Estudio de la Porspectiva Energética 2018 - 2050,» 2023.

[15] Hyundai Co, «Datos del Hyundai XCIENT Fuel Cell,» 2025. [En línea]. Available: https://www.hyundai.com/es/es/zonaeco/eco-drive/tendencias/datos-camion-hidrogeno-hyundai-xcient-fuel-cell. [Último acceso: 31 01 2025].

Comité de Estúdios C1 - Desarrollo de sistemas eléctricos y economía

ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS Y REQUERIMIENTOS PARA TERMINALES DE RECARGA DE BUSES ELÉCTRICOS, PARA EL TRANSPORTE PÚBLICO DEL ÁREA METROPOLITANA DE ASUNCIÓN

M. A. BENÍTEZ *
Facultad de Ingeniería UNA
Paraguay
mbentiezo@fiuna.edu.py

M. A. GALEANO
Facultad de Ingeniería UNA
Paraguay
magaleano@fiuna.edu.py

C. E. SAUER
Facultad de Ingeniería UNA
Paraguay
csauer@ing.una.py

Resumen– *Este estudio aborda el diseño y análisis de terminales de recarga para buses eléctricos en el Área Metropolitana de Asunción (AMA), evaluando su viabilidad técnica, económica y normativa. A partir de una metodología integral, se identificaron configuraciones representativas de terminales que permiten atender diferentes tamaños de flotas y niveles de potencia, considerando las características del sistema eléctrico paraguayo y las opciones tarifarias de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE).*
Los resultados destacan la posibilidad de implementar terminales escalables que equilibren costos de inversión inicial, operación y mantenimiento con una confiabilidad adecuada en el suministro energético. Este análisis contribuye a orientar la planificación de infraestructura para la movilidad eléctrica en Paraguay, aprovechando su capacidad hidroeléctrica para avanzar hacia un transporte público más eficiente, sostenible y alineado con los objetivos ambientales.

Palabras clave: Terminales de recarga – Infraestructura eléctrica – Buses eléctricos – Cargador eléctrico -- Transporte público.

1 INTRODUCCIÓN

En Paraguay, el Área Metropolitana de Asunción representa la región más densamente poblada del país, con una población estimada de 1,8 millones de habitantes, distribuidos en diversas ciudades. La flota de transporte público consta de unos 1700 buses a combustión para satisfacer las necesidades de cientos de miles de usuarios. Esta situación resulta en un servicio deficiente, caracterizado por vehículos antiguos y deteriorados, que contribuyen significativamente a las emisiones de gases de efecto invernadero [1].

Frente a esta problemática, se propone la incorporación de buses eléctricos en la flota de transporte público en el Área Metropolitana de Asunción, para lo cual se requiere el diseño y construcción de terminales de recarga para estos buses, considerando experiencias internacionales en movilidad eléctrica. Paraguay cuenta con una notable capacidad de generación hidroeléctrica que lo posiciona favorablemente para el desarrollo de infraestructura destinada al transporte eléctrico [2].

* mbenitezo@fiuna.edu.py

La adopción de buses eléctricos plantea desafíos complejos relacionados con la planificación de la infraestructura de carga, el impacto en la red eléctrica y los costos asociados. En la literatura existen diversos trabajos que abordan temas relacionados a la infraestructura eléctrica requerida para buses eléctricos [3]. Algunos destacan que la integración de autobuses eléctricos en los sistemas de transporte público requiere repensar etapas clave como la programación de vehículos y la ubicación de estaciones de carga rápida, subrayando la necesidad de modelos optimizados que consideren tanto el impacto en la red como los costos operativos y de inversión [4]. En [5] se presenta una estrategia de planificación colaborativa que integra la distribución de energía y los sistemas de carga de vehículos eléctricos, demostrando que una coordinación adecuada puede reducir costos y optimizar el uso de recursos al capturar patrones de tráfico y demanda.

El presente trabajo se organiza de la siguiente manera: en la Sección 2 se describe la metodología empleada, que incluye la identificación de módulos representativos para terminales de recarga de buses eléctricos y el análisis técnico, económico y normativo realizado. La Sección 3 detalla los resultados obtenidos, incluyendo las características principales de los módulos evaluados y su viabilidad técnica y económica. Finalmente, en la Sección 4 se presentan las conclusiones del trabajo, destacando las implicancias para la planificación de infraestructura de movilidad eléctrica en el Área Metropolitana de Asunción y las oportunidades para avanzar hacia un sistema de transporte público más eficiente y sostenible.

2 METODOLOGÍA

La presente investigación se orienta al diseño y análisis de un modelo de terminal de recarga eléctrica destinado a satisfacer las necesidades del transporte público en el Área Metropolitana de Asunción. Para ello, se adoptó una metodología integral que combina aspectos técnicos, económicos y legales, permitiendo evaluar soluciones factibles y sostenibles dentro del contexto de la movilidad eléctrica. La estrategia de trabajo se fundamentó en la caracterización de los requerimientos energéticos y tecnológicos, la evaluación de diversas configuraciones de terminales de recarga, la identificación de módulos representativos según la capacidad de la flota y la potencia disponible, el análisis económico comparativo y la revisión del marco normativo vigente.

El estudio inició con una exhaustiva revisión y recopilación de datos sobre los requerimientos energéticos de los buses eléctricos. Se analizaron distintos tipos de buses en términos de capacidad de batería, tiempos de carga y potencia requerida, recurriendo a fuentes técnicas, información de fabricantes, operadores de transporte y referencias internacionales. Este análisis permitió definir los parámetros clave para estimar la demanda energética de una terminal de recarga.

A partir de esta caracterización, se evaluaron diversas configuraciones de terminales de recarga, teniendo en cuenta las limitaciones y oportunidades del suministro eléctrico local. En este contexto, se identificaron cuatro módulos representativos de terminales, definidos en función de la potencia instalada y del tamaño de la flota de buses que cada uno puede atender. Estas opciones contemplan distintos esquemas de conexión a la red de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), que incluyen la conexión en línea de media tensión, la conexión en subestación eléctrica a través de una línea exclusiva de media tensión y la construcción de una subestación eléctrica propia para la terminal, con suministro de ANDE en alta tensión. La selección de cada una de estas configuraciones depende de la escala de la infraestructura de recarga y de las condiciones tarifarias establecidas por la ANDE. También se incorporó el uso de herramientas como diagramas unifilares y software especializado para el desarrollo de planos detallados de la terminal, representando la distribución de los puntos de carga, áreas de mantenimiento y otros componentes críticos, asegurando la adaptación del diseño a las particularidades del sistema eléctrico paraguayo.

El análisis económico se basa en la comparación de diferentes alternativas de infraestructura de recarga, evaluando costos de inversión inicial, operación y mantenimiento, además de posibles incentivos y restricciones regulatorias. Esta evaluación permite identificar la alternativa óptima, aquella que equilibra la eficiencia técnica con la viabilidad económica, garantizando que la solución propuesta sea escalable y sostenible a largo plazo.

Asimismo, se evalúan aspectos del marco normativo vigente en materia de movilidad eléctrica y suministro energético en Paraguay. Este análisis permitió identificar restricciones y oportunidades dentro del entorno

regulatorio, asegurando que la propuesta considere los requerimientos legales relevantes y su posible impacto en la implementación de terminales de recarga.

La integración de estos análisis permite construir un modelo preliminar de terminal de recarga que responde a las necesidades actuales y futuras del transporte público en Asunción, siendo una estrategia clave para impulsar la transición hacia un sistema de movilidad más limpio y eficiente.

3 REQUERIMIENTOS ENERGÉTICOS DE TERMINALES DE BUSES ELÉCTRICOS

3.1 Consideraciones respecto a la recarga de buses eléctricos.

Entre las diversas opciones de sistemas de carga, podemos clasificarlas según el tiempo de carga en sistemas de carga rápida y semi-rápida. Los sistemas de carga rápida son sistemas de carga que realizan la recarga de los buses eléctricos en un tiempo menor o igual a cinco (5) minutos y se utilizan generalmente para buses cuyas baterías son de relativa baja capacidad de almacenamiento. En cambio, los sistemas de carga semi-rápida son sistemas de carga que realizan la recarga de los buses eléctricos en un tiempo mayor a cinco (5) minutos, utilizados generalmente en buses cuyas baterías son de mayor almacenamiento que las del tipo anterior.

En cuanto a los tipos de carga, aunque existan cargadores de tipo pantógrafo, inalámbrico a inducción y los de tipo plug-in (enchufables), este último es el comúnmente utilizado, debido a su popularidad y facilidad de uso. La estandarización reciente de los cargadores plug-in ha permitido que estos sean compatibles con diferentes modelos de buses eléctricos, que lo diferencia de los otros tipos de cargadores y que además facilita su adopción. Una de las principales innovaciones ha sido la introducción de cargadores plug-in rápidos, que pueden cargar hasta el 80% de la capacidad de la batería en solo 30 minutos.

Una ventaja significativa de los cargadores plug-in es su simplicidad de uso en las terminales de buses, ya que no requieren infraestructura adicional en la vía pública, como los cargadores por pantógrafo o inducción. Además, la instalación de estos cargadores no demanda grandes obras civiles y, la potencia requerida dependerá del número de cargadores instalados en una terminal. Por ello, en este trabajo se utilizan cargadores de tipo plug-in para el diseño de los módulos de terminal sugeridos para el Area Metropolitana de Asunción.

El conector del cargador plug-in es la interfaz entre el cargador y el bus eléctrico. Los conectores de tipo 1 (monopolar) y tipo 2 (multipolar) para vehículos eléctricos, han evolucionado a los conectores CCS1 y CCS2 integrando carga rápida en corriente continua. En otros países, como China y Japón, se utilizan principalmente los conectores de tipo GB/T y CHAdeMO. Existen 4 modos de carga para los cargadores de tipo plug-in: el modo 1, que consiste en una carga básica mediante una conexión directa a una toma de corriente doméstica; el modo 2, que agrega un dispositivo de control integrado en el cable de carga, ofreciendo un elemento de control y comunicación limitado entre el vehículo y la instalación eléctrica; el modo 3, que implica una conexión directa a estaciones de carga que monitorea el proceso de carga, detectando fallas y gestionando la corriente de carga; y el modo 4, que utiliza similarmente una estación de carga, que suministra corriente continua para lograr una carga más rápida. Para los modelos de terminales propuestos en este trabajo, se escoge el modo 4 de carga por su confiabilidad y velocidad de servicio, compatibles con los conectores CCS1, CCS2, GB/T y CHAdeMO. Las opciones comerciales actuales de potencias de cargadores de tipo plug-in para buses eléctricos usualmente se encuentran entre los 150 kW y 180 kW, por cual se adopta una referencia para este trabajo de un cargador modelo de 200 kW, sin que eso reste generalidad a las conclusiones.

Las especificaciones técnicas del cargador modelo escogido para este trabajo se resumen en la siguiente tabla.

TABLA I. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE CARGADOR MODELO

Parámetro	Magnitud o Tipo
Tipo de corriente	Corriente continua
Nivel de tensión de entrada	380 V (alterna)
Intensidad de corriente de entrada	307 A
Frecuencia	50 Hz
Tipo de carga	Semi-rápida

Tipo de cargador	Plug-in
Modo de carga	Modo 4
Tipo de conector	CCS1, CCS2, GB/T o CHAdeMO
Factor de potencia	0,99
Potencia de salida en corriente continua	200 kW
Voltaje de salida (continua)	750 V
Corriente de salida (continua)	266,67 A
Corriente de cortocircuito (alterna)	65.000 A
Corriente de arranque (alterna)	< 100 A
Conexión a tierra	TN-S

3.2 Consideraciones respecto a las opciones de suministro eléctrico

El dimensionamiento de una terminal de recarga de buses eléctricos es fundamental para el dimensionamiento de la posible flota de buses que puede llegar a operar desde la misma. Este diseño de la operativa de transporte va a estar íntimamente ligada a las decisiones que se tomen con respecto a la infraestructura eléctrica instalada, la potencia de los cargadores, y los aspectos tarifarios de la potencia y energía eléctrica.

Según el Pliego de Tarifas N° 21 de la ANDE [6] una instalación eléctrica puede ser abastecida por una de las siguientes opciones:

- En baja tensión: a través de líneas de baja tensión como instalación de entrega. Dado que se escoge un cargador de 200 kW, queda descartado el suministro en baja tensión.
- En media tensión: a través de líneas de media tensión de la ANDE como instalación de entrega.
- En media tensión: desde una subestación eléctrica de la ANDE como instalación de entrega a través de líneas de media tensión exclusivas construidas por el cliente, en este caso, de la terminal de buses eléctricos.
- En alta (66 kV) o muy alta (220 kV) tensión: desde una subestación eléctrica de ANDE como instalación de entrega a través de líneas de alta tensión exclusivas. Esta opción requiere que el cliente, en este caso la terminal de buses eléctricos cuente con una subestación eléctrica propia para la transformación 66/23 kV o 220/23 kV, además de toda la infraestructura asociada para la transformación a baja tensión.

La potencia solicitada por el usuario es el elemento crucial para determinar de qué manera será abastecida la instalación y es establecida por la llave limitadora de carga o llave termomagnética de la instalación en el caso de baja tensión y por la potencia reservada en media, alta y muy alta tensión. La siguiente tabla resume las opciones ofrecidas por la ANDE en Paraguay:

TABLA II. OPCIONES TÉCNICAS DE ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN CORRIENTE ALTERNA EN PARAGUAY

	Baja Tensión	**Media tensión - líneas públicas**	**Media tensión - líneas exclusivas**	**Alta o muy alta tensión**
Rango de potencia (kW)	0 – 66	2,2 – 3000	2000 – 6000	> 6000

4 IDENTIFICACIÓN DE MÓDULOS DE TERMINALES DE RECARGA DE BUSES ELÉCTRICOS

4.1 Experiencias internacionales como modelos de terminales de buses eléctricos

De manera a identificar posibles modelos de terminales de recarga de buses eléctricos para el Área Metropolitana de Asunción, se consideran algunas experiencias internacionales de referencia:

4.1.1 Terminal modelo en Chile (de la terminal El Conquistador)

- Cubre la demanda de 215 buses eléctricos con 55 cargadores eléctricos de 150 kW.
- Un cargador se utiliza para cargar 2 buses en simultaneo en 3-4 horas.
- Las baterías tienen una capacidad aproximada de 300 kWh.
- Las recargas generalmente se realizan en horario nocturno, fuera del horario de operación normal de los buses.

4.1.2 Terminal modelo en Taiwán (de la empresa de transporte Shin-Shin en Taipei)

- Cubre la demanda de 30 buses eléctricos con 8 cargadores eléctricos de 180 kW.
- Dos cargadores se utilizan en simultaneo para cargar un bus en 15 minutos.
- Las baterías tienen una capacidad de 109 kWh.
- Las recargas generalmente se realizan en horario diurno de operación normal de los buses.

4.2 Módulos posibles de terminales de buses eléctricos para el Área Metropolitana de Asunción

De manera a parametrizar posibles módulos de terminales para el Área Metropolitana de Asunción, se observa que en estos modelos de terminales un cargador eléctrico o una potencia instalada de 150-180 kW cubre las demandas eléctricas de alrededor de 3,75 buses en operación. Así pues, se proponen módulos teniendo en cuenta: la relación entre buses y cargadores de algunos modelos internacionales, las limitaciones de las categorías tarifarias de potencia reservada máxima y que entorno al 80% de la potencia instalada sea para cargadores eléctricos y lo restante para servicios auxiliares, expansión de la terminal y otros requerimientos eléctricos. A continuación, se describen 4 módulos propuestos:

TABLA III. RESUMEN DE MODULOS DE TERMINALES DE RECARGA

Módulo	Método de abastecimiento – Potencia reservada máxima	Número de cargadores	Potencia total de cargadores (MW)	Flota de buses
Módulo 1	Línea de media tensión pública hasta 3 MW	12	2,4	45
Módulo 2	Línea de media tensión exclusiva hasta 6 MW	24	4,8	90
Módulo 3	Subestación eléctrica con líneas de alta tensión de 66 kV hasta 10 MW	44	8,8	165
Módulo 4	Línea de media tensión exclusiva hasta 10 MW	44	8,8	165

Módulo 1: abastecido por una línea pública de media tensión con potencia reservada máxima hasta 3 MW, la potencia total instalada de los cargadores eléctricos es mayor que 2,4 MVA. Se utiliza un grupo de un transformador de 2 MVA con 8 cargadores y un transformador de 1 MVA con 4 cargadores, con los servicios auxiliares distribuidos entre ambos. Este módulo no contempla la expansión del número de cargadores debido a que la ANDE debe aprobar el uso de líneas públicas de media tensión entre 2 a 3 MW por ende la potencia total de cargadores se fija en 2,4 MW.

Módulo 2: abastecido por una línea exclusiva de media tensión con potencia reservada máxima hasta 6 MW, la potencia total instalada de los cargadores eléctricos llega a los 4,848 MVA, por ende, se utilizan 3 grupos de un transformador de 2 MVA con 8 cargadores. Los servicios auxiliares se distribuyen igualmente entre dos grupos. Este módulo contempla la expansión de 3 cargadores eléctricos, uno en cada grupo de 2 MVA.

Módulo 3: abastecido por una línea de alta tensión con potencia reservada máxima hasta 10 MW, la potencia total instalada de los cargadores eléctricos llega a los 8,889 MVA. Se requiere la construcción de una línea de 66 kV y una subestación eléctrica. Se utilizan 6 grupos: 5 de un transformador de 2 MVA con 8 cargadores y un grupo de 2 MVA con 4 cargadores. Los servicios auxiliares se distribuyen igualmente entre un grupo con 8 cargadores y el grupo de 4 cargadores. Este módulo podrá ser expandido por un cargador en cada grupo de 2 MVA con 8 cargadores sin servicios auxiliares y hasta 4 cargadores más en el último grupo.

Módulo 4: abastecido por una línea de media tensión exclusiva con potencia reservada máxima hasta 10 MW, se hacen las mismas consideraciones que el módulo 3 pero sin la subestación eléctrica. Es importante mencionar que el módulo 4 no cumple con la limitación establecida por el Pliego de Tarifas N° 21 de la ANDE en cuanto a potencia reserva máxima de hasta 6 MW, sin embargo, las líneas de media tensión utilizadas son capaces de soportar cargas mayores a 6 MW, de hecho, la ANDE, opera sus líneas de media tensión con cargas entre 10 y 13 MVA. No obstante, se considera este caso previendo posibles ajustes en el Pliego de Tarifas.

4.3 Diseño de instalación para un grupo de 2 MW

Con el fin de estandarizar la distribución de los equipos, la potencia total de cada instalación se verá divida en grupos que consisten en general en: 1 transformador trifásico 2 MVA 23 kV/380 V y 8 cargadores eléctricos. Las protecciones eléctricas principales necesarias se diseñan, según las normas y reglamentos nacionales y se incluyen servicios auxiliares (iluminación, oficinas, taller, etc.) y otros requerimientos eléctricos. El grupo de 8 cargadores presenta el siguiente diagrama unifilar:

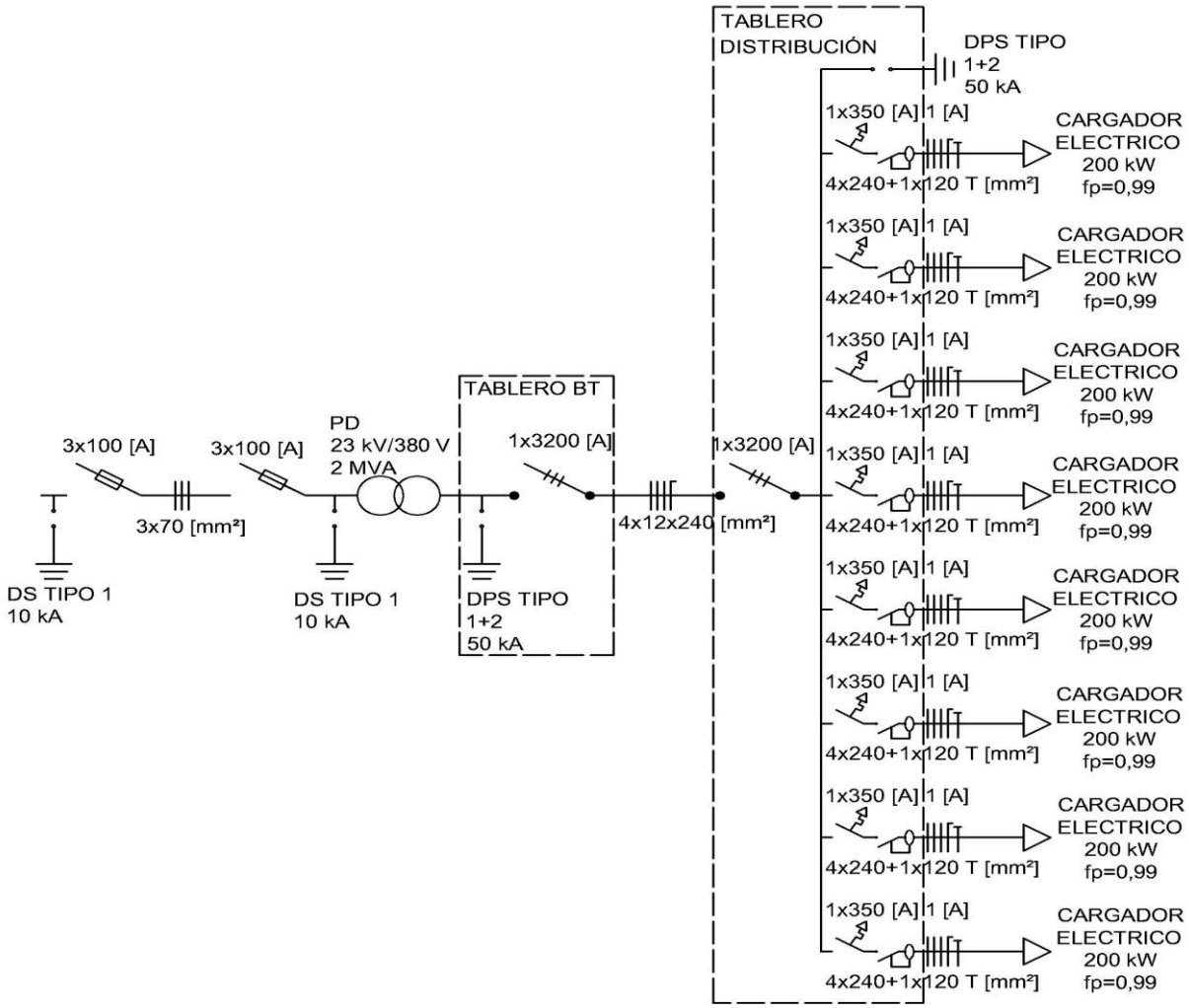


Fig. 1. Diagrama unifilar de grupo de 8 cargadores

El dimensionamiento de los equipos supone el uso en simultáneo de todos los cargadores de la terminal de recarga. El cargador requiere 5 puntos de conexión, los primeros tres de la conexión trifásica, una conexión neutra y una conexión a tierra. Los cables de estas conexiones se seleccionan teniendo en cuenta: máxima corriente de operación admisible, máxima caída de tensión admisible y la corriente de corto circuito.

Utilizando el Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Baja Tensión de la ANDE [7], el catálogo de productos y dimensionamiento de INPACO SA [8], y la Norma Paraguaya 2 028 96 sobre Instalaciones de Baja Tensión [9], se opta por el cable Inpavinil AL XV. El cableado de las 3 fases y el neutro es de sección 240 mm², el cable de tierra es de 120 mm², en concordancia con la norma paraguaya, presentan aislación XLPE, polietileno reticulado y una cobertura externa en PVC antillama. Las protecciones eléctricas se dimensionan teniendo en cuenta los reglamentos de baja y media tensión de la ANDE [10] y la norma paraguaya antes citadas.

5 EVALUACIÓN INTEGRAL DE LOS MÓDULOS DE TERMINAL DE RECARGA

5.1 Criterios de selección de los módulos de terminal de recarga

Para la selección de un módulo de terminal de recarga para el Área Metropolitana de Asunción, en este trabajo se establecen criterios como el espacio requerido, el costo de inversión inicial, los costos recurrentes para la operación de la terminal y la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.

Como referencias de espacios requeridos para terminales de recarga de buses eléctricos, se analizaron los siguientes casos: en Santiago, Chile, la terminal "El Conquistador" opera 220 buses en 73.500 m² y, en Taipéi, una terminal de recarga de 58 buses requiere 18.000 m². Considerando el parámetro de 3,75 buses por cargador, se observa que para cada cargador instalado en la terminal de recarga se requieren aproximadamente 1.000 m², o 1ha para cada 10 cargadores.

Para determinar los costos de inversión de cada módulo, se utiliza el diseño del grupo de 2 MVA y datos de costos modulares para línea y subestación, incluyendo costo de obras civiles, los materiales y equipos eléctricos, instalación eléctrica y mano de obra, y se resumen en la siguiente tabla (1 USD = 7.900 Gs.):

TABLA IV. COSTOS INICIALES DE MÓDULOS

Costo Inicial	Costo (USD)	Costo (USD/Cargador)
Módulo 1	2.293.221	191.102
Módulo 2	5.149.409	214.559
Módulo 3	20.188.041	458.819
Módulo 4	9.028.341	205.190

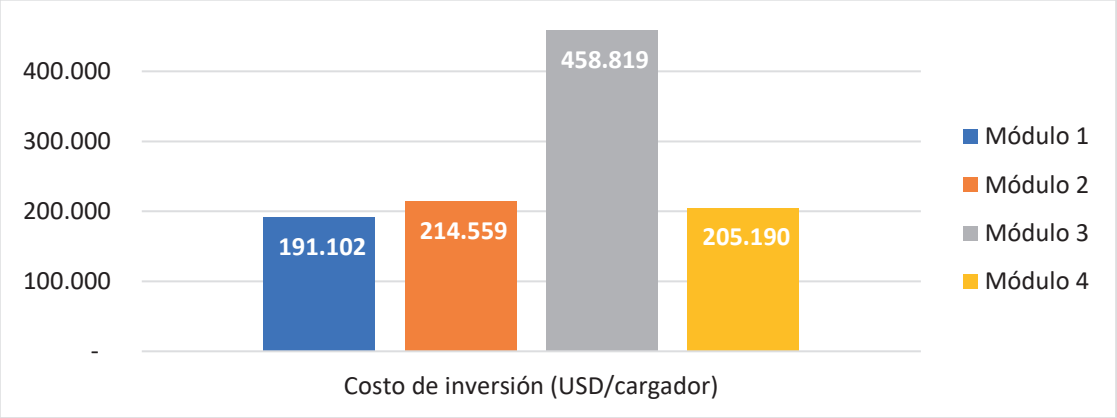


Fig. 2. Gráfico comparativo de inversión por cargador por módulo

Se incluye el costo unitario USD por cargador previsto para cada módulo, de modo a visualizar una comparación más justa entre los módulos. Naturalmente, se evidencia que el módulo 3, es el de mayor costo unitario entre los 4 módulos, ya que requiere la construcción de una subestación propia, en cambio en los módulos 1, 2 y 4, el 80% de los costos son los de obras civiles y los cargadores, como se ilustra en el desglose de las inversiones siguientes:

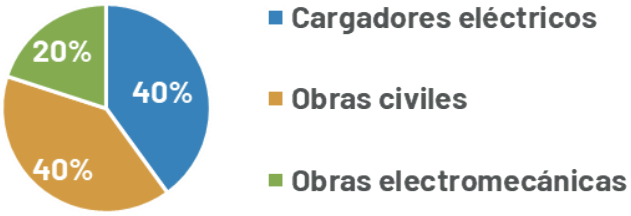


Fig. 3. Gráfico de distribución de inversión para módulos 1,2 y 4

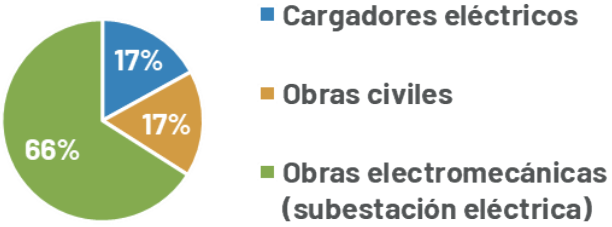


Fig. 4. Gráfico de distribución de inversión para módulo 3

En cuanto a los costos recurrentes, estos contemplan el consumo de energía eléctrica, y la operación y mantenimiento (OyM) de la terminal en general. Ciertamente, esto depende de la optimización de la contratación de potencia y de la operación de transporte, pero se estima una operación promedio y un porcentaje sobre la inversión inicial para OyM, que se presentan en la siguiente tabla:

TABLA V. COSTOS RECURRENTES DE LOS MÓDULOS

Módulos	OyM (USD/año)	Energía eléctrica (USD/año)	Costo recurrente (USD/año)
Módulo 1	22.932,21	473.380	496.312,21
Módulo 2	50.914,865	924.542	975.456,85
Módulo 3	201.880,41	1.643.912	1.845.792,41
Módulo 4	90.283,41	1.701.158	1.791.441,41

Si bien se puede apreciar que el módulo 3 es el de mayor costo recurrente unitario anual debido a la operación y mantenimiento de una subestación, no existe una diferencia significativa entre los 4 módulos, siendo menor a 200 USD/mes/cargador.

En cuanto a la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica, debe tenerse en cuenta que en líneas de media tensión de ANDE se comparten la línea de distribución con otros usuarios. Fallas eléctricas en las instalaciones de un usuario o, programación de las actividades de operación y mantenimiento de las líneas públicas que están a cargo de la ANDE, pueden afectar a la operación regular del transporte público. Por ellos, una infraestructura exclusiva, como líneas de media tensión dedicadas a la terminal de recarga, con el punto de entrega en la subestación de la ANDE, eliminan riesgos de cortes de energía asociados al sistema de distribución de la ANDE. La operación y mantenimiento de la línea exclusiva queda a cargo del operador de la terminal de recarga, pudiendo este programarlo a su mayor conveniencia. Un nivel mayor de confiabilidad se puede obtener mediante la conexión en alta tensión, con una subestación propia y eliminando riesgos de la dependencia de las barras de 23kV de las subestaciones de ANDE.

Con base en los criterios descritos anteriormente, se evalúa cada uno de los módulos propuestos:

- Módulo 1: requiere un espacio de 1,2 hectáreas y presenta el menor costo inicial. La confiabilidad en el suministro eléctrico del sistema de distribución de ANDE, puede ser crítico para el estándar necesario en una operación de transporte público que dependa de cargas durante toda la jornada y no solo recarga nocturna.
- Módulo 2: requiere un espacio de 2,4 hectáreas y presenta costos iniciales y recurrentes por cargador mayores al módulo 1, pero competitivo con los demás módulos. Además, presenta un aumento en la confiabilidad del suministro por el uso de una línea exclusiva de media tensión.
- Módulo 3: es de mayor costo inicial y recurrente, y requiere al menos 4,4 hectáreas sumado al espacio necesario para una subestación. Si bien presenta la mayor confiabilidad de suministro de energía eléctrica debido a la construcción de una subestación eléctrica, esto no le permite necesariamente reducir sus costos recurrentes en el tiempo y compensar la alta inversión inicial, debido a la estructura tarifaria del Pliego de Tarifas Nro. 21.
- Módulo 4: si bien presenta costos iniciales y recurrentes por cargador similares al módulo 2, esta opción permite operar una terminal de recarga con una potencia instalada, numero de cargadores y flota de buses en el orden del descripto para el módulo 3. Esto permitiría un mejor aprovechamiento de la inversión en la línea exclusiva de media tensión, siendo equivalente a una terminal de módulo 3 o a dos terminales de módulo 2. El Pliego de Tarifas Nro. 21 descarta este módulo como opción viable, pero debe evaluarse a futuro un posible ajuste para hacerlo factible.

Teniendo en cuenta las razones antes expuestas, se propone el módulo 2 como la mejor alternativa actual de terminal de recarga de buses eléctricos dado que presenta costos por cargador competitivos con los demás módulos, cuenta con mejor confiabilidad en el abastecimiento de energía y contempla un tamaño de flota de buses ya experimentado en la región latinoamericana.

6 INDICADORES ECONÓMICOS

Para los cálculos financieros, se utiliza una Tasa Mínima Atractiva de Retorno (TMAR) del 16% [11] como referencia para proyectos de inversión en dólares americanos en el sector transporte, y se calcula el Valor Actual Neto y el Costo Anual Unitario Equivalente, tomando horizontes de 8, 10, 15 y 20 años:

TABLA VI. VAN, CAUE Y COSTO MENSUAL DEL MÓDULO 2 PARA 8, 10, 15 Y 20 AÑOS DE HORIZONTE

Proyecto a 8 años		**Proyecto a 10 años**	
VAN	-9.363.944,98	VAN	-9.841.848,12
CAUE	-2.155.807,30	CAUE	-2.036.289,03
Costo mensual	-179.650,61	Costo mensual	-169.960,75
Proyecto a 15 años		**Proyecto a 20 años**	
VAN	-10.566.290,35	VAN	-10.911-206,72
CAUE	-1.895.143,65	CAUE	-1.840.360,86
Costo mensual	-157.928,64	Costo mensual	-153.363,40

El CAUE nos permite obtener el ingreso mínimo anual que la terminal de recarga debe tener para que el VAN del proyecto sea cero. Si se considera el proyecto a 15 años, se debe tener un ingreso mínimo de 157.928,64 USD por mes para cubrir los costos iniciales y recurrentes de la terminal de recarga. Además, aproximadamente el 49% de los ingresos requeridos son para amortizar el capital invertido en tanto que el 51% de los mismos son para cubrir los gastos recurrentes de la operación de la terminal de recarga de buses eléctricos.

7 CONCLUSIONES

Este estudio abordó el diseño y análisis de terminales de recarga para buses eléctricos en el Área Metropolitana de Asunción, integrando aspectos técnicos, económicos y normativos. La metodología empleada permitió identificar y evaluar alternativas de infraestructura, considerando las condiciones particulares del sistema eléctrico paraguayo y las demandas del transporte público.

Se definieron cuatro módulos representativos de terminales, adaptados a diferentes capacidades de flota desde 45 a 150 buses y sus potencias instaladas asociadas, basados en las opciones tarifarias y de suministro disponibles de la ANDE. Los módulos estudiados ofrecen soluciones escalables y de entre los módulos evaluados, el módulo 2 fue identificado como la alternativa actualmente más viable, al equilibrar costos iniciales y recurrentes con una confiabilidad aceptable en el suministro de energía eléctrica. Este módulo contempla la instalación de 24 cargadores de 200 kW, capaces de atender una flota de hasta 90 buses eléctricos, con posibilidad de expansión a 101 buses. El módulo 2 requiere una inversión inicial de aproximadamente, 5,1 millones de dólares con un gasto recurrente anual de casi 1 millón de dólares, Con una tasa mínima atractiva de retorno del 16%, el proyecto requiere un ingreso mínimo mensual de 157.929 USD para ser sostenible en un horizonte de 15 años.

Se resalta que para viabilizar el módulo 4 y atender una flota de unos 165 buses eléctricos desde una sola terminal de recarga aprovechando una misma línea exclusiva de media tensión, se propone un ajuste al Pliego de Tarifas Nro. 21 de la ANDE. Esta modificación requiere que la ANDE aumente el límite de 6 MW de potencia reservada máxima para conexión en media tensión exclusivamente para estaciones de recarga de buses eléctricos, en el contexto de un compromiso estratégico del Estado Paraguayo con la movilidad sostenible y el transporte público.

En conclusión, este trabajo permite orientar la discusión de políticas públicas sobre tamaños de terminales de recarga viables para el Área Metropolitana de Asunción, mediante la evaluación de su viabilidad técnica y económica adaptadas a las necesidades locales y sostenibles en el tiempo. La transición hacia la movilidad eléctrica es un paso clave hacia la modernización del transporte público en Paraguay, aprovechando el potencial hidroeléctrico del país para avanzar hacia un sistema de transporte más eficiente, limpio, de mejor calidad de servicio para los usuarios y alineado con los objetivos de sostenibilidad ambiental y energética.

8 REFERENCIAS

[1] Secretaria Técnica de Planificación, «ATLAS DEL AMA - ANÁLISIS URBANO Y CARTOGRÁFICO DEL ÁREA METROPOLITANA DE ASUNCIÓN,» Asunción, 2021.

[2] Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, *Plan Maestro De Movilidad Eléctrica Para el Transporte Público Urbano y Logístico de Paraguay,* Asunción, 2023.

[3] T. Unterluggauer, «Electric vehicle charging infrastructure planning for integrated transportation and power distribution networks: A review,» *eTransportation,* vol. 12, 2022.

[4] K. Alamatsaz, «Electric Bus Scheduling and Timetabling, Fast Charging Infrastructure Planning, and Theri Impact on the Grid: A Review,» *Energies,* vol. 15, nº 21, p. 7919, 2022.

[5] W. Yao, «A Multi-Objective Collaborative Planning,» *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 29, NO. 4, JULY 2014,* vol. 29, nº 4, pp. 1811-1821, 2014.

[6] Administración Nacional de Electricidad, *Pliego de Tarifa N° 21 revisión N° 6,* Asunción, 2023.

[7] Administración Nacional de Electricidad, *Reglamento para instalaciones eléctricas de baja tensión,* Asunción, 1971.

[8] INPACO, *Catálogo de productos y dimensionamiento,* Asunción, 2016.

[9] Instituo Nacional de Tecnología, Normalización y Metrología, *NP 2 028 96. Instalaciones Eléctricas de Baja Tensión,* Asunción , 2013.

[10] Administración Nacional de Electricidad, *Reglamento para instalaciones eléctricas de media tensión,* Asunción, 1976.

[11] Viceministerio de Transporte (VMT), Paraguay, «Transporte Público de Cero Emisiones en el AMA: Consultoría para el Desarrollo del Modelo Financiero,» Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), Asunción, 2024.

Comitê de Estudos C1 - Desenvolvimento de sistemas elétricos e economia

DESENVOLVIMENTO E AVALIAÇÃO DE ESTRATÉGIAS DE DESPACHO DE ENERGIA PARA SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO HIDROGÊNIO-PEM UTILIZANDO SIMULAÇÃO EM TEMPO REAL

ISNEL UBAQUE DIAZ*
Itaipu Parquetec
Brasil
isnel.ud@bolsista.pti.org.br

LIZ R. A. FERREIRA
Itaipu Parquetec
Brasil
liz.ferreira@itaipuparquetec.org.br

PAULO T. DE GODOY
Itaipu Parquetec
Brasil
paulo.godoy@itaipuparquetec.org.br

GUILHERME L. JUSTINO
Itaipu Parquetec
Brasil
guilherme.justino@itaipuparquetec.org.br

LEONARDO DE A. NIZER
Itaipu Parquetec
Brasil
leonardo.nizer@itaipuparquetec.org.br

TALES GOTTLIEB JAHN
Itaipu Parquetec
Brasil
tales.jahn@itaipuparquetec.org.br

Resumo *– O armazenamento de energia na forma de hidrogênio (H_2) é uma alternativa sustentável para mitigar a variabilidade das fontes de geração renovável como eólica e solar, permitindo armazenar excedentes de geração e usar o H_2 posteriormente em várias aplicações como transporte, geração de eletricidade ou usos industriais. A instalação de eletrolisadores para geração de H_2 traz benefícios adicionais além do armazenamento energético tais como nivelamento de curva de carga e arbitragem energética, a qual permite obter utilidade econômica aproveitando a variação de preços da eletricidade. Neste contexto, o presente trabalho analisa a operação de um sistema integrando eletrolisador, tanque de armazenamento e célula a combustível para produzir, armazenar e realizar a reconversão do H_2. A abordagem consiste em simulação em tempo real usando a plataforma RTDS para analisar as dinâmicas do sistema quando despachados os distintos componentes e a partir disto identificar melhores opções de despacho considerando uma curva horaria de preços. Os resultados das simulações comprovam a potencialidade do uso de RTDS na análise de sistemas baseados em H_2 representando com alta fidelidade as dinâmicas de eletrolisador e célula a combustível.*

Palavras-chave: Real Time Digital Simulator – Real-Time-Simulation – Eletrolisador – Célula a Combustível – Hidrogênio

1 INTRODUCCIÓN

O armazenamento de energia por meio de H_2 tem se tornado um tema de interesse no contexto da transição energética dada a possibilidade de utilizar estes sistemas para armazenar excedentes de energia para usar posteriormente. O H_2 é um gás abundante no universo que é utilizado tradicionalmente na indústria petroquímica em refinarias e produção de metanol, entre tanto, mais recentemente tem sido objeto de estudo para aplicações energéticas, entre elas: mobilidade, produção de biocombustíveis, *blending* com gás natural e geração de eletricidade por meio de células a combustível [1], [2].

Em relação ao uso de H_2 para geração de eletricidade o sistema geral é composto por um PEMWE (*Proton Exchange Membrane Water Electrolyzer*), que converte eletricidade em H_2, tanques de armazenamento que permitem o armazenamento em estado gasoso e PEMFC (*Proton Exchange Membrane Fuel Cell*) que realizam a reconversão do H_2 em eletricidade. O termo PEM refere-se ao material usado como membrana, tanto em eletrolisador quanto em células a combustível e indica Membrana Trocadora de Prótons. Outras tecnologias empregadas no armazenamento de eletricidade incluem baterias, supercapacitores e volantes de inercia, entre

* Itaipu Parquetec, Centro de Competência em Gestão Energética (GE.DT), Foz do Iguaçu, Brasil, isnel.ud@bolsista.pti.org.br

tanto o H_2 oferece vantagens como capacidade armazenamento de longo prazo e menores perdas por autodescarga [3], [4].
O uso de H_2 como sistema de armazenamento energético, oferece benefícios adicionais dado que a instalação de eletrolisadores acoplados à rede proporciona serviços auxiliares tais como: regulação de frequência e tensão, corte de pico e nivelamento de carga e arbitragem energética, permitindo por sua vez a integração em maior escala de novas fontes de geração principalmente as de natureza variável como eólica e solar trazendo benefícios ao sistema elétrico [5], [6].
A integração do H_2 em sistemas elétricos é um tema de recente pesquisa, por exemplo o uso em *smart grids* foi revisada em [1] analisando sistemas isolados e conectados à rede, veículos movidos a H_2, aspectos econômicos e os tipos de modelos usados na avaliação destes sistemas. Vários destes trabalhos tem abordado a integração de sistemas de armazenamento baseados em H_2, principalmente do ponto de visto econômico, analisando a viabilidade da integração destes sistemas em sistemas elétricos. Em [7] é analisada a viabilidade de substituir o tradicional sistema baseado em Diesel como respaldo por sistema baseado em H_2 indicando redução de custos de 88 % e retorno de investimento de 41,3 %. Sarsah et al, [8] apresenta uma revisão sobre as pesquisas abordando a viabilidade técnica e econômica da integração de sistemas solares e armazenamento por H_2 ressaltando a necessidade por desenvolvimentos na área dada a potencialidade da integração destes sistemas em aspectos ambientais e energéticos. Cao et al. [9] propõe um método de despacho ótimo para melhorar a capacidade de integração de novos recursos e minimizar o custo em um sistema que inclui armazenamento por H_2 e considerando mecanismos de mercado de carbono.
Outra abordagem consiste na análise do ponto de vista do gerenciamento energético, analisando períodos específicos e como estes sistemas devem ser despachados de modo a maximizar o benefício durante a operação do sistema. Em [10] é desenvolvido um modelo geral em espaço de estados para microrredes baseadas em energias renováveis levando em consideração aspectos técnicos e econômicos que permitam o desenho eficiente do sistema de gestão energética. Huangfu et al, [11] propõe o uso de um algoritmo genético para um sistema de gestão energética de um sistema híbrido composto por eletrolisador, célula a combustível, sistema fotovoltaico, sistema de armazenamento de H_2 e baterias; a função objetivo na modelagem é de tipo econômico, analisando o consumo de H_2.
Por outro lado, análises envolvendo as dinâmicas das plantas de geração de H_2 e aquelas que realizam a reconversão em eletricidade são temas mais recentes. Em [12] é apresentada uma revisão sobre as principais técnicas de modelagem para eletrolisadores tipo PEM identificando que os principais aspectos considerados na simulação são: tensão, desempenho dinâmico, efeitos térmicos e efeito da mudança e fluxo de fases; por outro lado os principais softwares usados são Mathematica e Matlab/Simulink. Hossain et al, [13] realizaram uma revisão profunda sobre a simulação de sistemas de H_2 para integração em sistemas energéticos com alta inserção de fontes renováveis identificando a necessidade de métodos mais eficientes de conversão e estratégias de gestão de potência. Em relação ao Matlab, um exemplo de uso pode ser encontrado em [14] onde é apresentado um modelo dinâmico de eltrolisador PEM usando blocos para calcular a tensão de célula e os efeitos dinâmicos são analisados variando a temperatura e pressão. De forma similar [15] usa Matlab/Simulink para avaliar a influência dos parâmetros no desempenho geral, integrando os modelos de eletrolisador e célula a combustível em um Sistema elétrico de potência.
Embora o Matlab e softwares similares permitam realizar simulações integrando eletrolisador e célula a combustível em sistemas elétricos, a integração em larga escala requer técnicas mais avançadas de simulação para entender as dinâmicas, principalmente em estados transientes, e o impacto dos dispositivos na rede elétrica. Nesse sentido, recentemente, a simulação tem sido abordada por meio de técnicas de simulação em tempo real, usando plataformas como RTDS (*Real Time Digital Simulator*), OPAL-RT e dSPACE. Um dos primeiros trabalhos com esta abordagem é encontrado em [16] onde é usado o processador em tempo real dSPACE para simular um modelo de célula a combustível tipo PEM. Breaz et al, [17] realizaram a simulação de célula a combustível tipo PEM comparando as plataformas dSPACE e OPAL-RT e validando os resultados em uma PEMFC de 500 W. Quanto a eletrolisadores, [18] realiza a simulação de um conversor de ponte ativa dupla de 10 kW conectado a um eletrolisador usando OPAL-RT, desta forma conversores deste tipo podem ser testados em ambiente seguro antes de serem levados a campo.
Por outro lado, a simulação de PEMWE e PEMFC usando RTDS é um tema mais recente, com modelos sendo desenvolvidos nos últimos anos. Um dos primeiros trabalhos usando RTDS para modelagem de eletrolisadores pode ser encontrado em [6] onde é modelado um PEMWE piloto de 1 MW em RSCAD-RTDS e validado com sistema real para avaliar os impactos do uso de eltrolisadores na estabilidade do sistema. Sawant et al, [19] apresentara um modelo de transitórios eletromagnéticos de uma PEMFC em escala de MW conectada à rede,

acoplada a um sistema de armazenamento de H_2. Em [20] é apresentado um modelo completo multi energético incorporando aspectos elétricos e termo hidráulicos apresentando aspectos de configurações, interface de eletrônica de potência, variáveis da planta e controle.
Um dos aspectos que podem ser investigados usando a plataforma RTDS são estratégias de despacho, no contexto de sistemas multi energéticos, presença de vários tipos de recursos energéticos distribuídos e elevada inserção de recursos renováveis variáveis. Em [21] é explorado como a uma instalação combinando fontes renováveis, baterias e eletrolisador opera no esquema de precificação da união europeia buscando maximizar o lucro no contexto de desequilíbrio de preços. Em [22] é analisado o armazenamento por H_2 e por baterias com base na arbitragem de preços no mercado de energia do dia seguinte indicando que sob os custos atuais de investimento os dois sistemas a apresentam valor presente líquido negativo.
Dado o contexto anterior, é evidente a importância de entender as dinâmicas das plantas de geração de H_2 assim como aquelas que usam H_2 para geração de eletricidade a fim de integrar estes componentes efetivamente nos sistemas elétricos de potência. Por tanto, este trabalho apresenta simulações realizadas usando a plataforma de simulação em tempo real RTDS para investigar a resposta dos modelos PEMWE e PEMFC frente a sinais externos e distúrbios da rede elétrica, e desta forma formular estratégias de despacho de energia programada.

2 MATERIAIS E METODOS

2.1 Sistemas PEMWE e PEMFC

Para testar e avaliar a operação dos modelos de PEMWE e PEMFC, foi adotado um enfoque experimental de simulação em tempo real usando a plataforma RTDS. Para tanto, o trabalho foi dividido em várias etapas iniciando pela revisão bibliográfica de modelos das células do tipo PEMWE e PEMFC. Estes modelos devem considerar os domínios elétrico e térmico para representar a conversão de eletricidade em H_2, seu armazenamento e posterior reconversão em eletricidade. Além disto, a modelagem inclui componentes adicionais tais como compressor, tanque de armazenamento e sistemas de conversão e controle.
De forma geral os sistemas PEMWE e PEMFC são dispositivos que realizam a conversão energética por meio de reações eletroquímicas. No caso do eletrolisador, uma corrente contínua é fornecida nos eletrodos realizando a quebra da molécula da água em seus componentes: hidrogênio (H_2) e oxigênio (O_2), de acordo com a Equação 1 e como indicado na Fig. 1 (lado esquerdo). Por outro lado, na célula a combustível acontece um processo análogo, no qual a combinação de H_2 e O_2 resulta na produção de eletricidade e água como indicado na Equação 2 e na Fig. 1 (lado direito).

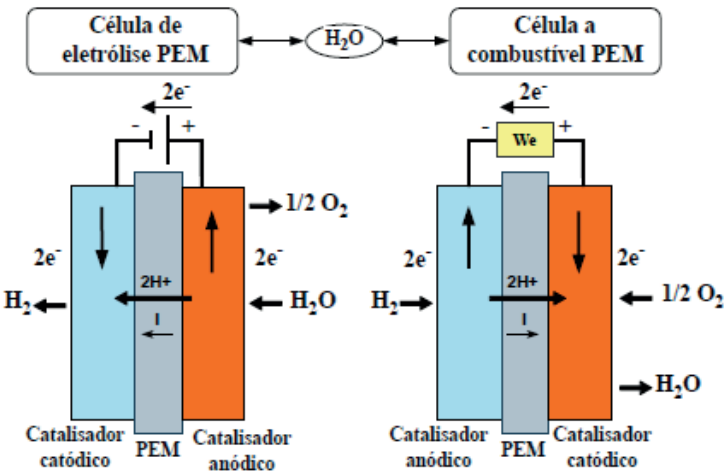


Fig. 1. Representação das células PEMWE e PEMFC indicando os fluxos energéticos e molares

$$H_2O + electricidade + calor \rightarrow H_2 + \tfrac{1}{2}O_2 \quad (1)$$

$$H_2 + \tfrac{1}{2}O_2 \rightarrow H_2O + eletricidade + calor \quad (2)$$

O esquema completo de conexão a ser analisado é apresentado na Fig. 2, com o sistema integrando um eletrolisador com capacidade de 99 kW, o qual produz H_2 a uma taxa de 0.28 mol/s para ser armazenado no tanque com capacidade de 100 m^3. O H_2 armazenado é usado posteriormente na célula a combustível, a qual tem uma potência máxima de 109 kW. Tanto o eletrolisador quanto a célula a combustível estão conectados à rede elétrica de 35 kV, 50 Hz por meio de conversores e transformadores. Tanto do lado do PEMWE quanto da PEMFC existem sistemas auxiliares de resfriamento, fornecimento de água e ar e cada um dos subsistemas possuem sistemas de controle para controlar as variáveis de operação.

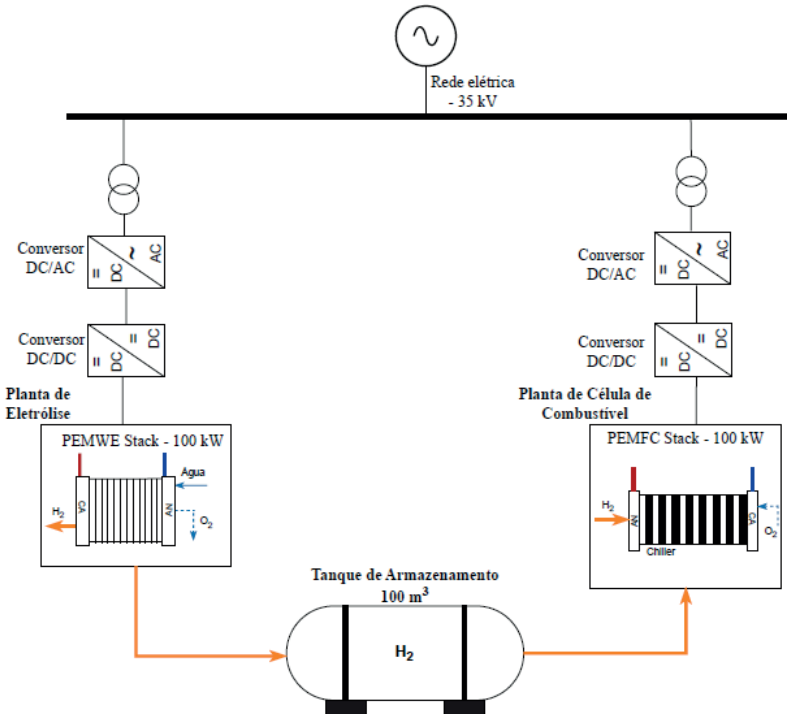


Fig. 2. Representação do sistema de armazenamento baseado em H_2 composto por eletrolisador, tanque de armazenamento e célula a combustível.

2.2. Simulação em RTDS

O RTDS é um simulador de alto desempenho em tempo real desenhado para análise de sistemas elétricos de potência, especificamente na análise de transitórios eletromagnéticos. A interface é realizada por meio do software RSCAD, o qual permite desenhar o sistema assim como as variáveis de controle e monitoramento. O modelo empregado neste trabalho é a versão mais recente, RSCAD FX 2.3 disponível na versão RTDS-NOVACOR o qual possui bibliotecas com os componentes PEMWE, Tanque e PEMFC. Por outro lado, o modulo que permite o controle e monitoramento é o Runtime [23].

Na plataforma RTDS tanto o PEMWE quanto a PEMFC e tanque de armazenamento são modelados baseados em suas equações fundamentais e outras características tais como a curva de polarização e aspectos de fenômenos de transporte dado que, além do desempenho dinâmico o comportamento termodinâmico também é considerado no modelo. A integração do PEMWE e PEMFC em sistemas elétricos requer o uso adicional de sistemas de conversão, compressores, umidificadores, sistema de resfriamento, assim como sistemas de controle para garantir a operação coordenada destes dispositivos. Os modelos de PEMWE, PEMFC e tanque de armazenamento, foram integrados no RSCAD com a rede elétrica como indicado na Fig. 2, adicionando subsistemas de conversão e resfriamento assim como as variáveis de controle.

O modelo foi parametrizado de modo a replicar as condições reais de operação, permitindo uma análise detalhada de resposta dos sistemas frente a eventos da rede elétrica, tais como mudança de tensão, frequência e carga assim como alteração nos controles da planta de geração de H_2 para gestão na produção/consumo de H_2. Os parâmetros usados na modelagem são apresentados a continuação nas Tabela I, Tabela II e Tabela III usando para o controle os parâmetros *default* dos componentes disponíveis em RSCAD.

TABELA I. PARÂMETROS DO ELETROLISADOR

Parâmetros do eletrolisador	
Potência nominal	99 [kW]
Corrente nominal	300 [A]
Tensão nominal	330 [V]
Pressão de saída do H_2	400000 [Pa]
Temperatura de operação	350 [K]

TABELA II. PARÂMETROS DO TANQUE DE ARMAZENAMENTO

Parâmetros do Tanque de Armazenamento	
Volume do tanque	100 [m^3]
Pressão mínima do tanque	100000 [Pa]
Temperatura inicial	305 [K]
Pressão inicial	120000 [Pa]

TABELA III. PARÂMETROS DA CÉLULA A COMBUSTÍVEL

Parâmetros da célula a combustível	
Potência nominal	109 [kW]
Corrente nominal	520 [A]
Tensão nominal	210 [V]
Temperatura de operação	350 [K]
Pressão no anodo	165000 [Pa]

Para testar estratégias de despacho foi usada a função *script* disponível no RTDS, a qual permite a execução de testes de forma automática com menor intervenção do operador por meio de algoritmos. Como dados de entrada para a simulação do despacho foi usada uma curva de preços baseada no PLD horário (Preço de Liquidação das Diferenças) para um período de 24 horas na região Nordeste do Brasil [24]. O algoritmo usado para a estratégia de despacho permite o controle das variáveis de estado *on/off* para o despacho de PEMWE e PEMFC de modo que o PEMWE é despachado nos horários de fora de ponta em que o preço da energia é menor, armazenando H_2 para ser usado no despacho da PEMFC no horário de ponta onde o preço da eletricidade é maior, obtendo assim benefício econômico por meio da gestão do sistema de armazenamento. Os resultados das simulações foram analisados com base em métricas de desempenho, como tempo de resposta, estabilidade e eficiência na conversão e armazenamento de energia.

3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Para a realização das simulações foi desenhada uma interface em Runtime-RTDS que permite o controle e monitoramento da simulação como indicado na Fig. 3. O modelo desenvolvido integra PEMWE, PEMFC, tanque de armazenamento e demais dispositivos necessários na modelagem de sistemas de armazenamento baseado em H_2 e conectados à rede elétrica. A continuação são apresentadas simulações de produção, armazenamento e conversão de H_2 para validar o modelo quanto a sua fidelidade e aplicabilidade.

3.1. produção de hidrogênio

A simulação é inicializada no Runtime uma vez ajustadas todas as variáveis de controle e os parâmetros dos dispositivos. O procedimento para iniciar o processo de produção é o seguinte: 1. start habilitando disjuntor principal que conecta o sistema à rede elétrica, 2. ativar o sistema de resfriamento e fornecimento de água, 3. desbloquear o conversor *buck*, o que permite a aplicação de corrente elétrica no eletrolisador. Uma vez desbloqueados os conversores o conversor do lado da rede disponibiliza tensão no lado DC e o processo de eletrólise é iniciado, a corrente elétrica flui para o eletrolisador e o H_2 começa a ser produzido e flui para o tanque de armazenamento aumentando sua pressão. Há um aumento de tensão no ponto de conexão DC, assim como aumento de tensão e corrente no eletrolisador. O valor da potência é negativo indicando que o fluxo é da rede para o eletrolsiador. Após alguns instantes em que o sistema opera de forma estável é possível realizar diversos experimentos tais como alteração na taxa de produção de H_2, alteração de potência. Usando os controles é possível simular o desligamento do eletrolisador, interrompendo o fluxo de corrente, e, consequentemente a produção de H_2. Entre tanto a pressão no tanque de armazenamento é mantida, simulando o armazenamento de H_2. Na Fig. 4 e Fig. 5 são apresentadas as formas de onda da corrente DC e AC fornecida ao eletrolisador no instante de despacho e de interrupção do fluxo do corrente. No caso do despacho o período para a corrente atingir o regime permanente no eletrolisador é de aproximadamente 1 s sendo portanto uma dinâmica rápida e com potencial para operar absorvendo potência de forma rápida em períodos com excedente de geração.

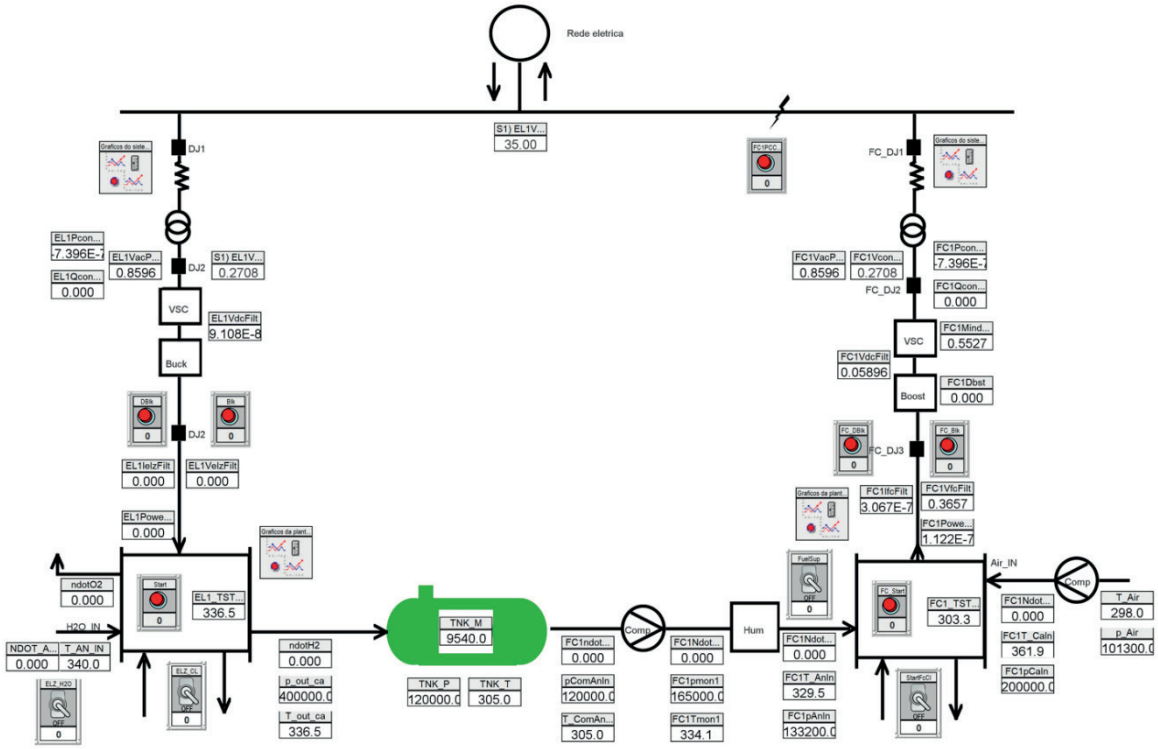


Fig. 3. Desenho do modelo integrado no Runtime

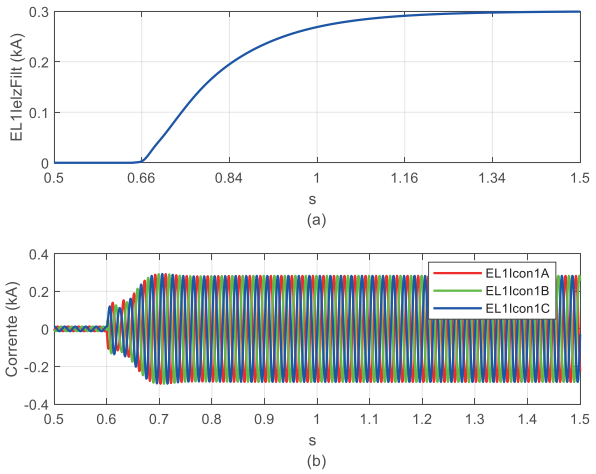


Fig. 4. Formas de onda da corrente durante o despacho do eletrolisador, a) corrente do lado DC, b) corrente no lado AC

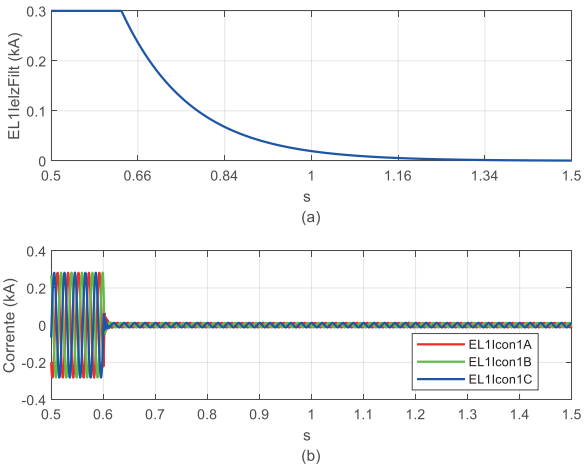


Fig. 5. Formas de onda da corrente durante a desconexão do eletrolisador, a) corrente do lado DC, b) corrente no lado AC

3.2 Reconversão de hidrogênio em eletricidade

Com o eletrolisador desconectado e o tanque de H_2 contendo suficiente H_2 é possível despachar a célula a combustível, para tanto os controles disponíveis no Runtime permitem a inicialização dos processos de fornecimento de combustível, sistema de resfriamento e a conexão com a rede por meio do desbloqueio dos conversores. Uma vez ativados os respetivos controles no Runtime podem ser visualizados o fluxo de H_2 e a geração de potência na PEMFC, assim como a queda de pressão no tanque de armazenamento devido ao consumo de H_2. Nas Fig. 6 e Fig.7 podem ser observadas as formas de onda resultantes da geração da corrente na célula a combustível no momento de despacho e de desconexão. A potência ativa aumenta de forma gradual e a tensão diminui até atingirem os valores nominais, este período de *start up* é de aproximadamente 10 s,

representando uma dinâmica lenta e motivo pelo qual o uso deste tipo de sistemas em aplicações de rápida resposta como backup é limitado.

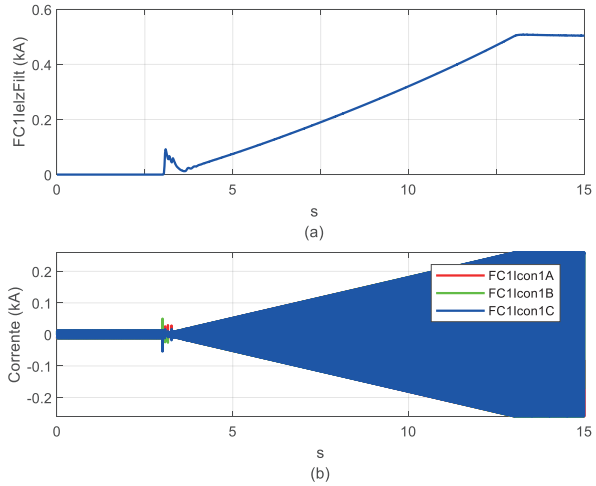


Fig. 6. Formas de onda da corrente durante o despacho da célula a combustível, a) corrente do lado DC, b) corrente no lado AC

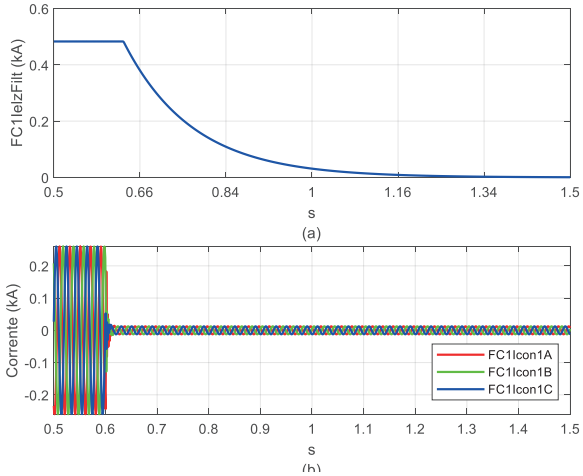


Fig. 7. Formas de onda da corrente durante a desconexão da célula a combustível, a) corrente do lado DC, b) corrente no lado AC

Na Fig. 8 é apresentado o estado de carga (SOC do inglês *State of Charge*) do tanque de armazenamento para um período de operação de 24 horas, observando como o SOC aumenta durante a operação do PEMWE com o H_2 sendo produzido e armazenado e com o SOC diminuindo durante o despacho da PEMFC e o H_2 sendo reconvertido em eletricidade.

Pode ser observado que o estado de carga do tanque de H_2 ao final do período é maior que no início, uma vez que houve maior quantidade de horas de produção do que consumo. Durante o período de operação do PEMWE de 18 horas foi produzido um total de 44,47 kg durante a operação da PEMFC num período de 6 horas foi consumido um total de 31,25 kg; a quantidade excedente ao final do dia é de 13,22 kg. Este comportamento indica a necessidade de avaliar o despacho, alterando os horários de produção ou a capacidade dos componentes, de modo a obter um equilíbrio no estado de armazenamento. Por outro lado, a característica de mínimas perdas por autodescarga torna este sistema de armazenamento adequado para armazenar energia por longos períodos, por exemplo em regiões com grandes variações de irradiação solar entre os períodos de verão e inverno. Em relação à eficiência do processo, considerando a relação entre energia consumida e H_2 produzido no PEMWE assim como H_2 consumido e energia produzida na PEMFC a eficiência global do processo tem um valor de 36 % um valor baixo em relação ao que poderia ser obtido em sistemas do tipo bateria. Entre tanto, quando considerada a produção a partir de excedentes de energia de fontes renováveis ou ainda o uso da eletricidade da rede a baixo custo e o armazenamento por longos períodos o sistema de armazenamento por hidrogênio oferece atratividade.

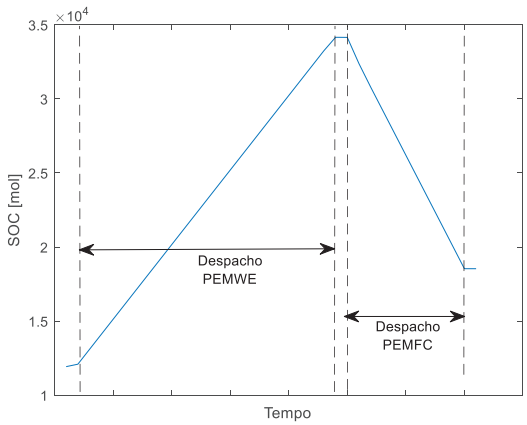


Fig. 8. Variação do estado de carga no tanque de armazenamento do H_2 para um período de operação de 24 horas.

3.3 Estrategia de despacho

O despacho do sistema integrado envolve a transição entre estados *on/off* tanto do lado do eletrolisador quanto do lado da célula a combustível, com o tanque de armazenamento variando o estado de carga de acordo com a entrada ou saída de H_2. O cronograma de despacho é o seguinte:

1. Horário de ponta – despacho do eletrolisador
2. Período de transição – *stand by* do sistema com a pressão do tanque em nível constante
3. Horário fora de ponta – despacho da célula a combustível

Na Fig. 9 é apresentado o diagrama de operação do sistema. Inicialmente, no horário de ponta o eletrolisador é despachado e a produção de H_2 é inicializada, o que leva a um aumento no estado de carga do tanque, indicado pelo aumento na pressão interna e no número de moles armazenado. Na seguinte etapa ocorre um período de transição, composto pelos tempos necessários para o desligamento do eletrolisador e o despacho da célula a combustível, uma vez que a reposta destes não é imediata. Este fenômeno é representado na Fig. 9, onde pode ser observado que no momento de bloqueio dos conversores do lado do eletrolisador o fluxo de H_2 é interrompido mantendo a pressão no tanque em um valor constante durante o período dT_1, em que o sistema realiza os procedimentos de desconexão do eletrolisador. Em seguida é iniciado o processo de despacho da célula a combustível com a apertura do fornecimento de H_2, observa se um período dT_2 de fluxo de H_2, porém, sem geração de corrente, esta etapa demonstra a dinâmica lenta da célula a combustível, determinada pelas reações eletroquímicas. Finalmente é gerada potência na célula a combustível até o final do horário de ponta onde é desconectada.
Por meio da simulação foi verificado que o tempo mínimo entre a apertura do fornecimento de H_2 e o início de geração de corrente é de 8 segundos, $dT_2 \geq 8$ s acrescentados ao período de rampa da curva de corrente (*start up*). Já o período dT1, que é o tempo entre o bloqueio do conversor do lado DC do eletrolisador e apertura da válvula de H_2 da saída do tanque é bem menor ($dT_1 \leq 4$ s), uma vez que são processos independentes e por tanto depende apenas da velocidade com que os comandos sejam aplicados.

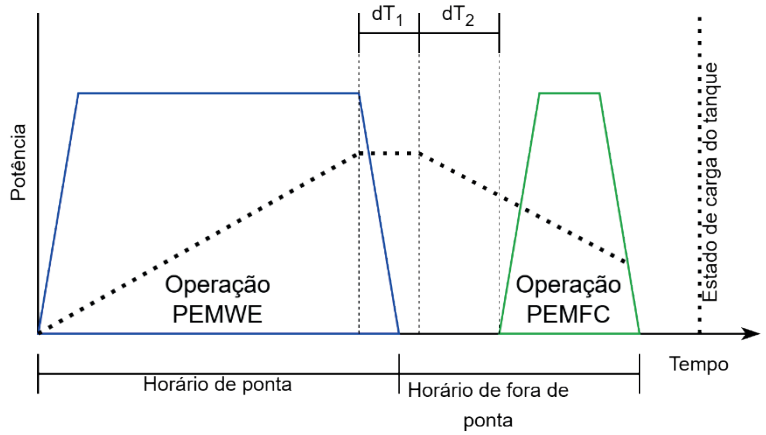


Fig. 9. Representação do cronograma de despacho indicando os períodos de operação de cada componente e o estado de carga do tanque de armazenamento.

4 CONCLUSÕES

Os resultados indicam que o modelo em RTDS consegue representar as dinâmicas de PEMWE e PEMFC com alta fidelidade, simulando os fenômenos eletromagnéticos e termodinâmicos deste tipo de sistemas. Entre outros aspectos é possível analisar o desempenho do sistema frente a variações de potência, produção e consumo de hidrogênio mantendo os parâmetros de operação dentro dos valores de referência especificados no sistema de controle.

Simulações foram realizadas para a operação dos componentes individuais e para a operação contínua do sistema envolvendo o despacho de eletrolisador e célula a combustível assim como suas respectivas desconexões. As dinâmicas de PEMWE e PEMFC foram bem representadas no RTDS ilustrando as rampas de despacho e desconexão. Especificamente no caso da PEMFC a rampa de despacho tem uma inclinação menor atingindo um tempo de *start up* de 10 s, o que configura uma dinâmica lenta dominada pelas reações eletroquímicas como esperado. Já no caso do PEMWE este apresenta um tempo de resposta de 1 s até atingir a corrente de referência comprovando sua potencialidade para ser acoplado a sistemas elétricos possibilitando a absorção de excedentes de geração de eletricidade.

A simulação em RTDS abre possibilidades para realizar testes de integração de dispositivos PEMWE e PEMFC, além de equipamentos de proteção e controle em sistemas elétricos complexos assim permitindo testar diversos cenários de operação de forma prática e segura em ambiente controlado. Isto por sua vez permite simular a integração de sistemas de hidrogênio e seu impacto na rede elétrica e em outros equipamentos.

Uma das principais implicações da modelagem em tempo real e a simulação da integração de sistemas de hidrogênio e sistemas de geração renovável variáveis como solar e eólica nos quais não existe a inercia rotacional fornecida por geradores de grande porte como acontece na rede elétrica. Este tipo de sistemas apresenta desafios do ponto de vista do controle dos sistemas de conversão quanto à frequência e tensão. A inclusão de curvas de geração e de preços com variabilidade permite analisar as dinâmicas para diversos cenários e formular estratégias de despacho para obter benefícios econômicos e ambientais.

No caso analisado, devido à baixa eficiência global, o sistema de armazenamento energético por hidrogênio não apresenta atratividade econômica para períodos de armazenamento de curto prazo. Por sua parte, a rápida resposta do eletrolisador, a elevada capacidade de armazenamento do tanque e as menores perdas por autodescarga colocam o H_2 como um sistema promissório para armazenar excedentes de energias renováveis variáveis em larga escala e por longos períodos. Estes cenários devem ser analisados incorporando aspectos econômicos e ambientais na simulação.

Futuros trabalhos envolvem a validação do modelo em sistema real usando parâmetros e resultados de operação de um sistema real de produção, armazenamento e reconversão de hidrogênio em escala piloto. A partir das simulações podem ser formuladas melhorias na estratégia de controle dos dispositivos com o objetivo de aumentar a eficiência do processo assim como formular e testar estratégias de despacho para diversos cenários de variação de preços e oferta de energia.

5 REFERENCIAS

[1] R.-H. Lin, Y.-Y. Zhao, e B.-D. Wu, "Toward a hydrogen society: Hydrogen and smart grid integration", *Int J Hydrogen Energy*, vol. 45, nº 39, p. 20164–20175, ago. 2020.

[2] M. Ozturk e I. Dincer, "A comprehensive review on power-to-gas with hydrogen options for cleaner applications", *Int J Hydrogen Energy*, vol. 46, nº 62, p. 31511–31522, set. 2021.

[3] International Energy Agency (IEA), "Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells", Paris, 2015.

[4] J. Mitali, S. Dhinakaran, e A. A. Mohamad, "Energy storage systems: a review", *Energy Storage and Saving*, vol. 1, nº 3, p. 166–216, set. 2022.

[5] R. Jain, K. Nagasawa, S. Veda, e S. Sprik, "Grid ancillary services using electrolyzer-Based power-to-Gas systems with increasing renewable penetration", *e-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*, vol. 6, p. 100308, dez. 2023.

[6] B. W. Tuinema *et al.*, "Modelling of large-sized electrolysers for real-time simulation and study of the possibility of frequency support by electrolysers", *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 14, nº 10, p. 1985–1992, maio 2020.

[7] M. S. Okundamiya, "Size optimization of a hybrid photovoltaic/fuel cell grid connected power system including hydrogen storage", *Int J Hydrogen Energy*, vol. 46, nº 59, p. 30539–30546, ago. 2021.

[8] E. A. Sarsah, A. K. Sunnu, e A.-R. Bawa, "Assessing the techno-economic feasibility of hybrid solar-hydrogen systems: A review of recent studies", *iEnergy*, vol. 3, nº 1, p. 28–38, mar. 2024.

[9] B. Cao, J. Li, S. Wang, R. Gao, X. Su, e Y. Si, "Optimal Scheduling of Integrated Energy Network with Electricity-Hydrogen-Storage Considering Ladder Carbon Trading Mechanism", em *2022 4th International Conference on Power and Energy Technology (ICPET)*, IEEE, jul. 2022, p. 910–915.

[10] F. J. Vivas, F. Segura, J. M. Andújar, e J. J. Caparrós, "A suitable state-space model for renewable source-based microgrids with hydrogen as backup for the design of energy management systems", *Energy Convers Manag*, vol. 219, p. 113053, set. 2020.

[11] Y. Huangfu, C. Tian, P. Li, S. Quan, Y. Zhang, e R. Ma, “Design of Multi-objective Optimization Energy Management Strategy Based on Genetic Algorithm for a Hybrid Energy System”, em *IECON 2021 – 47th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, IEEE, out. 2021, p. 1–6.
[12] D. S. Falcão e A. M. F. R. Pinto, “A review on PEM electrolyzer modelling: Guidelines for beginners”, *J Clean Prod*, vol. 261, p. 121184, jul. 2020.
[13] Md. B. Hossain, Md. R. Islam, K. M. Muttaqi, D. Sutanto, e A. P. Agalgaonkar, “Advancement of fuel cells and electrolyzers technologies and their applications to renewable-rich power grids”, *J Energy Storage*, vol. 62, p. 106842, jun. 2023.
[14] A. Awasthi, K. Scott, e S. Basu, “Dynamic modeling and simulation of a proton exchange membrane electrolyzer for hydrogen production”, *Int J Hydrogen Energy*, vol. 36, nº 22, p. 14779–14786, nov. 2011.
[15] R. Escobar-Yonoff, D. Maestre-Cambronel, S. Charry, A. Rincón-Montenegro, e I. Portnoy, “Performance assessment and economic perspectives of integrated PEM fuel cell and PEM electrolyzer for electric power generation”, *Heliyon*, vol. 7, nº 3, p. e06506, mar. 2021.
[16] E. Breaz, F. Gao, B. Blunier, R. Tirnovan, e A. Miraoui, “Mathematical modeling of PEMFC stack for real time simulation”, em *Proceedings of 2012 IEEE International Conference on Automation, Quality and Testing, Robotics*, IEEE, maio 2012, p. 553–558.
[17] E. Breaz, F. Gao, D. Paire, e R. Tirnovan, “Fuel cell modeling With dSPACE and OPAL-RT real time platforms”, em *2014 IEEE Transportation Electrification Conference and Expo (ITEC)*, IEEE, jun. 2014, p. 1–6.
[18] R. S. Deshmukh, G. Rituraj, N. Lock, H. Vahedi, A. Shekhar, e P. Bauer, “Implementation of Real-Time Digital Twin of Dual Active Bridge Converter in Electrolyzer Applications”, em *IECON 2023- 49th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, IEEE, out. 2023, p. 1–6.
[19] J. R. Sawant, K. Nagasawa, e R. Jain, “Fuel Cell Stack Model for Real-Time Simulation of Grid-Connected Applications”, em *2022 North American Power Symposium (NAPS)*, IEEE, out. 2022, p. 1–6.
[20] J. Rupasinghe, Y. Hu, e Y. Zhang, “Real-Time Digital Simulation of Hydrogen Energy Systems with Multi-Energy Flow in Focus”, em *2024 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, IEEE, jul. 2024, p. 1–5.
[21] P. Drašković, I. Pavić, K. Šepetanc, e H. Pandžić, “A hybrid renewable-battery-electrolyzer facility under the single imbalance pricing scheme”, *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, p. 1–12, 2025.
[22] A. Komorowska, P. Olczak, E. Hanc, e J. Kamiński, “An analysis of the competitiveness of hydrogen storage and Li-ion batteries based on price arbitrage in the day-ahead market”, *Int J Hydrogen Energy*, vol. 47, nº 66, p. 28556–28572, ago. 2022.
[23] RTDS Technologies, “NovaCor”. Acessado: 7 de setembro de 2022. [Online]. Disponível em: https://knowledge.rtds.com/hc/en-us/articles/360034290474-NovaCor-
[24] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, “Painel de preços”. Acessado: 11 de janeiro de 2025. [Online]. Disponível em: https://www.ccee.org.br/precos/painel-precos

Comité de Estudos C1- Desenvolvimento de sistemas elétricos e economia

NOVA ABORDAGEM PARA GESTÃO DE ATIVOS DO SETOR ELÉTRICO - SISTEMA SIOGA

R. GOMES*
IATI
Brasil
robertogomes02@hotmail.com

I. PATRIOTA
IATI
Brasil
iony@tecnix.com.br

U. CARMO
IATI
Brasil
uacarmo@gmail.com

U. CARNEIRO
IATI
Brasil
umbertogc@gmail.com

C. PIRES
IATI
Brasil
carlos.sobrinho@upe.br

G. GOMES
IATI
Brasil
gabriel.gomes@genesisdataculture.com

E. GURJÃO
UFCG
Brasil
ecg@dee.ufcg.edu.br

A. DONADON
IATI
Brasil
_donadon@yahoo.com.br

L. LIMA
Eletrobrás
Brasil
lelima@eletrobras.com

Resumo *– A gestão de ativos no setor elétrico brasileiro é essencial para sustentar e proporcionar maior qualidade à operação das empresas do setor elétrico, que enfrentam o desafio de gerenciar extensos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia, inclusive com alguns ativos totalmente depreciados, do ponto de vista regulatório. Este trabalho resume as principais características do Sistema Inteligente de Otimização da Gestão de Ativos (SIOGA), desenvolvido para otimizar o gerenciamento de ativos físicos de empresas do setor elétrico, através de um Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL- PD 00394-2125/2021, com patrocínio da ELETROBRAS FURNAS.*

Palavras-chave: Gestão de Ativos, Gestão da Manutenção, Otimização, Geração, Transmissão, Distribuição

1 INTRODUÇÃO

Os ativos físicos representam valor para as empresas e seus investidores. Desde os anos 1980, vem crescendo o interesse em se ter uma abordagem holística quanto ao seu ciclo de vida, de modo a propiciar ainda mais valor, além de garantir mais segurança e maior confiabilidade para a sociedade.

A Gestão de Ativos, cuja adoção vem tomando vulto nas empresas brasileiras, é o processo que deve permear todo o ciclo de vida útil dos ativos, desde a aquisição, o uso e a alienação ou modernização, para se obter os melhores benefícios de seu desempenho, gerindo os riscos e custos relacionados ao longo do ciclo [2]. De acordo com o conjunto de normas ISO 55000 [1], a Gestão de Ativos representa o começo de uma nova era na administração de empresas, indo além do gerenciamento da infraestrutura e dos equipamentos, para influenciar nas decisões estratégicas de investimento e planejamento.

A Gestão de Ativos, que anteriormente era voltada apenas para a manutenção, evoluiu ao longo do tempo e atualmente representa uma ferramenta importante na estratégia empresarial, a partir da valoração adequada dos ativos [4]. Este artigo apresenta, a seguir, os objetivos, estrutura analítica, modelos e a

IATI - Instituto Avançado de Tecnologia e Informação; Rua Potira, 31- Prado; CEP 50751-310; Recife -PE; Brasil

arquitetura do sistema SIOGA, desenvolvido para auxiliar na gestão de ativos, especialmente do setor elétrico.

2 OBJETIVOS DO SISTEMA SIOGA

Os objetivos principais do sistema SIOGA são: otimização do processo de gestão dos ativos, otimização da vida útil e otimização do processo de manutenção. Para tal, foram desenvolvidos modelos comportamentais para representar as falhas reparáveis e irreparáveis dos ativos, as ações de manutenção e renovação, e os processos gerenciais para garantir sua execução. Os modelos permitem determinar os melhores momentos para realização da manutenção, ou substituição em final de vida útil, bem como avaliar a eficiência, eficácia e efetividade do sistema de gestão.

3 ESTRUTURA ANALITICA

O SIOGA foi desenvolvido através das etapas de Planejamento, Desenvolvimento, Implantação e Operação [5].

Na etapa de Planejamento, foram realizados o levantamento do estado da arte, identificação dos interessados (stakeholders), seleção dos objetivos estratégicos, levantamento dos dados, identificação das políticas, além da modelagem e parametrização dos modelos de vida útil.

Na fase de Desenvolvimento, foram incluídas as atividades de identificação das limitações, levantamento dos recursos, levantamento das demandas, modelagem da manutenção e parametrização dos modelos de manutenção.

Na etapa de Implantação, foram consideradas as atividades de interligação com sistemas de monitoramento, definição da solução, documentação do sistema, implantação, comissionamento e treinamento dos usuários.

Na fase de Operação, foram previstas as atividades de registro da propriedade industrial, operação assistida, otimização do sistema, correção dos desvios, avaliação dos indicadores, operação em produção e acompanhamento da operação.

4 MODELAGEM

O SIOGA foi estruturado com base em modelos de Vida Útil, Manutenção, Tecnológico e de Gestão [5].

O ciclo de vida dos ativos considera as etapas de Mortalidade Infantil, Falhas Aleatórias e Envelhecimento, representadas pelo diagrama esquemático, amplamente conhecido como “curva da banheira”.

4.1 Modelo de Vida Útil

Neste modelo são considerados os seguintes estados da vida dos ativos: Normal ou Novo: se o ativo estiver executando ou em condições de executar sua função primária na rede; Velho: quando o ativo estiver com desempenho inadequado de sua função na rede, devido a um processo de envelhecimento, próprio de sua constituição, cuja restauração não seja mais atrativa por uma ação simples de manutenção; e Obsoleto ou Morto: quando o ativo atingir um estágio de degradação, com desempenho inaceitável de sua função na rede, ou após uma falha não reparável, devido a um processo de mortalidade, própria de sua constituição, cuja restauração não seja mais atrativa nem por uma manutenção ou renovação, apenas por substituição.

Para os objetivos deste modelo, pode-se classificar as falhas funcionais de ativos físicos ao longo do ciclo de vida, excluindo as falhas por mortalidade infantil, em três tipos principais: reparáveis, não reparáveis e em estado de obsoletismo.

A função objetivo a se otimizar na gestão do ciclo de vida de um ativo será expressa por um indicador de retorno que leve em consideração as variações nos resultados esperados do ativo, em função das intervenções realizadas ao longo e no final da sua vida útil. Para avaliar estes resultados, os retornos variáveis resultantes

da permanência do ativo em um estado serão incluídos nos retornos ou dispêndios utilizados na entrada ou saída do estado. A figura 1 representa um diagrama esquemático desta modelagem.

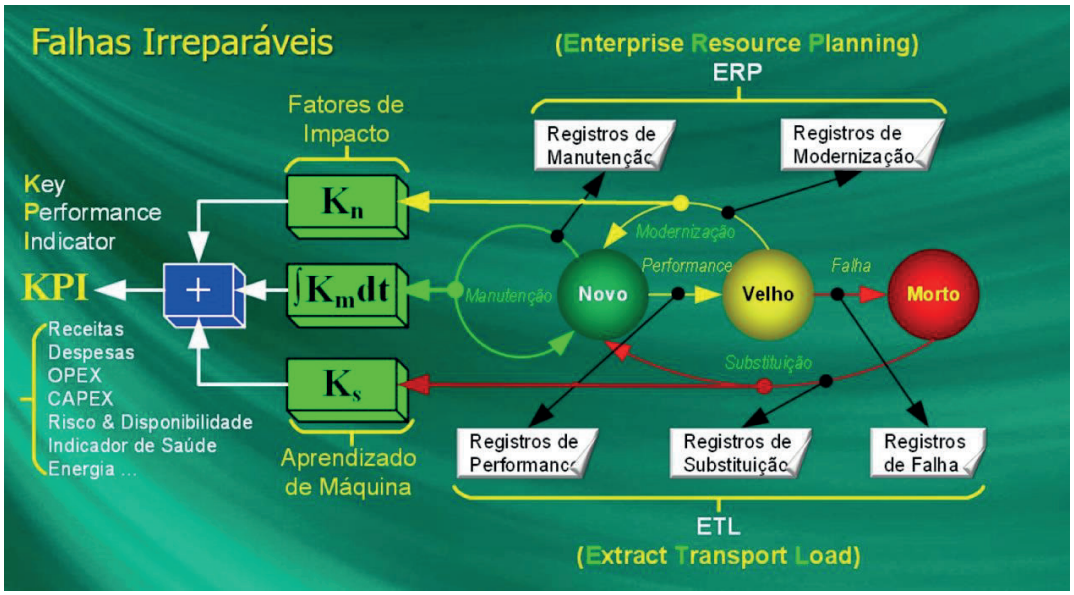


Fig. 1 - Modelagem da Vida Útil

4.2 Modelo de Manutenção

Neste modelo, representado esquematicamente na figura 2, são considerados os seguintes estados: Normal: estado usual de funcionamento; Defeito: ocorrência de um defeito interno, sem interrupção da função; e Falha: ocorrência de uma falha interna, com interrupção da função. São consideradas as seguintes transições: Prevenção: realização de manutenção preventiva, sem existência de defeito; Correção: realização de manutenção corretiva, para correção de defeito; e Reparo: realização de uma restauração da função após uma falha funcional.

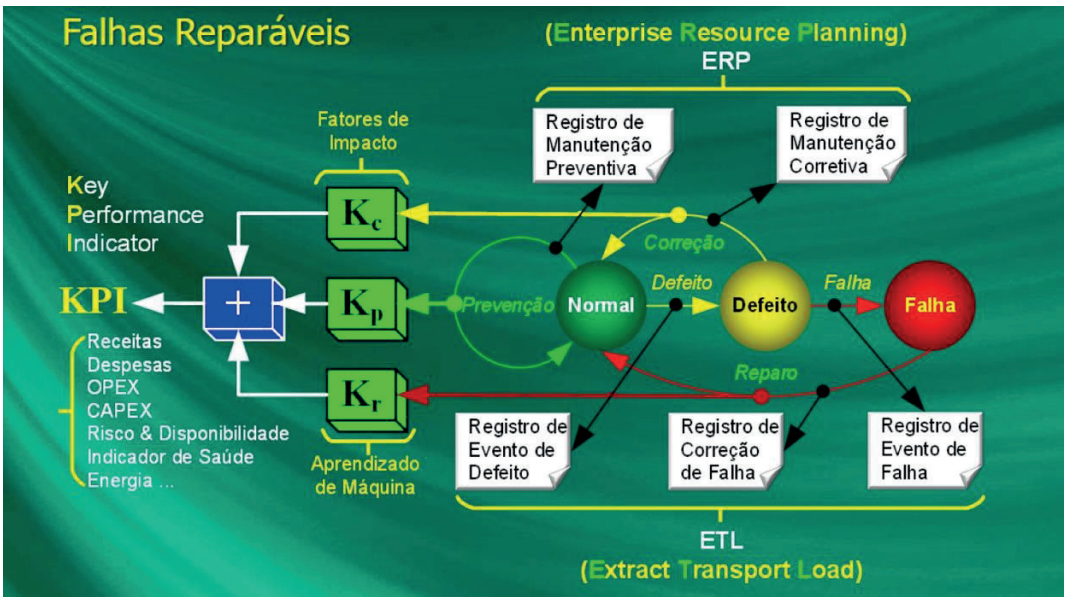


Fig. 2 – Modelagem da Manutenção

Estes estados e transições foram selecionados por serem estatisticamente significativos, considerando os tempos de permanência envolvidos. Outros estados e transições menos significativas podem ser facilmente incluídos em uma das classes acima, sem afetar significativamente os resultados.

4.3 Modelo Tecnológico

O modelo tecnológico é representado esquematicamente na figura 3. Através dos sistemas de monitoramento e dos sistemas empresariais, tipo ERP, SCADA ou outros, são coletados e tratados os dados dos equipamentos, basicamente históricos de manutenção, falhas e defeitos, e inventário dos ativos. Estes dados são armazenados em ambientes tipo Data Warehouse e Data Lake, e alimentam os modelos aqui citados.

Datalake é um repositório centralizado de dados brutos, que permite a ingestão de grandes volumes de dados de diversas fontes. Essa abordagem oferece escalabilidade e é frequentemente usada para análises avançadas e desenvolvimento de aplicações de inteligência de negócios; e os *Datawarehouses* são estruturas de dados organizadas e otimizadas para consultas complexas, o que facilita a tomada de decisão em níveis táticos e estratégicos.

Através de uma central de monitoramento, poderão ser acompanhados os indicadores, utilizando-se dashboards gerenciais, descritivos, analíticos, preditivos e prescritivos [3]. Este acompanhamento também pode ser feito pela alta administração da empresa, suportando as decisões estratégicas, no sentido de buscar a otimização do processo.

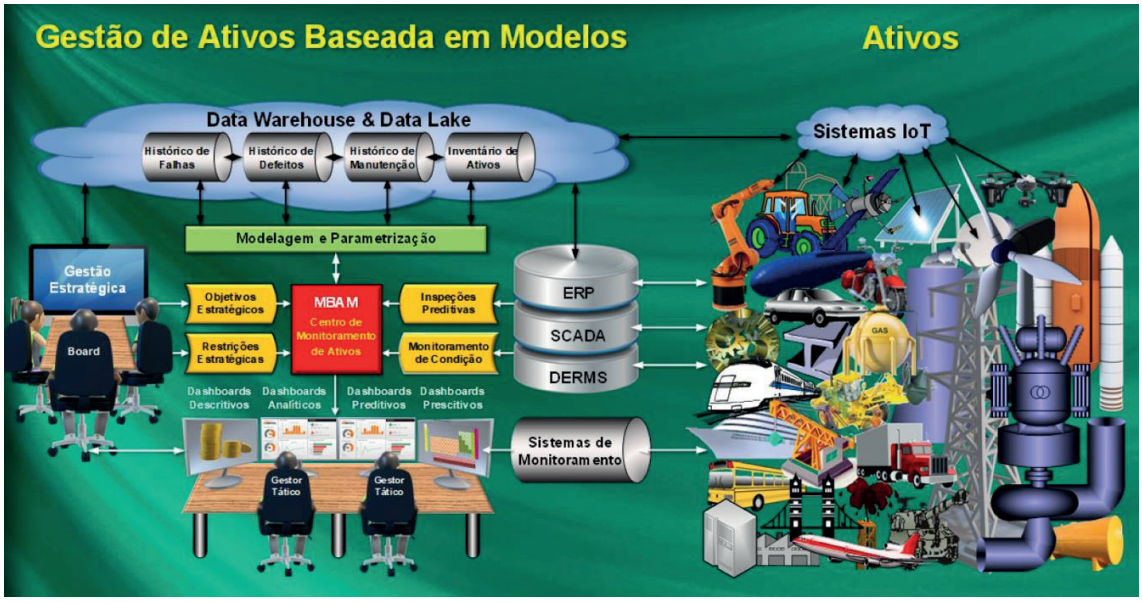


Fig. 3 – Modelo Tecnológico

4.4 Modelo de Gestão

Para avaliar o desempenho da gestão de ativos físicos no setor elétrico, o SIOGA utiliza um conjunto de indicadores destinados a mensurar a qualidade dos processos envolvidos, nos níveis estratégico, tático e operacional, objetivando quantificar a Eficiência, Eficácia, Efetividade, Produtividade e Qualidade das decisões da gestão de ativos, sob a ótica do planejamento empresarial, em uma visão hierárquica do desempenho organizacional, conforme ilustrado na Figura 4 [3].



Fig. 4 – Avaliação Hierárquica na Gestão de Ativos

Esta hierarquia permite uma visão tridimensional do desempenho esperado na gestão de ativos. Assim sendo, o desempenho (ou qualidade) da gestão de ativos é mensurada simultaneamente pela eficiência dos processos internos a nível operacional, pela eficácia dos resultados alcançados ao nível tático, e pela efetividade dos objetivos alcançados ao nível estratégico.

Visando estabelecer o modelo de referência para avaliação da gestão de ativos, o processo foi dividido em três macroprocessos: Programação: que são as atividades destinadas à geração de planos necessários ao atingimento dos objetivos do planejamento; Execução: atividades destinadas à geração dos resultados de acordo com os planos de ação; e Avaliação: atividades destinadas à comparação dos resultados obtidos com os objetivos do planejamento, cuja qualidade será fruto da coerência das ações executadas com as ações e objetivos planejados.

Estes processos podem ser monitorados pelos seguintes fatores de qualidade, desejáveis para a gestão de ativos: Eficiência, Eficácia, Efetividade, Produtividade e Qualidade. A figura 5 apresenta o Diagrama de Venn do Modelo de Gestão de Ativos, com a análise das combinações dos conjuntos das ações programadas, ações executadas e ações corretivas e a formação dos indicadores estratégicos (em verde), táticos (em amarelo) e operacionais (em vermelho).

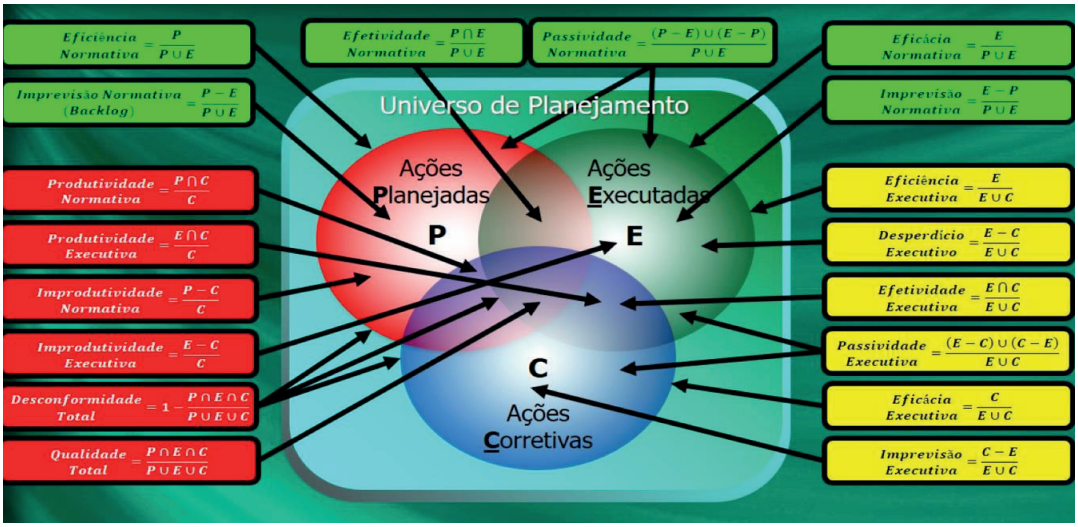


Fig. 5 - Diagrama de Venn do Modelo de Gestão de Ativos

5 ARQUITETURA

O SIOGA foi concebido e implementado para ser executado em nuvem, sendo agnóstico aos diversos tipos de provedor, ou localmente, também de forma agnóstica ao sistema operacional. Seguindo a concepção de máxima independência de tecnologias proprietárias, o sistema é compatível com diversas fontes de dados, conforme descrito a seguir [6].

5.1 Arquitetura Lógica

A Arquitetura Lógica é apresentada no diagrama da figura 6. Inicialmente, partindo de uma fonte de dados sobre os ativos, que pode estar em qualquer formato que seja legível (por exemplo não criptografado), os dados passam pelo processo de extração, transformação e carregamento (ETL), que os transporta para um *Datalake*. Neste ponto, independentemente da fonte de dados, eles estarão representados em um formato que pode ser lido para gerar as análises. Um segundo processo ETL, é utilizado para verificar inconsistências nos dados (falhas de representação, dados incompletos etc.), cuja saída alimenta o *Datawarehouse* que passa a ser a fonte dos dados a serem processados pelo *Back-End*, no qual são extraídos todos os parâmetros para o cálculo dos indicadores

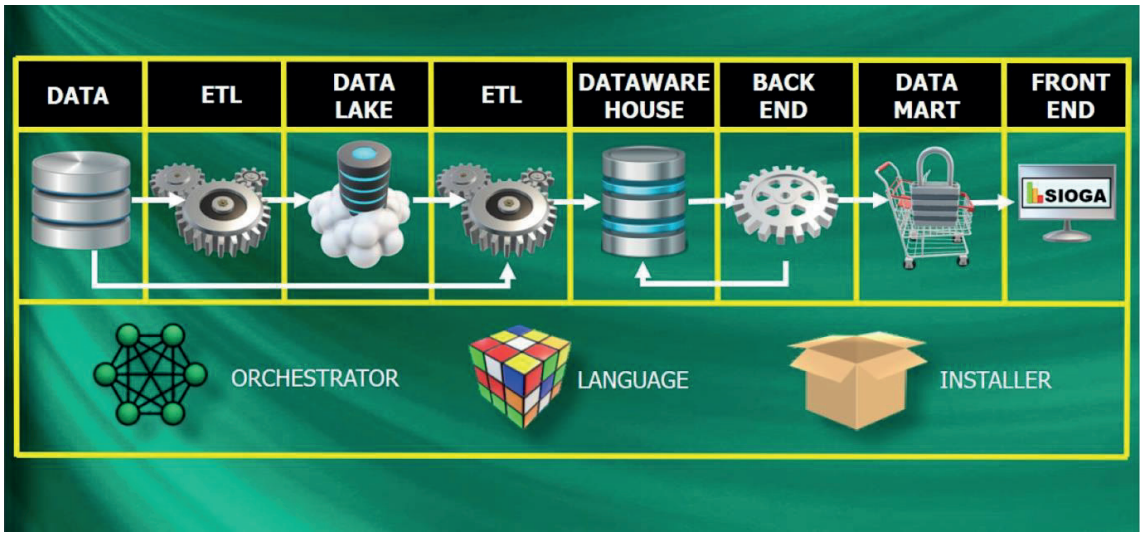


Fig. 6 - Arquitetura Lógica

A saída do *Back-End* provê um conjunto de parâmetros que geram os indicadores de avaliação apresentados pelo SIOGA, disponibilizados no Data Mart. Esses indicadores podem ser acessados pelo *Front-End* de acordo com a demanda do usuário.

5.2 Arquitetura Física

A Arquitetura Física é apresentada no diagrama da figura 7, e considera que os ativos são monitorados por redes de sensoriamento que geram parâmetros sobre seu comportamento. Esses parâmetros alimentam fontes de dados que ficam na borda e que consistem em eventos relacionados com os ativos, como por exemplo datas das manutenções corretivas.

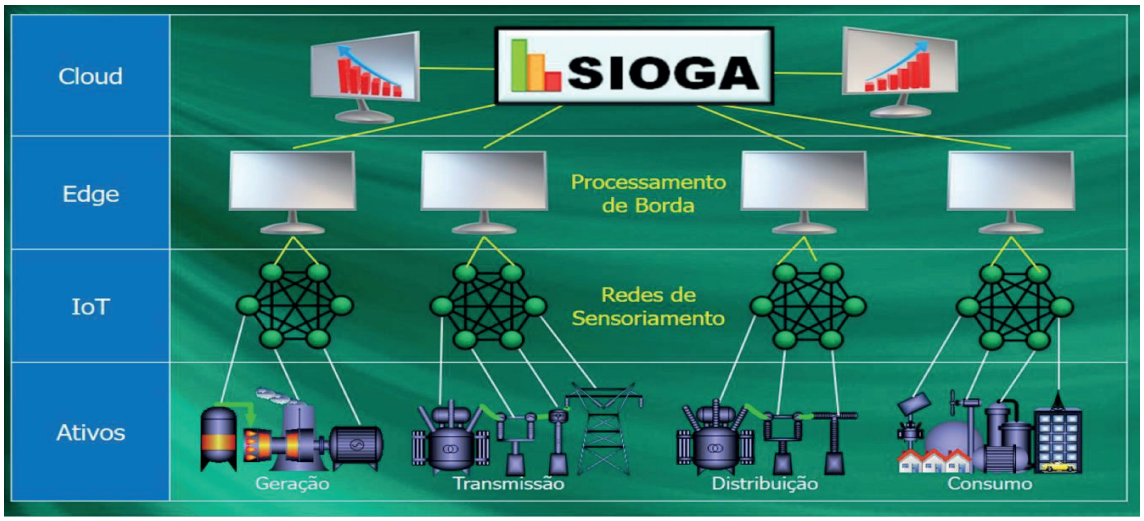


Fig. 7 - Arquitetura Física

5.3 Arquitetura de Dados

Conforme representado na figura 8, a arquitetura dos dados reflete a arquitetura lógica da figura 6. Considera-se que no Data Lake há um conjunto de dados que foram obtidos das mais diversas fontes, que podem tem origem de dados históricos armazenados pela empresa nos sistemas ERP, ou qualquer outra fonte que contenha dados sobre os eventos relacionados aos ativos.

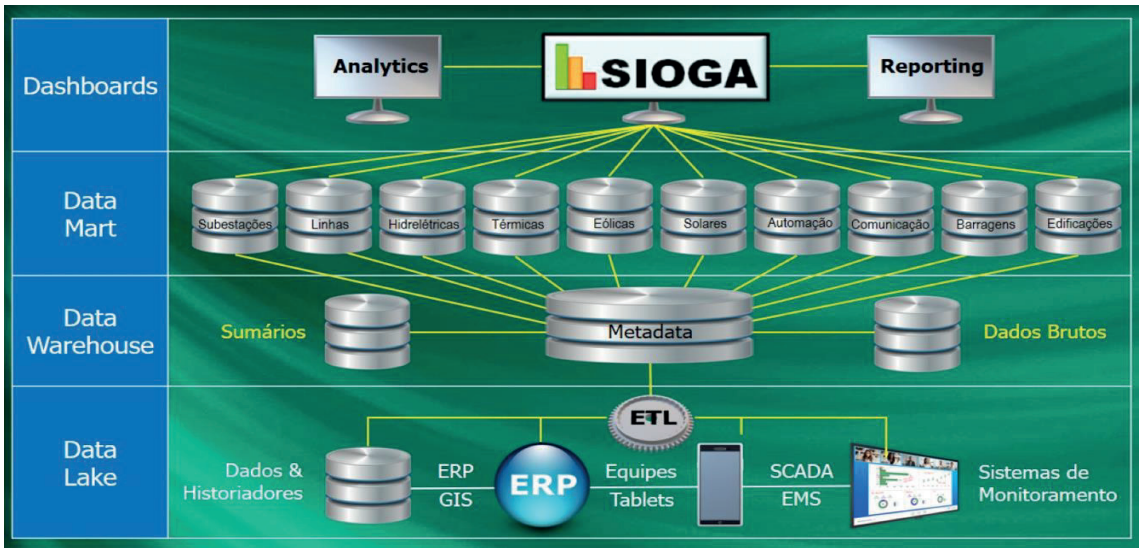


Fig. 8 – Arquitetura de Dados

Observando a figura 8, vê-se que o *Data Mart* contém os parâmetros para os cálculos de indicadores separados por aplicação do ativo; esses dados podem ser solicitados individualmente ou em conjunto para gerar os *Dahsboards* com os indicadores.

Nos *Dashboards* existem as possibilidades de realizar visualizações de status dos indicadores, ou seja, um relatório dos eventos ocorridos, como também predições para os indicadores (*Analytics*).

5.4 Arquitetura de Software

Na figura 9 estão representados os alguns softwares utilizados na implementação do SIOGA. Como é possível observar, uma das premissas do desenvolvimento, foi a utilização de software livre sempre que possível, principalmente na versão de produção (aquela utilizada pelo usuário final).

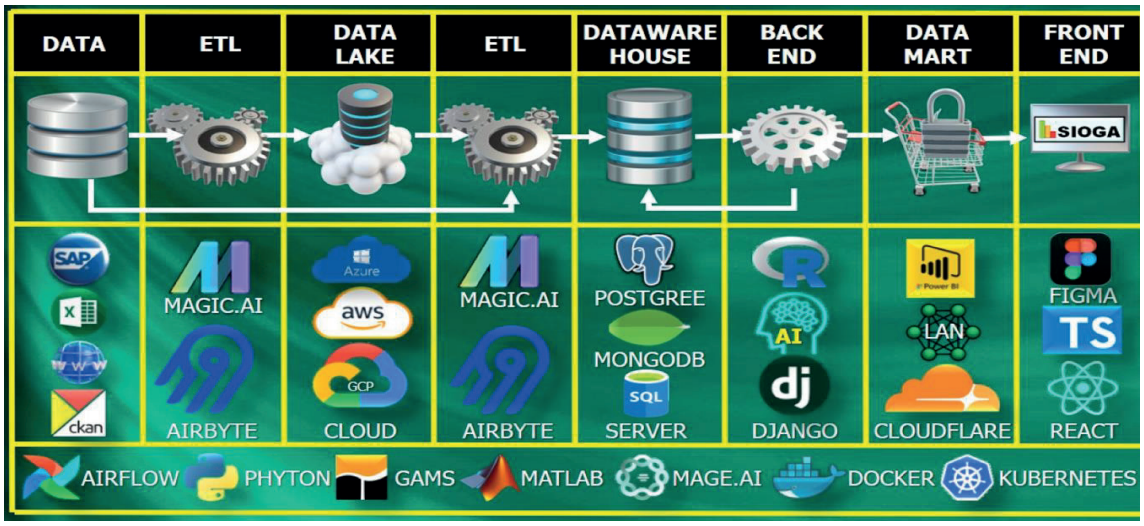


Fig. 9 - Arquitetura de Software

Os softwares proprietários, por exemplo o MATLAB e GAMS, foram utilizados para testes de modelos de otimização offline, sem necessidade de sua utilização na versão final.

Acompanhando a figura 9 da esquerda para a direita, observa-se que os softwares na coluna Data, são aqueles utilizados pelo gerador de dados, ou seja, não fazem parte dos dados gerados pelo SIOGA, visto que neste ponto o que se deseja é o obter o conjunto de dados sobre os ativos. Nas colunas ETL são utilizadas ferramentas baseadas em Inteligência Artificial para ler os dados da forma que forem apresentados. Como já descrito, o Data Lake por sua vez pode estar em qualquer nuvem e os softwares utilizados nas demais camadas são todos de software livre.

6 INTERFACE COM O USUÁRIO

A interface do SIOGA com o usuário se faz através de Dashboards Gerenciais. Estes dashboards fornecem informações claras e objetivas que apoiem as tomadas de decisão, a partir de indicadores que controlam adequadamente o cumprimento do planejamento da manutenção, o cumprimento da programação das intervenções, os diagnósticos de resultados e principalmente as sugestões de alteração de planejamento para melhoria de resultados.

Os dashboards na gestão de ativos oferecem insights valiosos sobre o desempenho, eficiência e estado dos ativos elétricos.

São considerados os seguintes tipos de dashboard: Descritivo, Analítico, Preditivo e Prescritivo [6]. Cada tipo apresenta abordagens distintas, fornecendo informações cruciais para diferentes propósitos na gestão de ativos. A lista seguinte resume os quatro tipos de dashboards utilizados no SIOGA:

- **Dashboard Descritivo** - Oferece uma visão retrospectiva do desempenho e estado atual dos ativos, focando em indicadores históricos e atuais.
- **Dashboard Analítico** - Utiliza dados históricos para identificar tendências, padrões e relações entre variáveis para uma compreensão mais profunda
- **Dashboard Preditivo** - Utiliza modelos estatísticos e algoritmos para prever o comportamento futuro dos ativos e possíveis falhas
- **Dashboard Prescritivo** - Utiliza insights dos dashboards anteriores para recomendar ações específicas visando otimizar o desempenho dos ativos

A figura 10 a seguir, apresenta uma visão dos dashboards e dos indicadores acompanhados.

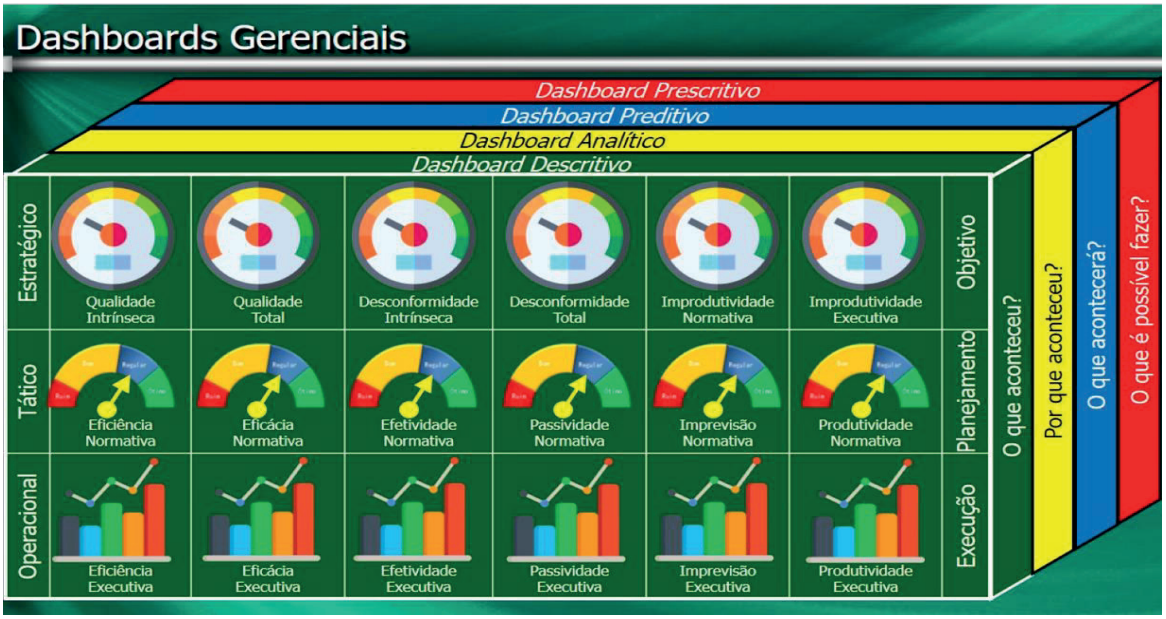


Fig. 10 – Dashboards gerenciais

7 CONCLUSÕES

O desenvolvimento do projeto SIOGA representa um marco importante na gestão de ativos no setor elétrico brasileiro, por agregar modelos de desempenho da manutenção e ciclo de vida dos ativos, e dos próprios processos de gestão associados. Isto permite uma visão completa da gestão de ativos da organização, viabilizando simultaneamente a otimização da manutenção e renovação dos ativos, e a maximização da exploração dos ativos ao longo da vida útil, melhorando simultaneamente as estruturas e práticas de gestão adotadas na empresa.

8 REFERÊNCIAS

[1] INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. ISO 55000:2014 – Asset management – Overview, principles and terminology. Geneva: ISO, 2014

[2] INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. ISO 31000:2018 – Risk management – Guidelines. Geneva: ISO, 2018.

[3] SIQUEIRA, Iony Patriota de. Indicadores de Desempenho em Processos de Planejamento. Rio de Janeiro: QualityMark, 2003.

[4] SIQUEIRA, Iony Patriota de. Manutenção Centrada na Confiabilidade: Manual de implementação. Rio de Janeiro: QualityMark, 2003.

[5] Documentos do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL- PD 00394-2125/2021

[6] Spatti, D., Liboni, L., Flauzino, R., Bossolan, R., & Vitti, B. (2019) Expert System for an Optimized Asset Management in Electric Power Transmission Systems. Journal of Control, Automation and Electrical Systems, 30, 434-440.

XX ERIAC
VIGÉSIMO ENCONTRO
REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRE
Ciudad del Este, Paraguay
25 a 29 de maio de 2025
C1.11_3435

Comitê de Estudos C1 - Desenvolvimento de sistemas elétricos e economia

INDICADORES ESTATÍSTICOS COMO FERRAMENTA DE APOIO À GESTÃO DE ATIVOS PARA DEFINIÇÃO DE POLÍTICAS ÓTIMAS

C.G. MATA*
Eletrobrás Cepel
Brasil
clayton@cepel.br

F.F.S. NETO
Eletrobras Eletrobrás
Brasil
francisco.neto2@eletrobras.com

C. Ducharme
Consultor CD Engenharia
Brasil
christian.ducharme10@outlook.com

Resumo *– Este trabalho apresenta o desenvolvimento de indicadores estatísticos destinados à análise de desempenho nos processos de gestão de ativos em empresas do setor de energia elétrica. A metodologia adotada baseia-se na implementação de tais indicadores em um ambiente web, em nuvem, integrando conceitos fundamentais da Engenharia de Dados. O principal objetivo é otimizar o tempo necessário para análises preditivas relacionadas à manutenção de ativos, promovendo maior agilidade e decisões mais assertivas nas atividades envolvidas na engenharia de manutenção. Adicionalmente, este trabalho contribui para a melhoria dos processos corporativos por meio da definição de métricas alinhadas às necessidades específicas dos usuários, promovendo eficiência operacional e oferecendo suporte estratégico à tomada de decisão organizacional. Por fim, são apresentados os painéis de gestão (dashboards) do Sistema DianE, desenvolvido pelo Cepel em parceria com a Eletrobras Eletronorte. Os dashboards disponibilizam suporte às decisões gerenciais, estratégicas e operacionais relacionadas à gestão da manutenção de ativos de transmissão e geração de energia elétrica e estarão disponíveis como ferramenta no sistema GAMMA, em desenvolvimento pelo Cepel.*

Palavras-chave: Indicadores – Desempenho – Ativos – Engenharia de dados – Eficiência – Manutenção

1 INTRODUÇÃO

Atualmente, as empresas do setor de energia elétrica enfrentam uma crescente demanda por abordagens inovadoras na gestão de seus processos. A integração entre a gestão de negócios e a tecnologia da informação se tornou crucial para otimizar os resultados das operações de rotina. Nesse contexto, soluções de análise de dados desempenham um papel fundamental na gestão e monitoramento dos processos, com o objetivo de buscar informações relevantes de maneira ágil e de fácil interpretação.

Por décadas, as empresas têm utilizado sistemas de gestão de ativos com metodologias embarcadas para avaliar a saúde operacional de seus equipamentos instados nas usinas geradoras e subestações de transmissão. Esses softwares podem variar entre os legados de cada empresa, produtos de fabricantes distintos ou soluções de prestadores de serviços, resultando em diferentes fontes e formatos de dados.

Adicionalmente, os sistemas de gestão estão se tornando cada vez mais abrangentes, fornecendo informações sobre planos de manutenção por meio de sistemas ERP (SAP), bem como o estado operacional dos equipamentos, seja por meio de ensaios periódicos ou monitoramento em tempo real (*online*). Isso leva a uma multiplicação exponencial das fontes e volumes de dados, com a tarefa desafiadora em transformar esses dados brutos em informações relevantes.

*Av. Horácio Macedo, 354 - Cidade Universitária, Rio de Janeiro - RJ, 21941-911

Exemplos de funcionalidades disponíveis nos sistemas de gestão de ativos incluem a geração automática de relatórios a partir de regras ou inteligência artificial, o gerenciamento de prazos para ensaios em equipamentos específicos, o controle de alarmes com monitoramento em tempo real, métodos para identificar alarmes falsos e notificações personalizadas.

A gestão diária da manutenção dos ativos é uma tarefa complexa, especialmente considerando o grande número de equipamentos em operação, cada um com seus próprios planos de manutenção ou podendo ter um plano individualizado.

A gestão destes ativos busca equilibrar custos, atuando em pessoas, processos e tecnologia. Logo, torna-se ainda mais excepcional ao trabalhar com grandes volumes de dados com a finalidade de alinhar os processos operacionais com questões associadas à engenharia de confiabilidade, do aumento de disponibilidade, da redução de custos, maximização dos lucros etc. Assim, o uso eficaz de métricas representativas que auxiliem na análise do problema é fundamental para alcançar benefícios, tanto tecnológicos quanto financeiros.

Nesse cenário desafiador, que aborda a operação e manutenção dos ativos dos sistemas de transmissão e geração de energia elétrica no Brasil, está inserido a ideia deste projeto.

2 CONTEXTUALIZAÇÃO

A Fig. 1 apresenta a arquitetura proposta na metodologia da solução, ilustrando o fluxo de dados relacionados à gestão de ativos. Esse fluxo abrange tanto os dados periódicos, provenientes de ensaios preditivos, quanto os dados de monitoramento contínuo, gerados por sensores inteligentes (IEDs) instalados nos ativos.

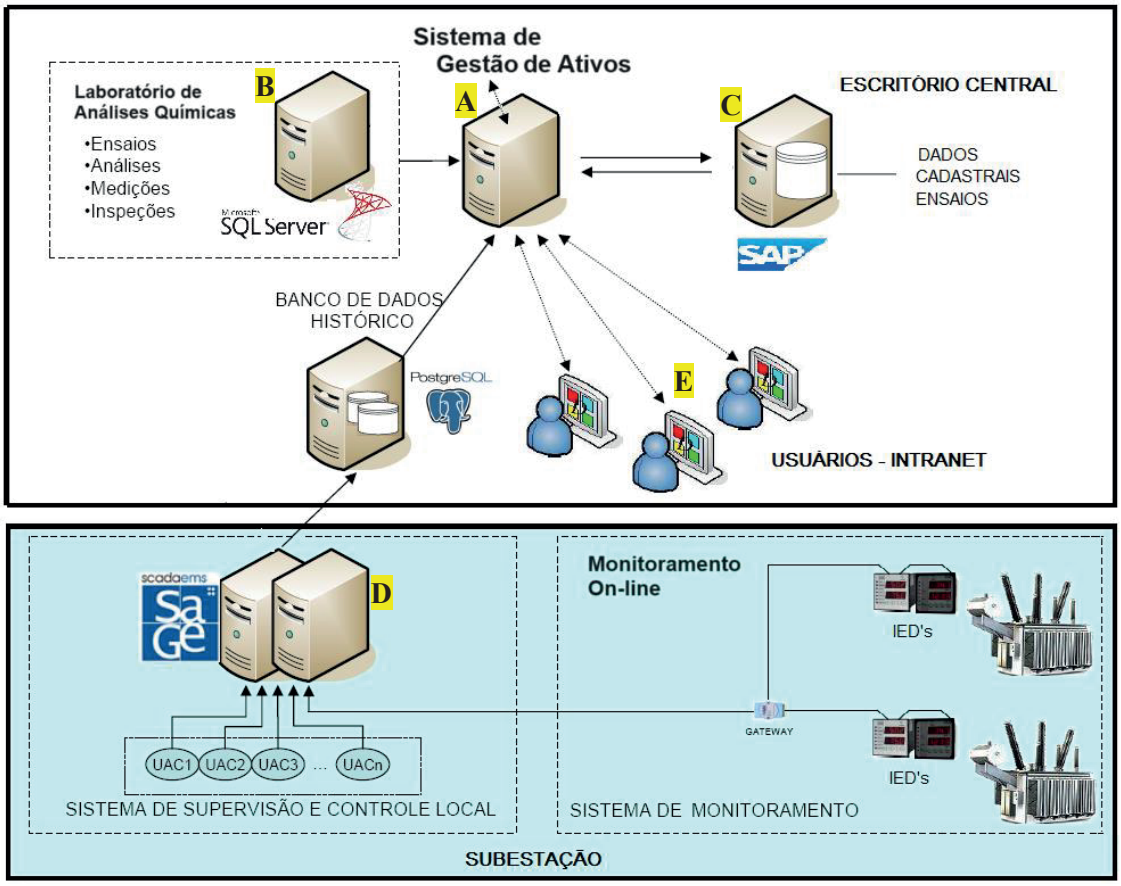


Fig. 1 - Fluxograma dos dados para a gestão de ativos.

Devido à diversidade das fontes de dados, a centralização em um sistema de gerenciamento de banco de dados (SGBD) corporativo é um elemento de importância fundamental, garantindo a integração, consistência

e acessibilidade das informações para suporte à tomada de decisão. Na Figura 1 são mostrados alguns servidores legendados com destaque amarelo, a saber:

A = servidor de banco de dados corporativo de um sistema de gestão de ativos.
B = servidor local do sistema de gestão do laboratório de análises químicas.
C = sistema de gestão corporativo, no caso apresentado o SAP ERP, da empresa SAP SE.
D = servidores locais do sistema SCADA de supervisão e controle da operação do SEB (SAGE).

No servidor B, os dados abordados são:

- Ensaios de Gás Cromatografia (AGD): verifica a existência de gases dissolvidos no óleo mineral isolante e atribui um grau de anormalidade dependendo dos resultados.
- Ensaios de Físico-Químico (FQ e 2Fal): analisa as propriedades de deterioração do óleo, como por exemplo, umidade, partículas metálicas, rigidez dielétrica e outros.
- Ensaios em óleo mineral lubrificante.

Nas estações de trabalho locais, indicadas pela legenda E, são disponibilizados a inclusão de dados manuais, podendo ser:

- Imagens térmicas e metadados de inspeções termográficas.
- Ensaios elétricos.
- Logs de sistemas de supervisão, do tipo IED de monitoramento.

Todos os tipos de ensaios possuem periodicidades fixas para cada equipamento. Entretanto, na evidência de alguma anormalidade, este equipamento específico entra em monitoramento especial para o tipo ensaio em questão.

Neste contexto, o objetivo geral é desenvolver indicadores estatísticos para análises de desempenho dos processos de gestão de ativos de uma empresa do setor de energia elétrica, em um ambiente em nuvem e utilizando os conceitos da Engenharia de Dados, com a finalidade reduzir o tempo de análises preditivas sobre a manutenção dos ativos e contribuir na melhoria dos processos corporativos através da definição de um conjunto de métricas alinhadas com as necessidades dos usuários.

Par isto, os objetivos específicos são:

- Coletar dados de fontes estratégicas, abrangendo repositórios distintos, como ensaios periódicos, dados cadastrais e monitoramento em tempo real. Modelar e transformar essas informações para sua padronização em uma base unificada, viabilizando correlações analíticas.
- Desenvolver um repositório centralizado na nuvem (Data Warehouse) para a ingestão de dados, garantindo sincronização e atualização automáticas em intervalos horários.
- Criar painéis gerenciais em ambiente web para auxiliar a análise dos indicadores, incorporando funcionalidades essenciais de dashboards, como controle de acesso, filtros interativos entre indicadores, gráficos e opções de exportação de conteúdo. Estes indicadores devem suportar perguntas de negócios, como:
    - Existem ensaios periódicos em situação de atraso? Se sim, quais são esses e as criticidades envolvidas?
    - Existem ensaios realizados sem parecer da engenharia? Se sim, quais?
    - Existem equipamentos em situação de monitoramento especial cadastrados a partir de evidência de anormalidades dos ensaios. Se sim, quais as novas periodicidades atribuídas aos equipamentos e ensaios específicos que apontaram anormalidades?
    - Existem equipamentos com monitoramento on-line sem comunicação ou rede de comunicação offline? Se sim, para quais monitoramentos?
    - Existem equipamentos com alarme ativo? Se sim, em quais equipamentos e localidades isto ocorre?
    - Existem equipamentos com grandezas de monitoramento *online* com problemas de aquisição de dados? Se sim, quais os problemas?

- Existem avisos enviados do sistema de gestão de ativos não reconhecido? Se sim, quais usuários não reconheceram os avisos? Quais os tipos de eventos?
- Quais as quantidades de instalação por tipo (Subestação, Usina Hidrelétrica, Usina Térmica)? Quais as quantidades de equipamento por tipo?
- Quais as quantidades e tipos de ensaios periódicos são realizados em certo período? Quantos pareceres dos ensaios foram realizados de forma automática e quantos manuais pelo mantenedor?
- Qual a quantidade de tipos de monitoramento online? Quais os equipamentos possuem monitoramento online?

Em todas as perguntas, no caso de resposta afirmativa, se deseja conhecer em quais equipamentos específicos e quais localidades os problemas acontecem, apresentando-os em forma de relatório.

3 METODOLOGIA

O projeto está inserido na área de gestão de ativos de empresas de energia elétrica e pretende alcançar o maior valor possível dos bens da empresa, seja através da disponibilidade dos ativos e/ou através da priorização investimentos, focando esforços nas áreas que precisam de mais atenção. A má gestão, ou mesmo a ausência dela, significa desperdiçar ativos, perder dinheiro ou deixar de contabilizá-lo.

Portanto, com o intuito de alcançar esse propósito, propõe-se a elaboração de um conjunto de indicadores estatísticos. Embora as metodologias para criar esses indicadores não sejam abordadas neste contexto, foram desenvolvidas com base nos seguintes critérios econômico, segurança (ao meio ambiente, pessoas e sistema), regulatório (segundo órgão competentes da área: ANEEL e ONS) e operacional.

Para maior clareza visual no *design* dos painéis gerenciais, o conjunto de indicadores será subdividido em 4 (quatro) painéis de acordo com a categoria dos dados, sendo as categorias:

i. Ensaios periódicos (dados do laboratório).
ii. Monitoramento *online* (dados do sistema de supervisão e controle – SAGE).
iii. Avisos (notificações a partir de dados calculados pelas metodologias normativas implementadas no sistema de gestão de ativos).
iv. Dados estatísticos (dados dos cadastros do sistema SAP ERP).

Logo, o conjunto de indicadores do item (i) pode ser representado pelo diagrama de blocos da Fig. 1.

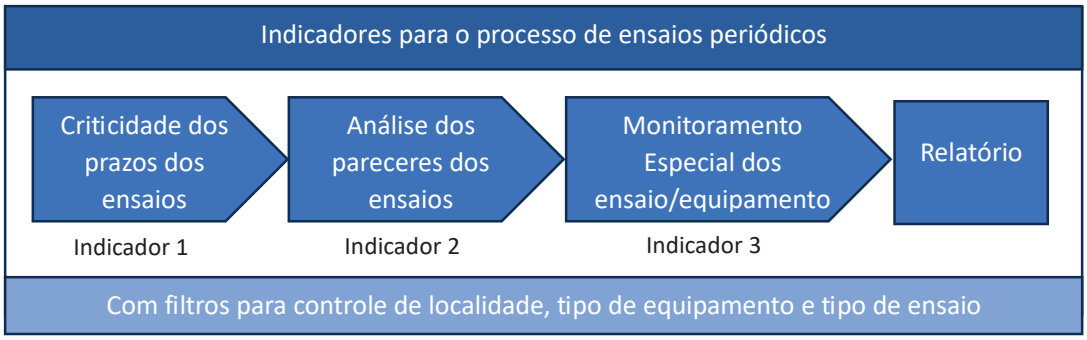


Fig. 2 - Diagrama de blocos para o conjunto de indicadores do processo de ensaios periódicos propostos.

O indicador 1 da Fig retrata a situação dos prazos dos ensaios periódicos, o indicador 2 mostra a situação dos pareceres de ensaios (com rastreio da amostra) e o indicador 3 representa a qualidade de equipamentos em situação especial, ou seja, com periodicidade do ensaio reduzida por algum critério técnico.

Assim como o painel dos ensaios periódicos, o *dashboard* para a gestão do sistema de monitoramento on-line também apresenta três indicadores, como ilustrado na Fig. 3.

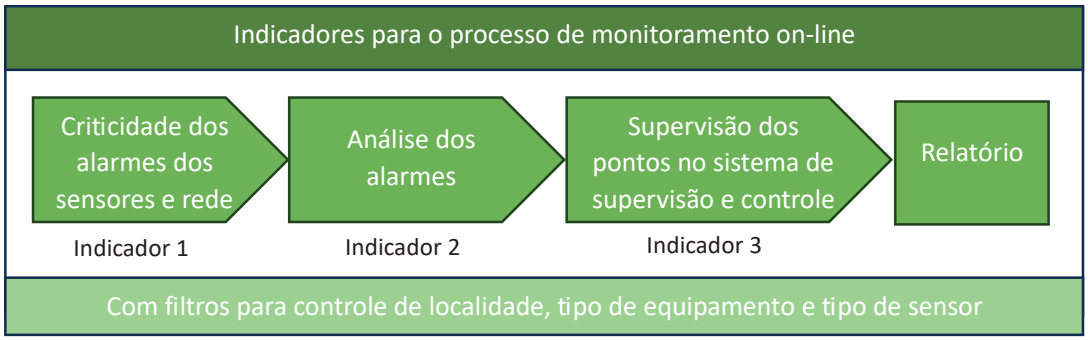


Fig. 3 - Diagrama de blocos para o conjunto de indicadores do processo de monitoramento online.

O indicador 1 da Fig. 3 retrata o percentual de sensores e redes on-line e off-line, o indicador 2 mostra a quantidade de alarmes ativos e não ativos e o indicador 3 representa a qualidade dos dados no sistema de supervisão e controle, ou seja, qual dado está válido e inválido (se inválido, qual o motivo).

Na Fig. 4 é ilustrado o diagrama do painel gerencial de Avisos.

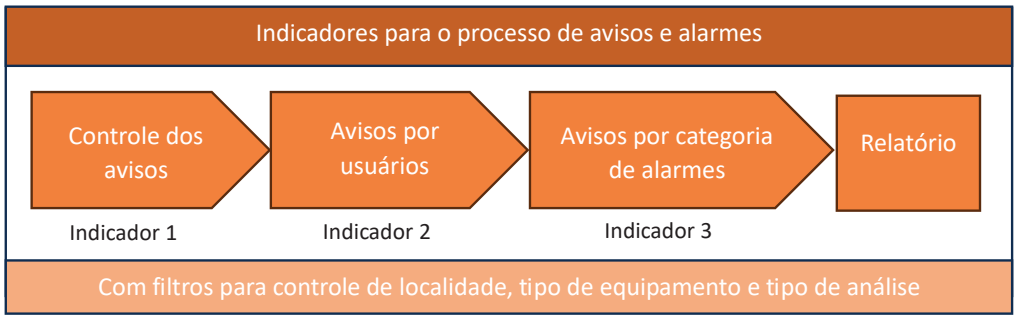


Fig. 4 - Diagrama de blocos para o conjunto de indicadores do processo dos Avisos propostos.

A lógica dos indicadores é similar aos demais, sendo que o indicador 1 representa a quantidade de avisos reconhecidos e não reconhecidos, o indicador 2 a classificação destes por usuário e o indicador 3 a clusterização por tipo de análise, por exemplo: alarme de limite ultrapassado, alarme por falha de comunicação, alarme por variável inválida no sistema de supervisão e controle e outros.

Para concluir, define-se um conjunto de indicadores estatísticos relacionados ao sistema de gestão (dados cadastrais dos equipamentos e instalações). Logo, foram implementadas seis métricas para o painel de estatísticas, sendo:

- Instalações Monitoradas por Tipo: Esta métrica indica a quantidade de equipamentos de subestações, equipamentos de usinas hidrelétricas e equipamentos de usinas térmicas monitorados.
- Equipamentos com Monitoramento On-Line por Tipo: Apresenta-se a quantidade de sensores de buchas, sensores de temperatura e outros dispositivos de monitoramento em tempo real.
- Equipamentos com Monitoramento Preditivo por Ensaio: Esta métrica revela a quantidade de equipamentos que são monitorados com base em ensaios de gases e ensaios físico-químicos.
- Equipamentos por Tipo: Indica a quantidade de transformadores, reatores e comutadores presentes no sistema.
- Análise de Monitoramento On-line: Esta métrica detalha a quantidade de equipamentos que geraram alarmes e aqueles que não apresentaram alarmes durante o monitoramento em tempo real.
- Análise de Ensaio: Destaca-se a quantidade de ensaios com parecer automático gerado pelo sistema e ensaios com parecer manual fornecido pelo operador.

A apresentação da solução será por *dashboards* construídos a partir do ambiente web do SAC (SAP Analytics Cloud). O SAC oferece suporte a insights confiáveis e processos de planejamento integrados com módulos de gestão empresarial. A aplicação também é disponível para dispositivos móveis. [1,2]

4 RESULTADO

A implementação dos links de comunicação e carga do conjunto de dados são descritos no fluxograma de linhagem dos dados da Fig. 5:

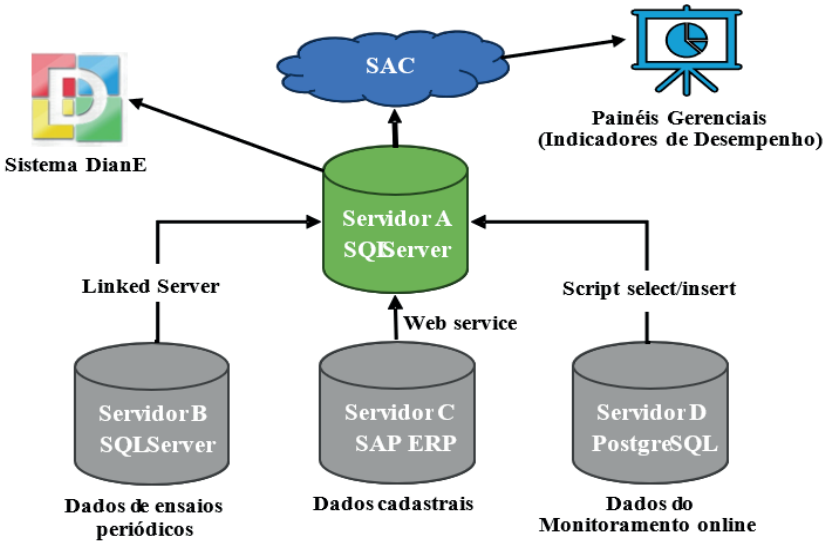


Fig. 5 – Fluxograma de linhagem de dados.

O sistema de análises preditivas DianE utiliza a mesma fonte de dados centralizada que alimenta o conjunto de indicadores. Entretanto, suas análises são estruturadas em interfaces de gerenciamento baseadas em listagens, proporcionando um conjunto ampliado de ferramentas técnicas para a identificação, análise e diagnóstico de evidências de anomalias em cada cenário específico[3].

4.1 *Dashboard* para a gestão dos ensaios periódicos:

A Fig. 6 apresenta o primeiro *dashboard* desenvolvido, com os indicadores agrupados pelo assunto relacionado aos ensaios periódicos dos equipamentos.

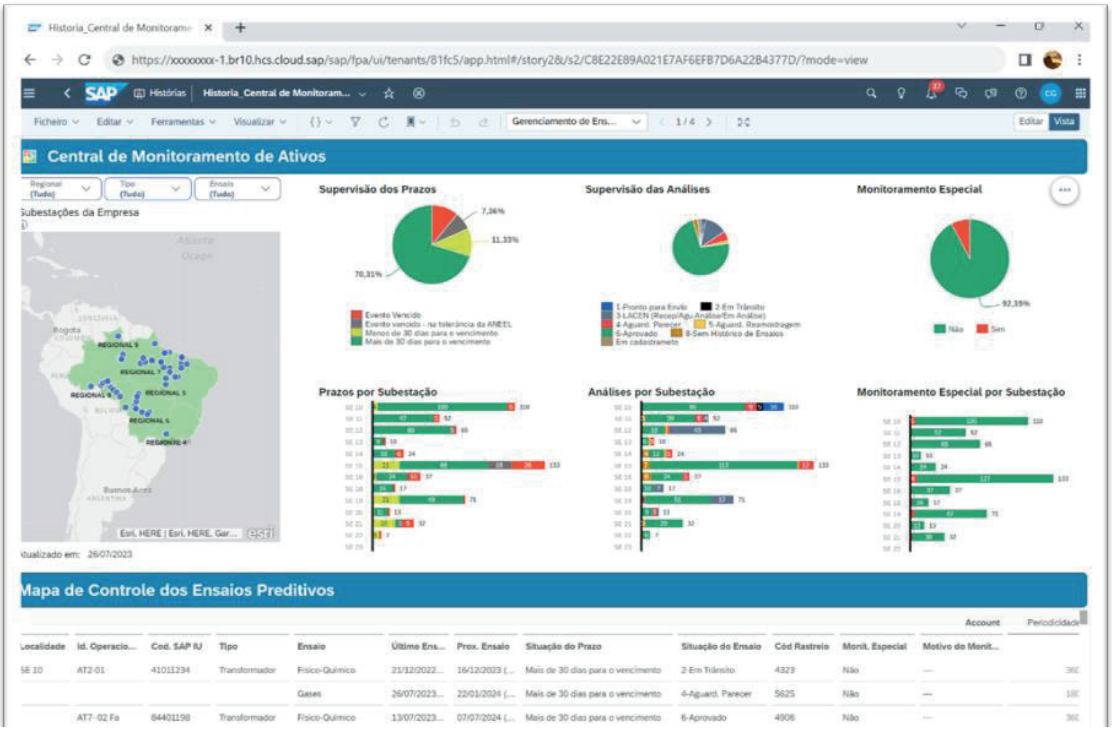


Fig. 6 – Dashboard para o Gerenciamento de Ensaios periódicos.

4.2 *Dashboard* para a gestão dos monitoramentos online:

Na Fig. 7 é mostrado o segundo dashboard criado, com os indicadores agrupados pelo assunto relacionado aos monitoramentos on-line dos equipamentos.

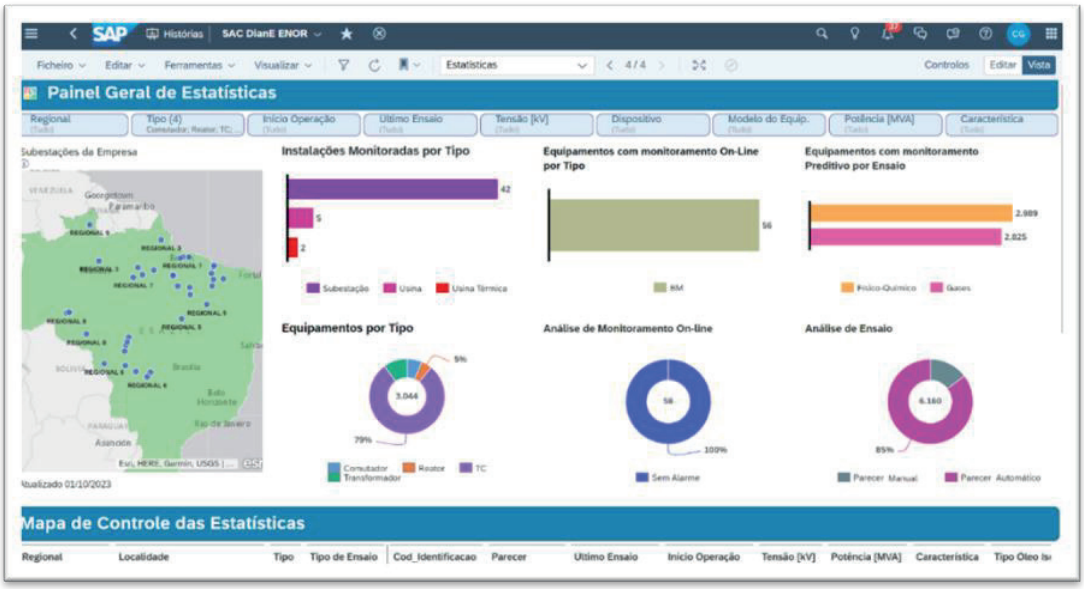


Fig. 7 – Dashboard para o Gerenciamento de Monitoramento Online.

4.3 Dashboard para a gestão de Avisos

A seguir é mostrado o terceiro dashboard desenvolvido, Fig. 8, com os indicadores agrupados pelo assunto relacionado às notificações dos equipamentos (Avisos).

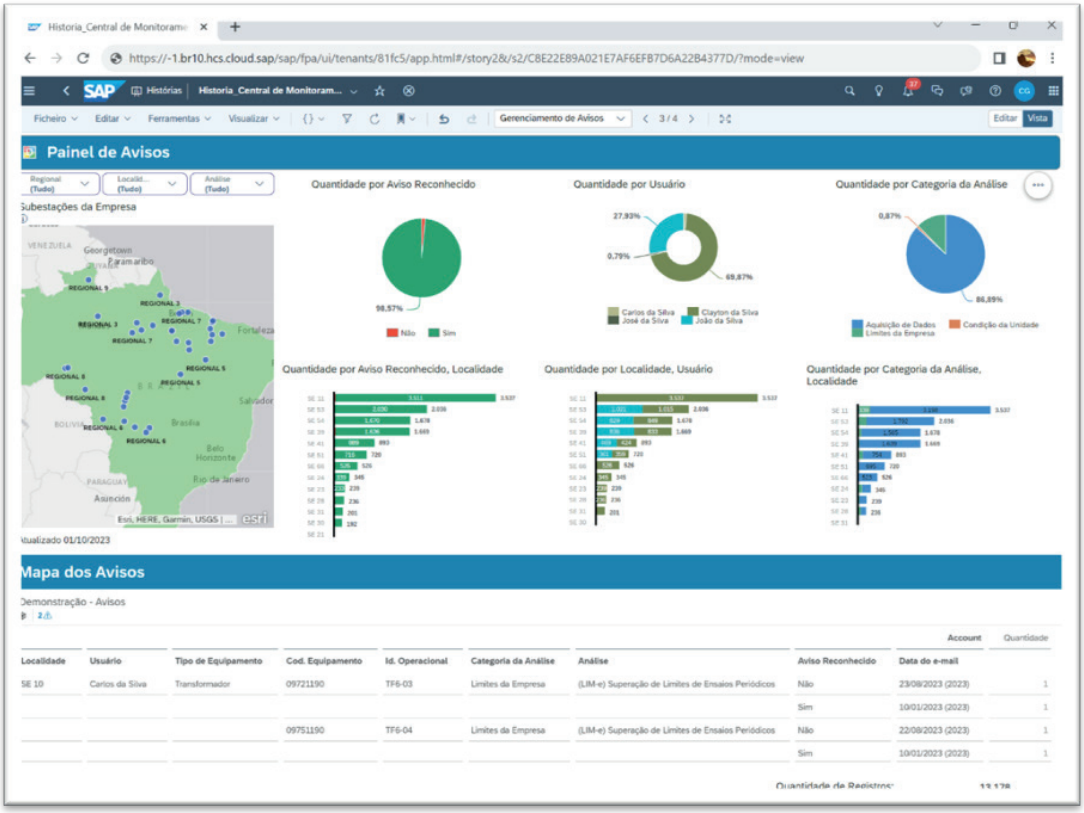


Fig. 8 – Dashboard para o Gerenciamento de Avisos.

4.4 Dashboard para a supervisão das estatísticas do sistema de gestão

Em seguida, é mostrado o quarto e último dashboard, Fig. 9, com os indicadores agrupados pelo assunto relacionado às estatísticas do sistema de gestão de ativos.

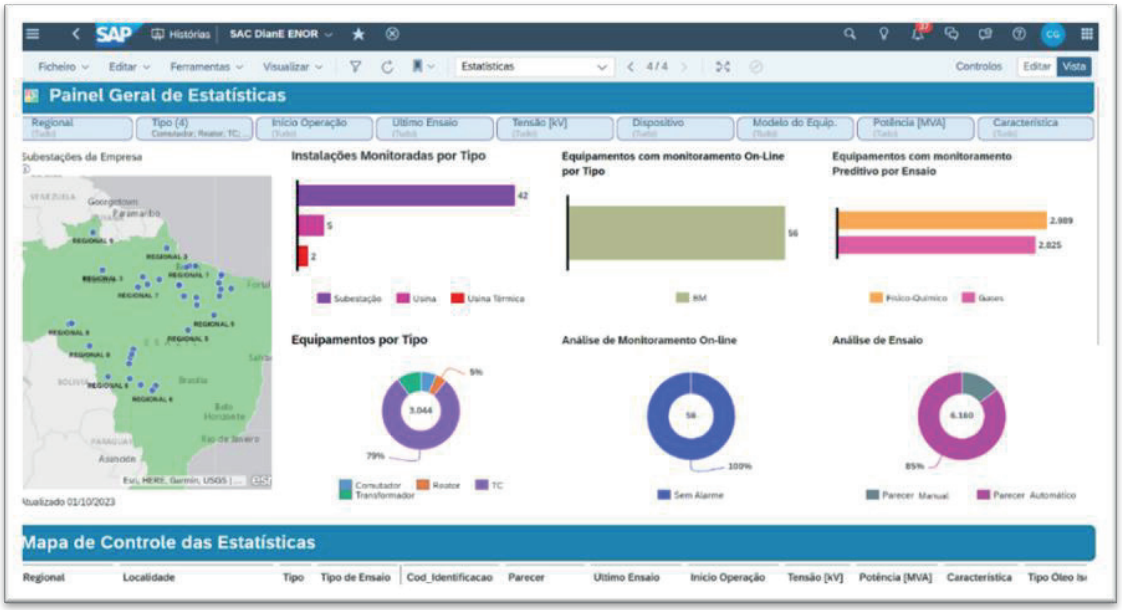


Fig. 9 – Dashboard para a Estatística do sistema.

Com todos os indicadores apresentados, as perguntas do objetivo específico foram atendidas.

Por fim, destaca-se que os dashboards foram desenvolvidos na plataforma SAP Analytics Cloud (SAC). Entretanto, outras plataformas podem ser utilizadas, por exemplo, a plataforma Power BI, Grafana e outros.

5 CONCLUSÃO

Os indicadores estatísticos de desempenho do Sistema DianE comprovam sua robustez no monitoramento e na gestão de ativos de transmissão e geração. As análises realizadas, por meio de interfaces gráficas e listagens intuitivas, capacitam os gestores a tomar decisões estratégicas com base em dados precisos, favorecendo a otimização dos processos corporativos.

As etapas iniciais de coleta, modelagem, transformação e carga de dados na nuvem resultaram na criação de uma solução eficaz, evidenciando a capacidade de converter dados brutos em informações úteis em tempo real. A integração de dados provenientes de diversas fontes, aliada à aplicação de técnicas avançadas de Engenharia de Dados, garantiu que as informações fossem relevantes e atendessem às necessidades operacionais e econômicas da organização.

A solução implementada no Centro de Monitoramento de Ativos da Eletrobras Eletronorte não apenas aprimorou a gestão de ativos, mas também impulsionou a melhoria contínua dos processos.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. https://blogs.sap.com/2020/11/18/leveraging-sap-businessobjects-data-in-sap-analytics-cloud/, acessado em 28 de novembro de 2024.
2. https://www.sap.com/brazil/products/technology-platform/cloud-analytics.html, acessado em 8 de setembro de 2024.
3. BELTRÃO, V. C. V. M. *"A EXPERIÊNCIA DA ELETRONORTE NO USO DO SISTEMA DIANE PARA GERENCIAMENTO DE ENSAIOS PREDITIVOS DE ÓLEO"*. XXV SNPTEE, 880 GTM/20. Rio de Janeiro, 2022 (Disponível em: https://xxviisnptee.com.br/its/)

Comitê de Estudos C1 – Desenvolvimento de sistemas elétricos e economia

ALINHAMENTO ENTRE AS NORMAS ISSO 22.316 E 55.001 PARA O FORTALECIMENTO DA RESILIÊNCIA ORGANIZACIONAL

M.C. ARAUJO*
Eletrobras
Brasil
marcelo.araujo@eletrobras.com

J.M. ARAUJO
ESL
Brasil
josias@engsmartlead.com.br

Resumo *– Este artigo tem como objetivo explorar como as normas ISO 22.316 e ISO 55.001 podem ser tratadas de maneira complementar por empresas que buscam aumentar sua resiliência organizacional diante de cenários de potenciais ataques cibernéticos e impactos trazidos por mudanças climáticas. O artigo se inicia tratando dos conceitos de gestão de ativos e resiliência. Em seguida, se aprofunda nas associações entre recomendações e requisitos das normas. Por fim, conclui o trabalho demonstrando a importância de um sistema de gestão integrado para a resiliência e perspectivas de estudos futuros.*

Palavras-chave: ISO 55.001– ISO 22.316 – Resiliência – Gestão de Ativos

1 GESTÃO DE ATIVOS

Desde seu início, ações são tomadas por equipes de operação e manutenção com foco em garantir a disponibilidade e confiabilidade do sistema e dos ativos que o compõem. Diversas técnicas estão consolidadas, como a análise de falhas, políticas de sobressalentes, RCM (manutenção baseada na confiabilidade), manutenções baseadas no tempo e, mais recentemente, manutenções baseadas na condição, por meio de sistemas de monitoramento de grandezas físicas.

Porém, as empresas do setor se encontram em um momento em que seu parque de ativos está envelhecido, o que se traduz em diversos desafios, como: maior probabilidade de defeitos e falhas, dificuldades de obter sobressalentes e operar e manter sistemas obsoletos. A alternativa de investimentos para modernização ou substituição de ativos existentes precisa coexistir com os custos para a expansão do sistema, tornando as análises complexas para os tomadores de decisão.

Diante desse cenário, as empresas do setor elétrico mundial vêm buscando novos modelos de gestão. Uma abordagem que vem ganhando cada vez mais força é a implantação de sistemas de gestão de ativos, onde o foco está no equilíbrio entre custos, riscos e desempenho de ativos em todo o seu ciclo de vida, desde a concepção até o eventual descarte.

Os riscos relacionados aos ativos são monetizados, de modo a, por exemplo, se determinar o momento ótimo para sua substituição, o impacto que investimentos em potencial têm na mitigação desses riscos ou, ainda, subsidiar a Alta Direção a assumir alguns dos riscos mapeados em estudos de final de vida útil.

1.1 ISO 55.001 – Uma Norma de Gestão de Ativos

Empresas de infraestrutura em diferentes setores enfrentam desafios semelhantes aos do setor elétrico. Devido a suas características distintas, o jargão técnico adotado dificultava a troca de experiências entre elas. Além disso, elas sentiam necessidade de diretrizes para melhorar seus processos, com foco na gestão de ativos.

Com a publicação da primeira versão da norma ISO 55.001 em 2014, a linguagem utilizada em estudos de caso pôde ser padronizada, facilitando a comunicação e a compreensão dos benefícios obtidos ao se adotar práticas de gestão de ativos.

A norma enfatiza a importância do alinhamento entre a estratégia empresarial e os indicadores e metas nos diferentes níveis de uma organização. A gestão de dados de ativos é a base desse modelo. O controle e eliminação de não conformidades, a disponibilidade pela Alta Direção de recursos, humanos ou financeiros, para atingir os objetivos traçados, bem como a auditoria e revisão de processos são fundamentais para que uma organização tenha sucesso em sua jornada de gestão de ativos.

2 RESILIENCIA

O termo resiliência vem sendo utilizado com frequência no setor elétrico para referir-se à capacidade de um sistema de se recuperar após eventos climáticos extremos, como inundações, secas e ondas de calor elevado. De fato, tais ocorrências vêm acontecendo de forma reiterada em diversos locais do planeta, trazendo a necessidade de adaptações às infraestruturas existentes e futuras. Entretanto, isso representa apenas uma dimensão do que torna um sistema resiliente. O tema é complexo e exige uma abordagem multidisciplinar, em uma ciência que vem sendo construída em anos recentes em diferentes ramos de conhecimento.

No setor elétrico, em outubro de 2023, o CIGRE estabeleceu a seguinte definição para Resiliência de um Sistema de Potência: “a habilidade de limitar a extensão, severidade e duração da degradação de um sistema após um evento extremo” [1]. Embora aparentemente curta, vários conceitos estão embutidos nessa frase. O conceito de severidade depende do ponto de vista dos stakeholders, podendo fazer referência tanto ao evento em si como a suas consequências. A degradação pode ser tanto da infraestrutura (ou seja, dos ativos e seus componentes) como do fornecimento do serviço de energia, que é prejudicado quando ocorrem apagões. Para cada classificação de degradação, métricas distintas de desempenho são utilizadas. Por fim, evento extremo é aquele que provoca defeitos, falhas ou redução da funcionalidade de componentes, bem como indisponibilidades aos consumidores.

O setor elétrico está passando por grandes transformações. A digitalização traz como um de seus benefícios maior observabilidade de defeitos e falhas em equipamentos e sistemas, monitorando a vida útil de ativos, o que auxilia nas tomadas de decisão das empresas. Ao mesmo tempo, abre uma brecha para que os ativos de geração e transmissão sejam alvos de ataques cibernéticos, que podem ocasionar desligamentos intempestivos, prejudicando os consumidores. Além disso, as empresas se vêm diante do desafio de implantar novos IEDs (dispositivos eletrônicos inteligentes) para modernização ou, ainda, como citado anteriormente, substituição de ativos em operação, bem como participar da implantação de novos empreendimentos.

As mudanças climáticas trazem ainda a necessidade das empresas revisitarem seus critérios de projeto e de adaptarem os ativos sob sua responsabilidade para os possíveis cenários futuros. A avaliação dos riscos climáticos, com criação de indicadores para monitoramento das ações a serem implementadas, bem como modificações em ativos, para, por exemplo, se adaptar a maiores volumes de precipitação e temperaturas mais elevadas, passam a ser fundamentais para garantir a disponibilidade dos serviços de geração e transmissão.

Ou seja, em uma visão holística, um evento extremo é um termo amplo que pode abarcar questões econômicas, sociais, climáticas, de segurança cibernética ou de governança, entre outras. Elas não podem ser tratadas de forma isolada, visto que possuem uma relação de interdependência. Uma visão de pensamento sistêmico é fundamental para integrar esses diferentes fatores, de modo a aumentar a resiliência de sistemas elétricos.

2.1 Frameworks de Resiliência e a norma ISO 22.316

De modo a tratar a resposta de sistemas elétricos a eventos extremos, surge a necessidade de frameworks de avaliação, ou *assessment*, de resiliência para infraestruturas críticas, que devem identificar os seguintes fatores nos sistemas sob análise [2]:

- **Robustez:** A capacidade de um sistema de suportar uma perturbação sem perda significativa de desempenho.
- **Redundância:** A extensão em que sistemas e elementos do sistema podem satisfazer os mesmos requisitos funcionais. Uma diversidade de caminhos (ou potencial para criar uma diversidade de caminhos) para alcançar o mesmo objetivo.
- **Capacidade de Recursos (ou *Resourcefulness*):** A capacidade de diagnosticar, priorizar e iniciar soluções para problemas; a capacidade de auto-organização, onde o feedback interno influencia o desenvolvimento; a habilidade de combinar diferentes tipos de conhecimento para lidar com mudanças e incertezas.

Um dos aspectos a serem tratados na recuperação de eventos extremos é a chamada resiliência organizacional. Segundo a norma NBR/ISO 22316:2020, é a capacidade de uma organização em absorver e se adaptar em um ambiente de mudanças para permitir que ela atinja seus objetivos e prospere [3]. Para aumentar a resiliência de uma empresa, é essencial a combinação de fatores estratégicos e operacionais. Cada empresa possui seu contexto e cultura, e a norma não estabelece uma forma única de se alcançar esse objetivo. Uma de suas recomendações é que se busque a integração de diferentes disciplinas de gestão.

3 ALINHAMENTO ENTRE GESTÃO DE ATIVOS E RESILIÊNCIA ORGANIZACIONAL

A gestão de ativos atua em todo o ciclo de vida. Nesse mesmo ciclo, os ativos estão sujeitos a eventos extremos que podem prejudicar o atingimento dos objetivos empresariais. Desse modo, buscar e implementar os pontos de convergência entre as normas existentes sobre esses temas parece um caminho natural para aumentar a resiliência e a vida útil de ativos.

A própria norma ISO 22.316 ressalta que a resiliência organizacional não é obtida por meio de práticas de gestão isoladas. Ela é "o resultado da interação de atributos e atividades, e de contribuições de outras áreas técnicas e científicas de especialização. Estas são influenciadas pela maneira como a incerteza é tratada, como as decisões são tomadas e decretadas e como as pessoas trabalham em conjunto" [3].

Cabe destacar que, enquanto a norma ISO 55.001 tem alguns requisitos (o que implica obrigatoriedade), a 22.316 tem somente recomendações (isto é, condições que convêm ser cumpridas). O artigo se propõe a identificar como ambas se complementam para aumentar a resiliência organizacional. Cada um dos subitens abaixo relacionados trata de uma cláusula na norma ISO 22.316 e comentários sobre os requisitos complementados pela ISO 55.001.

3.1 Abordagem Coordenada (item 4.2 da ISO 22.316)

Requisitos da ISO 55.001 associados:

- 5.1 – Liderança e Comprometimento

- 5.3 – Autoridades, Responsabilidades e papéis organizacionais

Este item destaca que os líderes e a Alta Direção devem estar comprometidos com o aumento da resiliência organizacional, provendo recursos, sistemas e estruturas de governança adequadas. Da mesma forma, um papel atuante é esperado das lideranças da organização para uma boa gestão de ativos. Geralmente, isso se traduz na criação de comitês interdisciplinares em diferentes níveis da organização, com reuniões periódicas para tratar de temas que têm impacto nos ativos. A resiliência seria um aspecto adicional a ser tratado dentro dessa estrutura de governança já estabelecida.

3.2 Visão compartilhada e clareza de propósito (item 5.2 da ISO 22.316)

Requisitos da ISO 55.001 associados:

- 5.2 - Política de gestão de ativos
- 6.2 - Objetivos de gestão de ativos e planejamento para o seu alcance, e seus subitens:
    - 6.2.1 Plano estratégico de gestão de ativos (SAMP)
    - 6.2.2 Objetivos da gestão de ativos
    - 6.2.3 Planejamento para o alcance dos objetivos de gestão de ativos

O propósito, visão e valores da organização devem estar claros para todos os níveis de uma empresa. Periodicamente, eles devem ser revistos para refletir mudanças nos cenários interno e externo. As metas e objetivos corporativos devem estar alinhados com a visão.

Um sistema de gestão de ativos deve estar alinhado à estratégia empresarial. Isso se comprova por meio de uma Política de Gestão de Ativos e de um SAMP (sigla em inglês para Plano Estratégico de Gestão de Ativos). Esses documentos são divulgados para toda a organização, de modo que os profissionais possam compreender como suas atividades podem impactar nos resultados e no desempenho dos ativos. Assim, uma companhia com boas práticas de gestão de ativos já cobriria essa recomendação da ISO 22.316.

3.3 Compreensão e influência do contexto (item 5.3 da ISO 22.316)

Requisitos da ISO 55.001 associados:

- 4.1 – Entendimento da organização e seu contexto
- 4.2 – Entendimento das necessidades e expectativas das partes interessadas

A norma ISO 55.001 trouxe para as organizações a necessidade de se conhecer o contexto interno e externo. Isso pode ser feito por meio de estudos de cenários futuros e análises SWOT (sigla em inglês para Forças, Fraquezas, Oportunidades e Ameaças). Desse modo, uma empresa pode direcionar suas ações prioritárias para ciclos futuros, considerando aquilo que os stakeholders (ou partes interessadas) entendem trazer valor para a organização e seus ativos. Com a perspectiva de mudanças climáticas e digitalização de sistemas, o impacto de eventos extremos nessas áreas passa a ser visto com preocupação pelos stakeholders, que passam a ver valor em ações de mitigação que possibilitem que o sistema elétrico se recupere mais rapidamente.

3.4 Liderança eficaz e empoderada (item 5.4 da ISO 22.316)

Requisitos da ISO 55.001 associados:

- 5.1 – Liderança e Comprometimento
- 5.3 – Autoridades, Responsabilidades e papéis organizacionais

A liderança deve estar preparada para coordenar as ações mesmo em momentos de incerteza e disrupções provocadas por eventos extremos. Estes últimos são enquadrados na literatura como eventos HILP (sigla em inglês para Alto Impacto e Baixa Probabilidade). Portanto, as lideranças devem ser preparadas, adaptáveis e comprometidas em aumentar a resiliência organizacional. Deve ser estimulada uma cultura de compartilhamento de lições aprendidas tanto com ações que tiveram êxito como aquelas que falharam em solucionar situações de contingência, buscando melhorias nos processos.

A ISO 55.001 tem relação direta com essa recomendação, pois é esperado que os líderes promovam a melhoria contínua e que comuniquem a importância de uma gestão de ativos eficaz. Da mesma forma, para que a resiliência possa fazer parte do cotidiano dos profissionais, é necessária uma forte atuação dos líderes. É fundamental que pessoas em todos os níveis sejam empoderadas para que possam tomar decisões para aumentar a resiliência organizacional.

3.5 Uma cultura de apoio à resiliência organizacional (item 5.5 da ISO 22.316)

Requisitos da ISO 55.001 associados:

- 7.2 - Competência
- 7.3 – Conscientização
- 7.4 – Comunicação

Tão importante quanto ter regras e diretrizes voltadas para o aumento da resiliência organizacional é que isso seja parte integrante da cultura de uma empresa. Ações constantes de comunicação da importância do tema e como isso impacta o dia a dia são essenciais para engajar as pessoas e fomentar uma cultura, tanto de gestão de ativos, como de resiliência. Os riscos inerentes às atividades executadas e aos ativos devem ser de amplo conhecimento e as diretrizes devem estar claras para todos. Além disso, os colaboradores devem receber a capacitação adequada para contribuir com o aumento da resiliência.

3.6 Informação e conhecimento compartilhados (item 5.6 da ISO 22.316)

Requisitos da ISO 55.001 associados:

- 7.4 – Comunicação
- 7.5 – Informação documentada
- 7.6 – Dados e informação
- 7.7 - Conhecimento

O conhecimento sobre práticas que aumentam a resiliência organizacional deve ser compartilhado em tempo hábil em todos os níveis da organização e com todas os *stakeholders*, valorizando o aprendizado contínuo. Para que isso seja possível, as documentações produzidas devem ser mantidas atualizadas, com controle de versão, armazenadas em locais seguros e acessíveis a todos. Sistemas informatizados, que utilizam dados estruturados ou não, tem um importante papel para que esse objetivo seja alcançado. Os dados de interesse para os diferentes stakeholders devem ser mapeados, com processos bem estabelecidos de coleta, utilização, armazenamento e descarte.

3.7 Disponibilidade de Recursos (item 5.7 da ISO 22.316)

Requisitos da ISO 55.001 associados:

- 7.1 – Recursos

Esses itens em ambas as normas estão diretamente relacionados. Tratam da disponibilidade de recursos humanos, financeiros, tecnológicos e de informação para atingir os objetivos corporativos.

3.8 Desenvolvimento e coordenação de disciplinas de gestão (item 5.8 da ISO 22.316)

Esse item não tem uma correspondência explícita com a ISO 55.001. Porém, ele recomenda que uma organização identifique as disciplinas de gestão que podem contribuir para a resiliência. A complementariedade entre elas auxilia na adaptação a mudanças e na recuperação pós-eventos extremos. Em seu anexo A, a norma ISO 22.316 relaciona os diferentes sistemas de gestão que podem apoiar a resiliência. Destas, pode-se destacar:

- Gestão de ativos;
- Gestão de continuidade de negócios;
- Gestão de crise;
- Gestão de segurança cibernética;
- Gestão de emergências;
- Gestão de Riscos.

3.9 Apoio à melhoria contínua (item 5.9 da ISO 22.316)

Requisitos da ISO 55.001 associados:

- 10 – Melhoria e seus subitens:
  - 10.1 Melhoria contínua
  - 10.2 Não conformidade e ação corretiva
  - 10.3 Ação preditiva

É uma boa prática que as organizações monitorem seu desempenho e de seus sistemas de gestão de forma contínua, identificando oportunidades de melhoria em seus processos. Auxiliando no aumento da resiliência, a ISO 55.001 traz o tratamento de não conformidades identificadas durante auditorias internas e externas. As ações corretivas sugeridas pelos auditores são trazidas para análise crítica pela Alta Direção e podem acarretar revisões nos sistemas de gestão estabelecidos.

3.10 Capacidade de antecipar e gerenciar mudanças (item 5.10 da ISO 22.316)

Requisitos da ISO 55.001 associados:

- 4.5 – Tomada de decisões da gestão de ativos
- 6.3 – Planejamento de mudanças
- 8.2 – Controle de mudanças

A ISO 55.001 fala na necessidade de se planejar as mudanças a serem feitas nos ativos, tratando os riscos inerentes a elas. Por outro lado, para a resiliência, além disso, uma organização deve antecipar e responder às mudanças (uma vez que elas podem acontecer de forma abrupta). Para que isso seja possível, processos que monitorem fatores que contribuem para a resiliência organizacional devem ser estabelecidos, auxiliando nas tomadas de decisão.

A versão 2024 da ISO 55.001 estabelece como requisito que uma organização tenha e aplique um framework para a tomada de decisões, com critérios bem definidos, baseadas em análise de riscos. Tal *framework* pode contribuir para a resiliência organizacional, ao considerar os efeitos e ações mitigatórias pós eventos

extremos. Os riscos devem ser reavaliados periodicamente, para que mudanças de contexto sejam incorporadas aos modelos de análise de risco e criticidade.

3.11 Requisitos organizacionais (item 6.2 da ISO 22.316)

Subitens respectivos:

- 6.2.1 – Generalidades
- 6.2.2 – Determinação de lacunas

Requisitos da ISO 55.001 associados:

- 9.2 – Auditoria interna e seus subitens:
  - 9.2.1 Geral
  - 9.2.2 Programa de auditoria interna

A Alta Direção estabelece os objetivos e diretrizes para a resiliência organizacional. Planos e indicadores são estabelecidos para monitorar o desempenho empresarial. Uma avaliação inicial (ou *assessment*) é o primeiro passo para diagnosticar em que estágio se encontra a resiliência de uma companhia. Periodicamente, auditorias internas devem ser realizadas para identificar lacunas nos processos e ações de melhoria. A ISO 55.001 deixa claro que os critérios devem estar bem definidos e que os auditores devem ser isentos em suas análises. Além disso, quaisquer não conformidades devem ser devidamente documentadas.

Conforme citado anteriormente, a ISO 22.316 traz recomendações, não obrigatoriedades. Porém, cada companhia estabelece os indicadores e processos que considera relevantes para sua resiliência e auditorias internas devem identificar se as diretrizes internas estão sendo seguidas.

3.12 Monitoramento e avaliação (item 6.3 da ISO 22.316)

Subitens respectivos:

- 6.3.1 – Métodos e processos
- 6.3.2 – Análise crítica

Requisitos da ISO 55.001 associados:

- 9.1 – Monitoramento, medição, análise e quantificação
- 9.2 – Auditoria interna
- 9.3 – Análise crítica pela alta direção
- 10 – Melhoria

A resiliência organizacional, assim como a gestão de ativos, não deve ser vista como um projeto, mas sim como um processo contínuo em busca de aperfeiçoamento. Desse modo, os resultados de monitoramentos de desempenho devem ser analisados de forma aprofundada por especialistas, que irão propor planos de ação para eliminar lacunas mapeadas em auditorias internas e externas. Essas propostas serão tratadas em reuniões de análise crítica pela Alta Direção, que deve considerar as análises em conjunto com auditorias oriundas de outros sistemas de gestão, como, por exemplo, análises de incidentes, planejamento estratégico, quase acidentes e conformidade regulatória [3].

3.13 Relatórios (item 6.4 da ISO 22.316)

Requisitos da ISO 55.001 associados:

- 7.5 – Informação Documentada
- 7.6 – Dados e informação
- 9.1 – Monitoramento, medição, análise e quantificação
- 9.2 – Auditoria interna

Os resultados do monitoramento do desempenho do sistema de gestão devem ficar registrados em relatórios ou atas de reunião. Cabe à Alta Direção utilizar essa documentação para avaliar a resiliência organizacional e estabelecer os planos de ação para aumentá-la.

A relação entre as normas e suas cláusulas está representada no diagrama esquemático nas Figura 01, 02 e 03, onde, no topo de cada coluna está um item da ISO 22.316 e, na célula abaixo, os respectivos requisitos da ISO 55.001 associados:



Figura 01: ISO 22.316 versus ISO 55.001. Fonte: Do autor



Figura 02: ISO 22.316 versus ISO 55.001. Fonte: Do autor

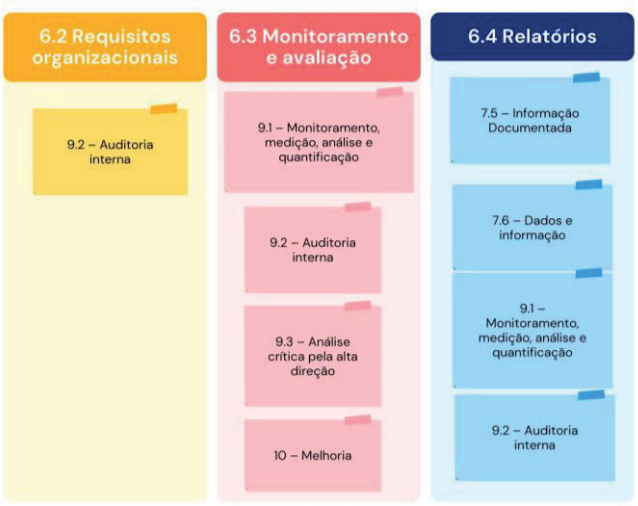


Figura 03: ISO 22.316 versus ISO 55.001. Fonte: Do autor

4 CONCLUSÃO

A digitalização de sistemas e as alterações climáticas inserem as empresas do setor elétrico em um cenário distinto daquele para o qual o sistema de potência foi projetado. Embora as organizações venham buscando melhorar seus resultados por meio da implantação de sistemas, ou modelos, de gestão de ativos, isso pode não ser suficiente para os desafios futuros. Além da utilização de novas tecnologias, é fundamental que a organização, seus processos e pessoas internalizem uma cultura de resiliência organizacional, integrando práticas que já fazem parte de seu cotidiano com novas considerações e metodologias. A implantação de um sistema de gestão integrado é um dos fatores considerados pela ISO 22.316 como relevantes para aumentar a resiliência organizacional, e este artigo buscou demonstrar como os requisitos e recomendações das normas contribuem para isso. A Alta Direção, como é usual, deve direcionar as ações e planos para atingir esse objetivo, com uma visão global dos pontos de melhoria identificados em auditorias internas e reuniões de análise crítica. Trabalhos futuros sobre o tema de resiliência em sistemas elétricos podem estudar metodologias de avaliação de maturidade e implementações de técnicas e tecnologias que visam ampliar essa característica.

5 REFERÊNCIAS

[1] CIGRE Science and Engineering Magazine, número 30, Out 2023
[2] N.M. AFGAN, “Resilience of Sustainable Power Plant Systems in Catastrophic Events”, Rosedog Books, 2016
[3] NBR ISO 22316:2020, Jun 2020
[4] NBR ISO 55.001:2024, Ago 2024

Comitê de Estudos – C1 – Desenvolvimento de sistemas elétricos e economia

EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL DOS PROCEDIMENTOS PARA A DETERMINAÇÃO DOS VOLUMES E LOCALIZAÇÕES DAS FONTES DE GERAÇÃO EM LEILÕES DE CONFIABILIDADE ELÉTRICA.

Victor RIBEIRO*
Thymos Energia
Brasil
victor.ribeiro@thymosenergia.com.br

João MELLO
Thymos Energia
Brasil
jmello@thymosenergia.com.br

Jovânio Santos
Thymos Energia
Brasil
jovanio.santos@thymosenergia.com.br

Adriana OLIVEIRA
Thymos Energia
Brasil
adriana.oliveira@thymosenergia.com.br

Resumo *– O presente artigo apresenta sugestões para aprimorar a confiabilidade e a resiliência do Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil, com base em práticas internacionais do PJM (EUA), AEMO (Austrália) e Alemanha. É apresentada a sugestão de monitoramento do Índice de Curto-Circuito (SCR) e potência reativa e consideração desses índices como sinalizadores de localização para a realização de leilões de confiabilidade de energia.*

Palavras-chave: Short Circuit Ratio (SCR), potência reativa, confiabilidade

1 INTRODUÇÃO

Nesta seção, é apresentada uma contextualização didática sobre a necessidade da utilização de novas métricas de monitoramento de robustez no Sistema Interligado Nacional (SIN). E ao final, uma visão geral das sugestões trazidas por este artigo.

1.1 Uma introdução didática

A título de uma introdução didática, os sistemas elétricos de potência são similares a uma montanha-russa: os carrinhos representam os elétrons que transportam a energia, enquanto os trilhos simbolizam os sistemas de transmissão. Para garantir a estabilidade tanto dos carrinhos quanto da montanha-russa (o sistema elétrico), é essencial que os trilhos estejam perfeitamente alinhados.

Para que a montanha-russa funcione de maneira adequada, é fundamental realizar um monitoramento contínuo, identificando eventuais trilhos desgastados ou desalinhados ao longo do percurso. Alguns trilhos podem estar enfraquecidos ou mais finos, enquanto outros podem apresentar pequenas variações de altura. À medida que esses problemas se acumulam em diferentes pontos, o risco de acidentes aumenta, podendo levar ao descarrilamento dos carrinhos ou até ao colapso total da montanha-russa.

Dessa forma, para que não ocorram acidentes e para o correto funcionamento da montanha-russa (sistema elétrico), são necessários trabalhadores para ajustar a inclinação dos trilhos para evitar grandes desalinhamentos. Após a redução desses grandes desalinhamentos, é necessário também ajustes finos na inclinação dos trilhos, para que se atinja a velocidade adequada dos carrinhos.

No contexto dos sistemas elétricos, os trabalhadores da montanha-russa do exemplo didático são equivalentes ao controle de reativos. Quando utilizamos energia elétrica, o consumo pode fazer com que a "altura" (tensão) dos trilhos varie. Para garantir o bom funcionamento, é necessário o ajuste dessa altura por meio da corrente reativa.

Quando a corrente reativa é insuficiente, a tensão pode cair excessivamente, impedindo que os carrinhos (elétrons) subam a montanha-russa. Por outro lado, o excesso de corrente reativa pode aumentar demasiadamente a tensão, tornando a descida perigosa e instável. Portanto, o controle de reativos mantém a "altura" ideal dos trilhos, garantindo o fluxo adequado de eletricidade.

E pode ocorrer a situação em que alguns trilhos da montanha-russa estejam mais finos e enfraquecidos. No contexto dos sistemas elétricos, esses pontos representam áreas com níveis baixos de Short Circuit Ratio (SCR). O SCR é como se fosse uma medida de quão fortes e estáveis estão os trilhos.

Quando a montanha-russa (sistema elétrico) possui muitos trilhos fracos (baixo SCR), ela se torna instável, e os problemas de tensão aumentam, colocando o funcionamento da montanha-russa (sistema elétrico) em risco.

No contexto dos sistemas elétricos, uma elevada penetração das fontes solar e eólica reduz os níveis de SCR, tornando o suporte de tensão mais complexo. Isso porque essas fontes utilizam inversores eletrônicos, com capacidade limitada de fornecer corrente reativa em comparação com os geradores síncronos convencionais, como as hidrelétricas e termelétricas.



Fig. 1– Exemplo didático SCR

Em outras palavras, no modelo atual de expansão e integração de fontes solares e eólicas, essas fontes não contribuem significativamente para a corrente de curto-circuito (elevação do SCR). Isso pode dificultar a detecção de falhas e o funcionamento dos sistemas de proteção, que geralmente dependem de correntes de falha elevadas, típicas em sistemas com geradores síncronos.

No exemplo didático da montanha-russa mencionado anteriormente, é como se as fontes solar e eólica adicionassem mais trilhos fracos ao percurso, ou impedissem que esses trilhos fracos fossem substituídos pelos trabalhadores da montanha-russa - que no contexto do setor elétrico são os geradores síncronos, como por exemplo, as hidrelétricas e termelétricas, que ajudam a fortalecer e estabilizar a rede elétrica (os trilhos da montanha-russa).

Adicionalmente, diante um nível muito elevado de penetração de fontes solar e eólica, surge a necessidade de expandir e reforçar a infraestrutura de transmissão para suportar a variabilidade da geração e lidar com a distribuição geográfica dessas fontes. Contudo, apesar da maior expansão dos ativos de transmissão, o problema fundamental de baixa capacidade de suporte reativo permanece.

É nesse momento que surge o *curtailment* — a necessidade de reduzir a produção solar e eólica para garantir a segurança do sistema, quando há excesso de geração e o sistema não está preparado para absorver essa energia de forma segura, devido à baixa capacidade de suporte de potência reativa, resultando em um baixo Short-Circuit Ratio (SCR) e menor robustez da rede.

No contexto da analogia da montanha-russa, seria como se muitos carrinhos fossem colocados na pista ao mesmo tempo, mas os trilhos não estivessem suficientemente fortes ou bem alinhados para suportar essa quantidade adicional. No sistema elétrico, isso significa que, com a entrada massiva de energia solar e eólica, os níveis de Short Circuit Ratio (SCR) diminuem, tornando o sistema mais vulnerável.

A figura abaixo apresenta um mapa de calor dos níveis de penetração média mensal da geração eólica e solar por hora no ano de 2023, no subsistema Nordeste. Os índices de penetração alcançam valores entre 83% e 86% no período das 08h às 09h, especialmente nos meses de junho a outubro.

Este é um exemplo que destaca a necessidade de monitoramento em tempo real dos níveis de SCR. Com a alta participação de fontes eólicas e solares e a consequente redução de geradores síncronos (como hidrelétricas e termelétricas), o SCR tende a ser mais baixo, devido à menor contribuição para a corrente de curto-circuito.

Isso pode dificultar a detecção de falhas, comprometer os sistemas de proteção e aumentar o risco de instabilidade de tensão e problemas na rede elétrica.No contexto do Sistema Inteligado Nacional (SIN), os índices de penetração solar e eólica no Nordeste entre 83% e 86% no período das 08h às 09h, especialmente nos meses de junho a outubro do ano de 2023. A Fig. 2 ilustra.

Solar + Eólica NE	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
dez/23	70,4%	72,7%	73,4%	73,4%	73,5%	74,0%	76,1%	78,7%	79,2%	79,1%	78,9%	78,9%	78,4%	76,8%	74,1%	70,7%	66,2%	61,0%	59,5%	61,5%	63,1%	63,9%	64,9%	67,3%
nov/23	66,4%	68,4%	69,9%	71,0%	71,9%	73,6%	77,5%	80,1%	80,5%	80,6%	80,2%	80,0%	79,2%	77,7%	75,0%	71,4%	65,2%	58,5%	58,2%	60,2%	61,0%	60,9%	61,6%	63,6%
out/23	77,2%	79,2%	80,7%	81,7%	81,7%	82,4%	84,4%	85,6%	85,6%	85,4%	84,9%	84,4%	83,8%	82,1%	79,8%	75,7%	69,4%	64,1%	64,5%	66,6%	67,9%	68,6%	70,3%	73,1%
set/23	77,1%	78,2%	78,5%	79,5%	79,9%	80,5%	82,3%	84,2%	84,4%	84,5%	84,3%	84,1%	83,8%	82,6%	80,3%	77,0%	72,1%	67,2%	66,9%	68,8%	69,9%	70,7%	72,4%	74,5%
ago/23	77,3%	78,8%	79,2%	79,6%	79,5%	80,0%	81,0%	83,8%	85,0%	84,9%	84,2%	83,4%	82,5%	80,6%	78,6%	76,1%	71,2%	65,4%	65,6%	68,4%	70,3%	71,4%	72,7%	74,7%
jul/23	79,5%	81,2%	81,8%	82,2%	82,2%	82,0%	82,4%	84,2%	86,0%	86,5%	86,3%	85,7%	84,6%	81,9%	79,9%	77,3%	72,8%	67,1%	67,2%	70,1%	72,1%	73,3%	74,6%	76,9%
jun/23	77,4%	79,3%	79,6%	79,8%	79,7%	79,7%	80,3%	82,1%	83,6%	84,0%	83,6%	83,0%	82,0%	79,7%	77,6%	74,9%	69,5%	63,2%	64,2%	67,5%	69,6%	70,9%	71,9%	73,8%
mai/23	72,5%	75,0%	75,8%	75,8%	75,6%	75,5%	76,1%	78,0%	79,5%	79,6%	78,8%	77,1%	75,1%	72,5%	68,9%	64,7%	59,0%	54,3%	57,5%	61,5%	64,0%	66,1%	67,6%	69,4%
abr/23	65,3%	67,5%	69,4%	69,8%	69,5%	69,5%	70,6%	72,8%	74,3%	73,3%	71,3%	69,3%	67,3%	65,3%	62,6%	58,1%	52,4%	48,0%	50,9%	54,9%	57,6%	59,2%	61,3%	63,1%
mar/23	68,6%	72,8%	75,7%	75,7%	75,1%	74,7%	74,6%	76,3%	77,6%	76,5%	73,5%	70,7%	67,8%	65,4%	63,9%	62,4%	60,1%	56,4%	55,7%	58,6%	60,6%	61,9%	63,5%	65,5%
fev/23	64,1%	65,2%	66,3%	66,6%	66,1%	65,7%	66,3%	70,1%	72,2%	71,2%	69,0%	67,1%	65,7%	64,7%	63,9%	63,9%	62,9%	59,5%	57,5%	58,7%	60,0%	61,0%	61,8%	63,0%
jan/23	59,0%	60,3%	61,3%	61,3%	60,6%	60,5%	61,7%	65,9%	68,0%	66,8%	64,9%	63,7%	63,2%	62,6%	62,0%	61,6%	60,0%	56,0%	53,5%	53,8%	54,7%	55,1%	55,7%	57,1%

Fig. 2– Níveis de penetração horária por mês no ano de 2023 [1]

Isso acontece porque, no cenário atual, as fontes solar e eólica utilizam inversores eletrônicos que contribuem pouco para a corrente de curto-circuito, reduzindo a robustez da rede e dificultando a detecção de falhas e o funcionamento dos sistemas de proteção. Além disso, a entrada de grandes volumes de energia solar e eólica, sem o controle adequado de potência reativa, provoca variações de tensão que o sistema pode não conseguir estabilizar. Como as fontes eólica e solar têm uma capacidade limitada de fornecer suporte de potência reativa, o sistema enfrenta dificuldades em manter a tensão estável, o que força o desligamento de algumas usinas para evitar danos à rede, resultando na necessidade de curtailment.

Portanto, para permitir o crescimento sustentável das fontes solar e eólica, será necessário, nos próximos anos, investir em equipamentos e sistemas específicos para medir o SCR em tempo real, como já ocorre no PJM, AEMO (Austrália) e National Grid (Grã-Bretanha). Esses sistemas poderão auxiliar na recomendação de contratação, via leilões de capacidade, de fontes de geração que aumentem os níveis de SCR nas áreas mais necessitadas do sistema.

1.2 Visão geral deste artigo

A seção didática anterior introduziu o conceito de monitoramento de redes fracas, também conhecidas como redes de baixa impedância. As redes fracas podem ser descritas em três perspectivas diferentes em relação a um sistema de energia dominado por recursos baseados em inversores (IBR) (Figura ao lado)

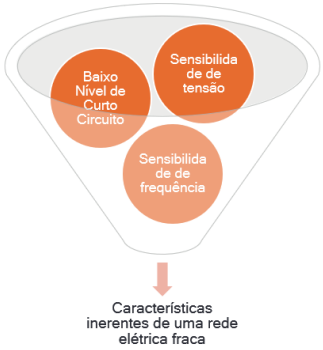


Fig. 3– Características de uma rede fraca [2]

Uma rede fraca também pode ser definida como tendo alta sensibilidade à tensão e frequência, juntamente com baixo nível de Short Circuit Ratio (SCR). A rede fraca e sua relação com o controle de IBRs se baseiam no fato de que um IBR injeta corrente controlada na rede. Os IBRs são conversores de fonte de tensão, mas vistos pela rede como fontes de corrente. Portanto, em redes fracas, quando ocorre uma perturbação ou pequenas variações na carga ou em dispositivos de comutação, a tensão será altamente sensível a pequenas mudanças na injeção de corrente e levará a grandes variações na tensão ou na taxa de variação da tensão.

Além disso, a taxa de variação da frequência pode aumentar em uma rede fraca. Portanto, ao definir um cenário de rede fraca com o comportamento de IBR, alta sensibilidade à tensão, alta sensibilidade à frequência e baixa Capacidade de Curto-Circuito (SCR) podem estar presentes ao mesmo tempo ou não, dependendo do sistema. Quando essas mudanças ocorrem em uma rede fraca, os laços de controle rápido do IBR podem se tornar instáveis.

Neste sentido, o presente artigo tem como objetivo apresentar uma contribuição de procedimento de monitoramento do SCR como referência para determinação da localização da implantação de novos empreendimentos de geração.

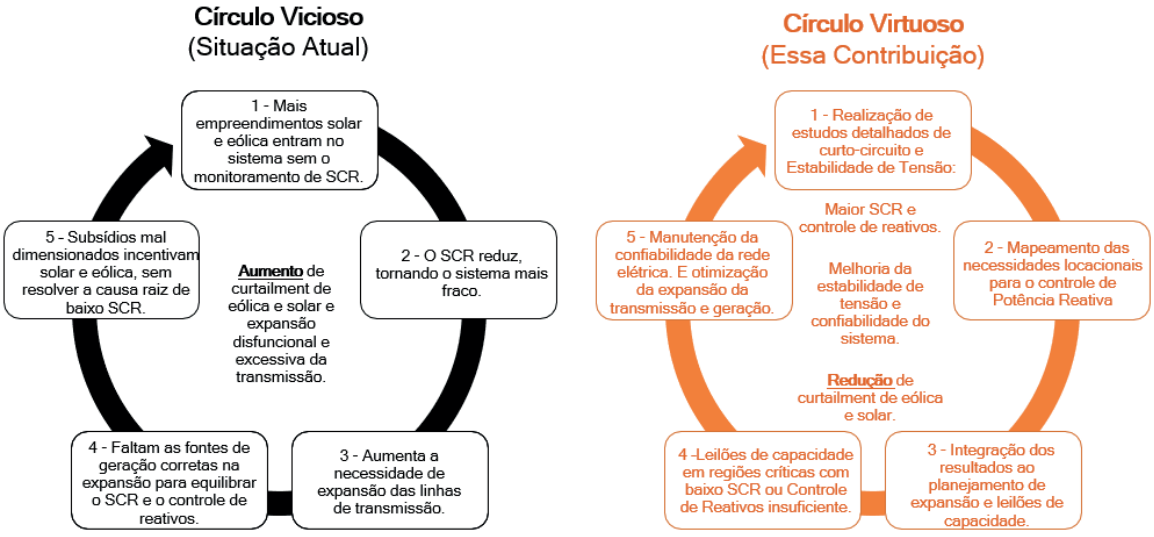


Fig. 4– Atual círculo vicioso e sugestões para círculo virtuoso

2 EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

Nesta seção são apresentadas as práticas de três operadores de sistemas elétricos: Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection (PJM), Australian Energy Market Operator (AEMO) e Amprion.

O PJM é um operador regional de transmissão (RTO) que gerencia a rede elétrica em partes do leste dos Estados Unidos. Sua área de atuação abrange 13 estados e o Distrito de Columbia. A carga média mensal na área do PJM é de cerca de 100.000 MW, cerca de 24% acima da carga média do SIN.

Por sua vez, o AEMO é o operador do mercado de energia da Austrália, responsável pela gestão dos mercados de eletricidade e gás natural no país. A carga média mensal na área do PJM é de cerca de 25.000 MW, cerca de 73% da carga média do SIN.

E por fim, a Amprion é uma das principais operadoras de rede de transmissão de energia elétrica na Alemanha. Sua área de atuação abrange o oeste e o sudoeste da Alemanha, incluindo regiões altamente industrializadas, como a Renânia do Norte-Vestfália, uma das maiores concentrações industriais da Europa. A Amprion gerencia uma carga total de aproximadamente 22,8 GW aproximadamente ¼ da carga total do Brasil em uma extensão territorial cerca de 200 vezes menor do que é atendida pelo SIN no Brasil.

2.1 PJM

Na Fig. 5 abaixo, é ilustrado um diagrama que representa os resultados de simulações para o cálculo do SCR para três redes, com suas respectivas áreas de interligação mostradas como regiões sobrepostas no diagrama. As categorias de SCR para cada seção em uma rede aparecem nas regiões trapezoidais ou decagonais.

A pontuação interna de SCR é a pontuação interna da rede. As áreas da Rede A têm SCR elevado, com exceção de uma seção. A Rede B apresenta uma mistura de pontuações baixas e altas de SCR. Todas as áreas da Rede C têm SCR elevado.

As interseções entre as redes com níveis de SCR baixo (rede fraca), são os pontos de prioridade para aumento de potência reativa.

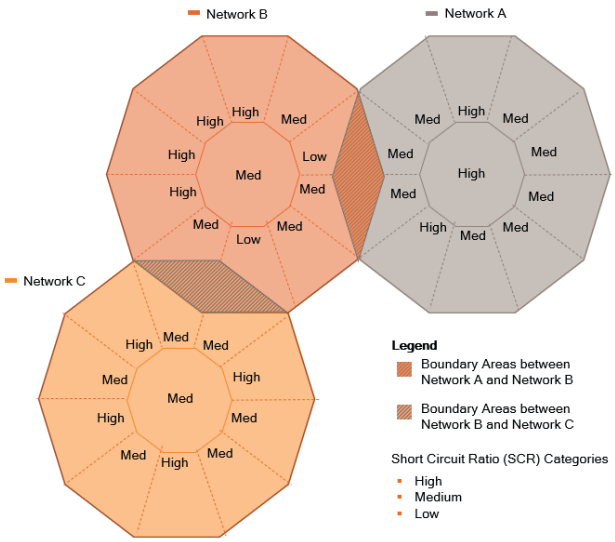


Fig. 5– Níveis de penetração horária por mês no ano de 2023 [2]

2.2 Amprion

Uma iniciativa de destaque em avaliação na Alemanha é a implementação de leilões de reserva estratégica que contemplam usinas termelétricas híbridas, utilizando gás natural e hidrogênio. Essa proposta visa não apenas garantir a capacidade energética necessária para a estabilidade da rede, mas também ampliar a oferta de serviços ancilares essenciais, como controle de frequência e regulação de tensão.

Além disso, esses leilões visam promover um modelo integrado que combine produtos de capacidade com serviços ancilares, contribuindo para uma maior resiliência do sistema elétrico. Um ponto-chave na avaliação é o dimensionamento da inércia necessária para sustentar o sistema elétrico durante oscilações e interrupções. Esse modelo utiliza análises de curto-circuito para identificar os pontos mais adequados da rede para a instalação dessas termelétricas, assegurando a máxima eficiência na integração ao sistema. A Figura 6 abaixo ilustra

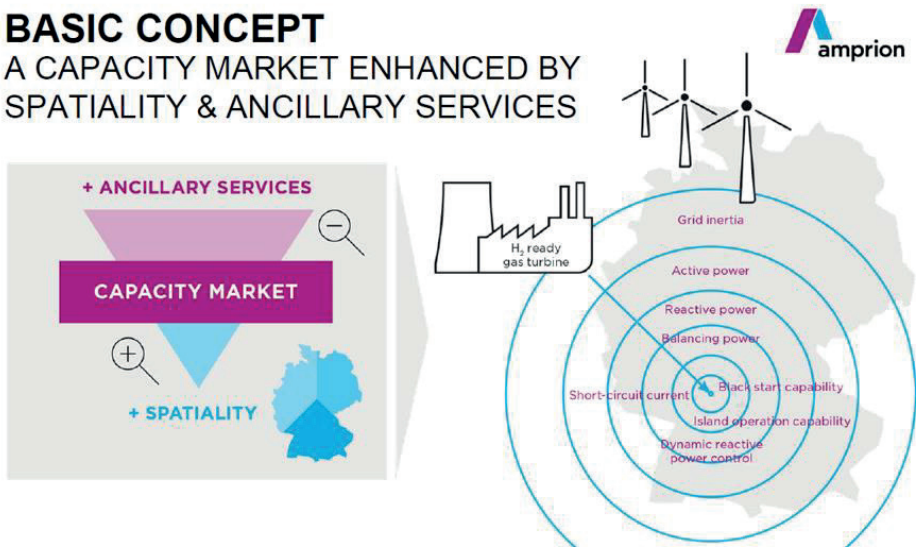


Fig. 6– Níveis de penetração horária por mês no ano de 2023 [3]

2.3 AEMO

A AEMO monitora as chamadas “deficiências ativas”. As deficiências ativas são insuficiências identificadas na Robustez, Inércia e NSCAS:

Robustez do Sistema (System Strength): Relaciona-se à capacidade do sistema de manter a tensão estável diante de distúrbios. A redução da robustez do sistema pode levar a problemas de controle de tensão e dificuldade em operar com segurança sob condições de alta penetração de renováveis.

Inércia: A inércia é fornecida atualmente por geradores síncronos das termelétricas e proveem a importante função de resistir a mudanças rápidas na frequência após um distúrbio. A falta de inércia aumenta a vulnerabilidade do sistema a variações de frequência, tornando-o mais suscetível a blecautes.

NSCAS (Network Support and Control Ancillary Services): São serviços ancilares necessários para apoiar o controle do sistema e garantir sua operação dentro de parâmetros seguros. Deficiências em NSCAS indicam que o sistema carece de recursos suficientes para apoiar a estabilidade de frequência, tensão e resposta a eventos inesperados.

O AEMO utiliza uma combinação de tecnologias para medir e avaliar a necessidade de inércia no sistema elétrico, como modelos de simulação, medidores de qualidade de energia, Phasor Measurement Unit (PMUs), Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) e Energy Managment System (EMS), que monitoram e analisam em tempo real a frequência, estabilidade e comportamento dos geradores na rede.

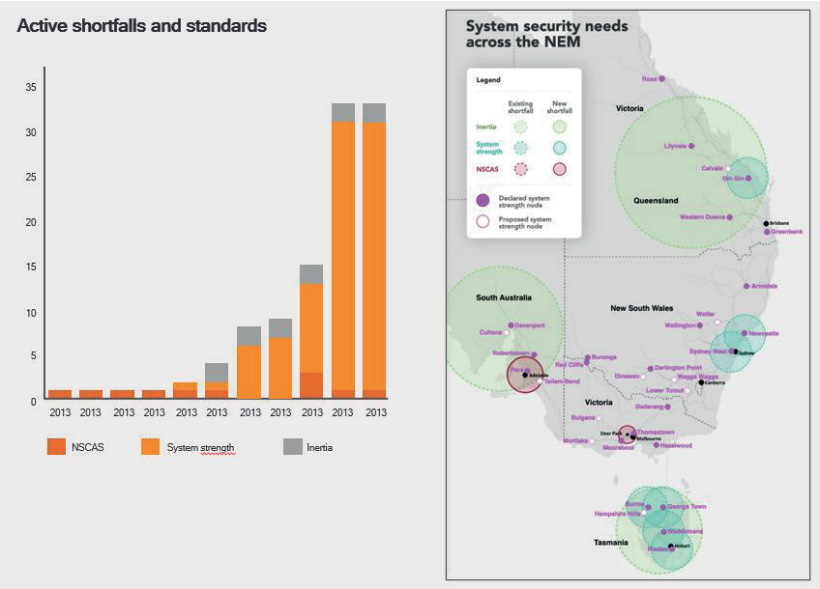


Fig. 7– Níveis de penetração horária por mês no ano de 2023 [4]

3 CONCLUSÕES

Conforme exposto nas seções anteriores, para permitir o crescimento sustentável das fontes solar e eólica, será necessário, nos próximos anos, investir em equipamentos e sistemas específicos para medir o SCR em tempo real, como já ocorre em mercados mais maduros, como por exemplo, o PJM, AEMO e Amprion.

Nos procedimentos de rede do PJM, mesmo que a regulamentação exija a integração de energia eólica e solar exclusivamente por meio de smart inverters, são necessárias medidas adicionais para mitigar os impactos de baixos níveis de SCR. O PJM adota ações de reforço da rede, incluindo a instalação de fontes de geração síncrona, que ajudam a melhorar a estabilidade do sistema e aumentar o SCR. O PJM realiza o monitoramento contínuo do SCR para avaliar a capacidade da rede em lidar com grandes volumes de geração eólica e solar, além de outras fontes conectadas por inversores, como as baterias.

Destacam-se, nessa função no PJM, dois procedimentos: o PJM Manual 18 [5] que trata do mercado de capacidade, e o PJM Manual 14D [6], que aborda o controle de tensão e potência reativa. Esses dois procedimentos se complementam na determinação dos requisitos de capacidade e dos volumes a serem contratados nos leilões de capacidade.

Dessa forma, pode ser pensado para subsistemas do SIN a previsão de um produto confiabilidade elétrica para aumento do Short Circuit Ratio (SCR) e controle de potência reativa com localidades apontadas por meio de resultados de estudos elétricos e energéticos em conjunto à medições de PMU, similar ao praticado no PJM, AEMO e Alemanha tal como exposto na seção precedente deste artigo.

O SCR é amplamente utilizado por vários operadores de rede elétrica. A Fig. 8 abaixo ilustra os critérios de classificação baseado no SCR e as diferentes metodologias de cálculo atualmente implantados ou em discussão de aperfeiçoamento pela academia.

SCR > 3

Barramentos com dominância de inverter-based resources (IBR) com SCR > 3 perpassam por uma falha sem oscilações pós-distúrbios na forma de onda de tensão

2 > SCR > 3

Barramentos com dominância de inverter-based resources (IBR) com SCR entre 2 e 3 merecem estudos prévios para determinar níveis máximo de penetração de fontes IBR

SCR ≈ 1

Barramentos com dominância de inverter-based resources (IBR) com SCR próximos de 1 é incapaz de suportar uma falha

Classificação	Short Circuit Ratio (SCR)
Forte	> 3
Fraco	> 2
Muito fraco	< 2
Crítico	~ 1

Metodologias Existentes de SCR
Short Circuit ratio (SCR)
Composite Short Circuit Ratio (CSCR)
Weighted Short Circuit Ratio (WSCR)
Effective Short Circuit Ratio (ESCR)
Short Circuit Ratio with Interaction Factors (SCRIF)
Inverter Interaction level Short Circuit Ratio (IILSCR)
Site Dependent Short Circuit Ratio (SDSCR)
Power Flow Tracing algorithm
Network Response Short Circuit Ratio(NRSCR)
Generalized Short Circuit ratio

Fig. 8– Critérios de classificação baseado no SCR e as diferentes metodologias de cálculo [8]

A Fig. 9 abaixo ilustra uma síntese de passo a passo para a determinação da localidade e do volume a ser implantado de empreendimentos de geração que agreguem SCR ao sistema.

Sugestão de Métricas para o SIN (por submercado)

1. Quantidade e volume de potência reativa para cada uma das áreas sincronizadas do SIN;
2. Nível de penetração horário de fonte intermitentes não síncrona;
3. Nível de penetração de inversores
4. Indicador similar ao Rate of Change of Frequency - RoCoF
5. Perda máxima em GW sob condições de stress (ex.: pior histórico de hidrologia)
6. Métrica similar ao Short circuit ratio (SCR)

Sugestão de processo para o SIN (por submercado)

1. Levantar ou estimar a constante de inércia de cada UG hidrelétrica e termelétrica
2. Estabelecer cenário crítico (ex.: pior histórico hidrológica, falha conjunta geração e transmissão)
3. Estabelecer um indicador similar ao Rate of Change of Frequency - RoCoF
4. Definir montantes de contratação de fontes síncronas
5. ONS publicar anuamente relatório similar ao Frequency Risk and Control Report da ESO

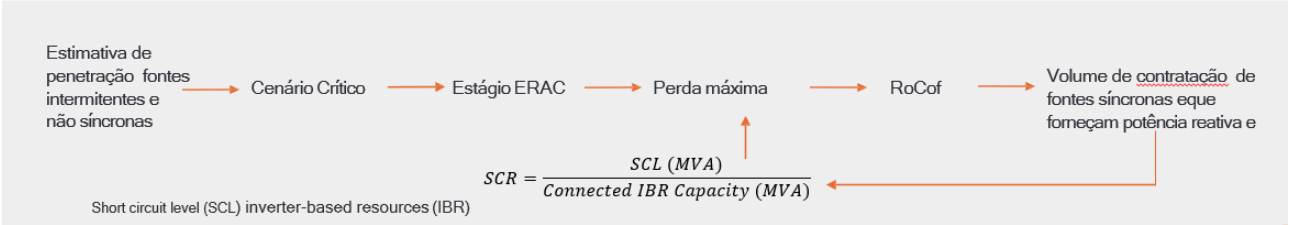


Fig. 9– Sugestão de processo para produto de confiabilidade em Leiloes de Capacidade

Face ao exposto, novos produtos em leilão de capacidade podem ser considerados, voltados para a confiabilidade elétrica para aumento do Short Circuit Ratio (SCR) e controle de potência reativa. Conforme mencionado ao longo deste artigo, esse produto pode auxiliar no endereçamento da questão do curtailment de forma estrutural no médio e longo prazo.

Em paralelo seria necessário incluir análises de custo-benefício entre as alternativas de investimento em transmissão e geração. Como mencionado neste artigo, a expansão atual da infraestrutura de transmissão tem sido direcionada para lidar com a elevada penetração das fontes eólica e solar, bem como para suportar a variabilidade da geração e a distribuição geográfica dessas fontes.

Conforme comentado anteriormente, apesar da expansão dos sistemas de transmissão nos últimos anos, o problema fundamental de baixa capacidade de suporte reativo persistiria. Nesse contexto, é recomendável realizar uma análise de custo-benefício entre as alternativas de investimento em transmissão e as opções de geração, priorizando aquelas fontes de geração que atendam simultaneamente aos atributos de aumento do SCR, suporte de potência reativa e resiliência (parte em cor laranja na Fig. 10 abaixo).

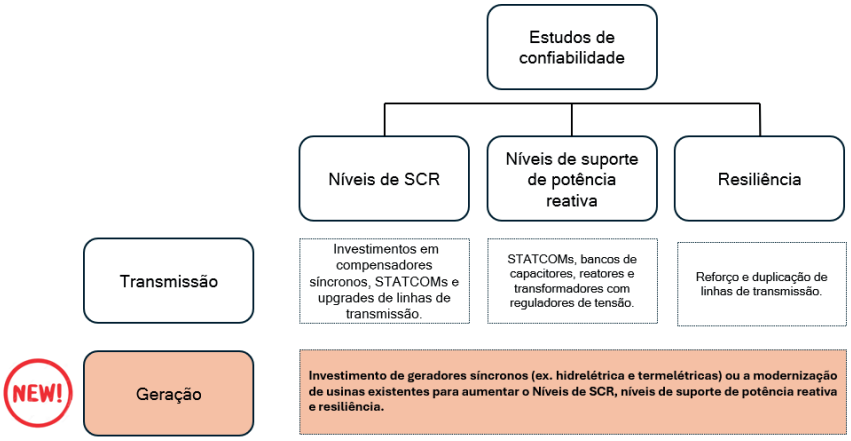


Fig. 10– Análise de relações de custo-benefício

4 REFERÊNCIAS

[1] Dados abertos Operador Nacional do Sistema (ONS).

[2] NERC 2018. Short-Circuit Modeling and System Strength White Paper . https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/Short_Circuit_whitepaper_Final_1_26_18.pdf

[3] Amprion Systemmarkt - Strategic Reserves System Market https://systemmarkt.net/Mediathek/20221207_Strategic_Reserves_SysteMarket.pdf

[4] AEMO (Australian Energy Market Operator) - System Strength 2023, disponível em: AEMO.com.au.

[5] PJM Interconnection. (2022). Manual 18: PJM Capacity Market. Disponível em https://www.pjm.com/-/media/DotCom/documents/manuals/m18.ashx

[6] PJM Interconnection. (2022). *Manual 14D: Generator Operational Requirements*. Disponível em https://www.pjm.com/-/media/DotCom/documents/manuals/m14d.ashx

[7] Research Roadmap on Grid-Forming Inverters – NREL https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/73476.pdf

[8] Liyanarachchi, 2023. A new index for the assessment of power system strength considering reactive power injection and interaction of inverter based resources

Comité de Estudios C1 – Desarrollo de sistemas eléctricos y economía

EVALUACIÓN DE SEGURIDAD ESTÁTICA PARA LA PLANIFICACIÓN OPERATIVA DE CORTO PLAZO MEDIANTE LA INTEGRACIÓN DE GAMS Y POWERFACTORY DIGSILENT

M. MONDRAGÓN*
COES SINAC
Perú
mac.mondragon@coes.org.pe

J. CABRERA
COES SINAC
Perú
jcabrera@coes.org.pe

A. HUERTA
COES SINAC
Perú
ahuerta@coes.org.pe

Resumen *– Este artículo describe la implementación de una herramienta de Evaluación de Seguridad Estática (SSA, por sus siglas en inglés) para la Planificación Operativa de Corto Plazo que realiza el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC), el cual actúa como el Operador del Sistema Independiente (ISO, por sus siglas en inglés) de Perú. La herramienta de SSA se encarga de analizar el estado operativo de una red eléctrica mallada del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) de Perú, para determinar a través de regiones de seguridad de estado estacionario, si la red tiene las condiciones necesarias para operar dentro de los limites estáticos definidos en condición normal y ante contingencias. Esta herramienta fue desarrollada para ser empleada en redes eléctricas malladas, donde las evaluaciones en estado dinámico no tienen mayor relevancia debido a la fortaleza del sistema eléctrico. Asimismo, su algoritmo fue desarrollado para resolver mediante ejecución paralela múltiples problemas de Flujo Óptimo de Potencia AC (OPF AC, por sus siglas en inglés) que buscan mover el punto de operación en diferentes direcciones hasta los valores límites de voltaje en las subestaciones y de capacidad de transmisión de equipos en condición normal y ante contingencia. Además, la herramienta desarrollada incluye restricciones que están más en concordancia con la operación del SEIN de Perú, como restricciones operativas de control de tensión de los generadores, de la reserva rotante primaria para regulación de frecuencia, de limites mínimos y máximos para la generación térmica de acuerdo con los modos de operación, así como límites máximos para la generación hidroeléctrica (de pasada y regulación), eólicas y solares.*

Palabras clave: Seguridad Estática – Región de Seguridad – Estado Estacionario – Optimización en Sistemas de Potencia – Flujo Óptimo de Potencia – Análisis de Contingencia – Despacho de Generación

1 INTRODUCCIÓN

La Planificación Operativa de Corto Plazo realizada por el COES SINAC se centra en dos análisis fundamentales, el energético y el eléctrico, cuyos objetivos es garantizar que tanto el despacho de las unidades de generación como la operación de la red eléctrica se desarrollen bajo criterios de eficiencia económica, calidad del servicio y seguridad frente a contingencias.

El análisis energético tiene como objetivo evaluar y determinar, dentro de un horizonte temporal definido, los niveles de generación necesarios para satisfacer la demanda eléctrica, así como el momento preciso en que cada generador debe entrar en operación. Para ello, se utiliza un software de optimización matemático denominado YUPANA [1], desarrollado por el COES SINAC en concordancia con el marco normativo establecido en sus procedimientos técnicos [2]. Sin embargo, este software presenta ciertas limitaciones, ya que no incorpora el balance nodal reactivo, asume que los voltajes en las barras permanecen constantes en 1 p.u., y no realiza un análisis de contingencias durante su optimización. Ante estas limitaciones, el análisis

* mac.mondragon@coes.org.pe

energético, que determinó el despacho de generación previsto, tiene que ser complementado con un análisis eléctrico donde se verifiquen las condiciones eléctricas en escenarios de operación normal y ante contingencias, con los módulos que brinda el software PowerFactory DIgSILENT.

El análisis eléctrico es un proceso riguroso que se lleva a cabo de acuerdo con los lineamientos técnicos establecidos en el procedimiento PR-08 [3]. Este procedimiento especifica que las evaluaciones eléctricas del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) deben realizarse en estado estacionario, tomando como referencia una hora representativa de los periodos de mínima, media y máxima demanda, en donde en condiciones normales en el sistema eléctrico no exista sobrecargas permanentes en ningún equipo de transmisión ni diferencias angulares en los voltajes de barras que superen los límites establecidos, generalmente fijados a 30° o 45°. Asimismo, como parte de este proceso se realiza un análisis de contingencias mediante flujos de carga, con el objetivo de garantizar que los equipos operen dentro de los niveles de sobrecarga permitidos, usualmente definidos a un 20% sobre su capacidad nominal. Además, en el escenario de contingencia, se verifica que los voltajes de operación en las barras del SEIN se mantengan dentro de los rangos establecidos: +7.5%/-10% para barras con voltajes nominales menores o iguales a 500 kV y mayores a 200 kV, y +10%/-10% para barras con voltajes nominales menores o iguales a 200 kV y mayores a 100 kV. En el escenario de contingencia en donde no se pueda lograr convergencia en el análisis de flujo de carga, se recurre a una simulación dinámica en el dominio del tiempo, para analizar la estabilidad del SEIN.

En caso de que el análisis eléctrico determine que las condiciones previstas en el despacho de generación no cumplen con los criterios establecidos en el procedimiento PR-08, se procede a incorporar al software YUPANA las restricciones identificadas durante este análisis, para luego realizar un nuevo análisis energético para obtener un despacho de generación ajustado a las condiciones requeridas. Las principales restricciones que suelen adicionarse al software YUPANA son principalmente límites de transmisión de potencia activa y conexión/desconexión de unidades de generación por caídas de tensión en condición normal.

El proceso de ajuste entre el análisis energético y eléctrico se lleva a cabo reiteradas veces, a fin de que el despacho de generación garantice que los resultados cumplan con los criterios del PR-08 tanto en condiciones normales como ante contingencias. A continuación, en la Fig.1 se representa el flujo de proceso aplicado en la Planificación Operativa de Corto Plazo.

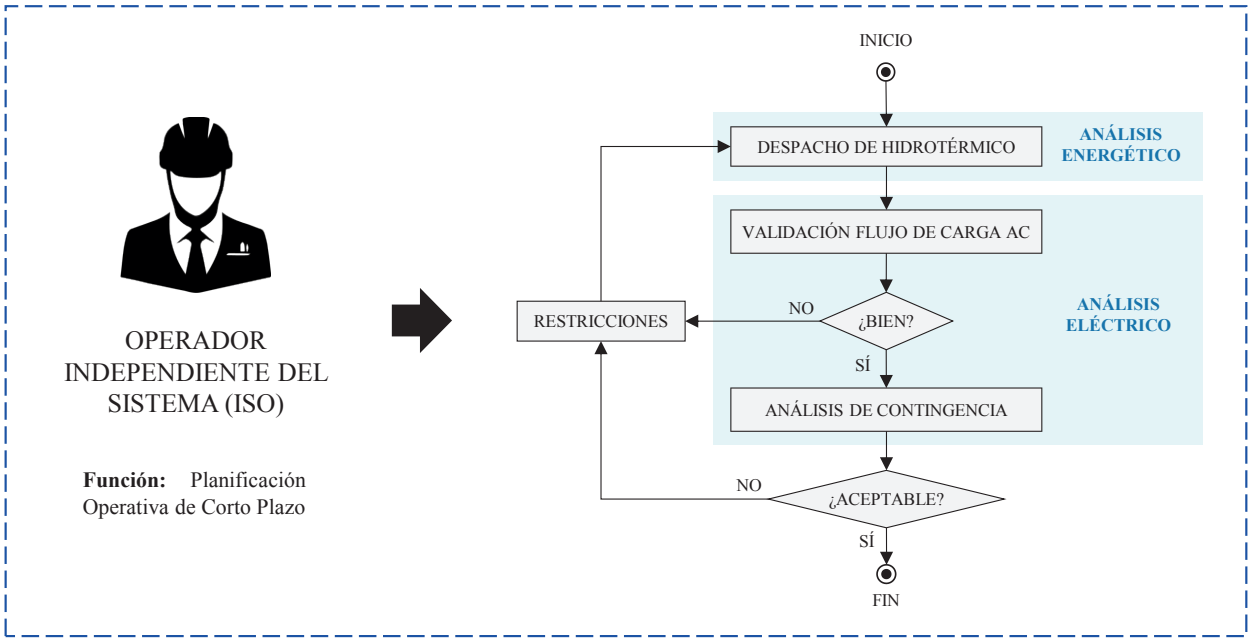


Fig. 1. Flujo de proceso para la Planificación Operativa de Corto Plazo

En la práctica constante de este proceso, en donde se realiza reiterados análisis energéticos y eléctricos, se ha identificado que el subproceso más demandante es la “Validación del Flujo de Carga AC”, ya que aparte de verificar que el despacho de generación previsto cumpla con lo establecido en el PR-08, tambien se debe determinar el estado operativo de los equipos de compensación reactiva shunt (conectados o desconectados) a fin de que los niveles de voltaje en las subestaciones y los flujos en los equipos de transmisión se mantengan

dentro de sus límites establecidos, en condición normal y ante cada escenario contingencia. Ante esta necesidad, se desarrolló la herramienta SSA, para determinar si algunas redes eléctricas malladas del SEIN cuentan con las condiciones necesarias para operar dentro de los límites operativos estáticos en condiciones normales y ante contingencias. A manera amigable para el usuario, el resultado de la herramienta SSA es representado a través de regiones de seguridad de estado estacionario, en donde se puede visualizar el punto de operación inicial, y los limite operativos estáticos encontrados, que mayormente se da por la disminución del voltaje ante contingencia, sobrecarga en la transmisión ante contingencia, y límites de potencia minima y máxima en los generadores.
La siguiente sección describe la arquitectura, la formulación matemática y el diagrama funcional de la herramienta SSA. En la Sección 3 se evalúa la herramienta SSA utilizando un caso de estudio que representa un evento real ocurrido en el SEIN de Perú. La Sección 4 presenta las conclusiones, la Sección 5 aborda los trabajos futuros, y finalmente, la Sección 6 incluye las referencias utilizadas.

2 HERRAMIENTA DE SEGURIDAD ESTATICA

La herramienta SSA fue desarrollada con el propósito de evaluar si los equipos en servicio del sistema eléctrico son capaces de satisfacer las condiciones de voltaje en subestaciones y las condiciones de flujo en los equipos de transmisión, tanto en escenarios de operación normal y ante contingencias. Para alcanzar este objetivo, la herramienta analiza las posibles trayectorias que puede seguir el Punto de Operación (P.O.) inicial, modificando la potencia de despacho de los generadores y manteniendo invariante el valor de las cargas eléctricas. Este proceso de búsqueda de trayectorias se detiene cuando el punto de operación alcanza un límite estático de voltaje, la capacidad en los equipos de transmisión o límites de potencia minima y máxima en los generadores, bajo cualquiera de los escenarios mencionados.
Aunque conceptualmente la herramienta SSA es sencilla de comprender, su implementación matemática debe ser eficiente para evitar tiempos excesivos de simulación durante las evaluaciones. En un inicio, la herramienta fue desarrollada utilizando un Flujo de Carga Continuado [4] en diferentes direcciones, modificando la generación de ciertos generadores. Sin embargo, este enfoque presentaba ciertas limitaciones como: la intervención del usuario para definir parámetros específicos (como el tamaño de paso, manual o adaptativo), resultado dependiente de grupos de generadores seleccionados como referencias para asumir los desbalances (slack distribuido) y una demanda de un alto consumo de recursos computacionales debido a los cálculos matriciales involucrados. Con el objetivo de superar estas limitaciones, la herramienta SSA fue reformulada y orientada para obtener puntos operativos a partir de la solución de problemas de optimización de Programación No Lineal (NLP, por sus siglas en ingles), en donde cada uno representaba un flujo de potencia óptimo que maximiza la distancia del P.O. inicial a un nuevo P.O., sujeto a los límites estáticos de voltaje, flujos de transmisión, y mínimos y máximos técnicos de los generadores. Este enfoque resultó más eficiente, ya que cada dirección de análisis es independiente entre sí, y solo utiliza la información del punto de operación inicial. Gracias a la independencia, se implementó un esquema de ejecución paralela que permitió reducir drásticamente el tiempo de simulación.
A partir de estas consideraciones, en las subsecciones siguientes se describen en detalle la arquitectura, la formulación matemática y el diagrama funcional de la herramienta SSA.

2.1 Arquitectura de la Herramienta de SSA

La herramienta SSA fue desarrollada en el entorno de trabajo de PowerFactory DIgSILENT, debido a su reconocida robustez para la realización de evaluaciones eléctricas. Adicionalmente, este software ofrece, entre otros, el paquete “DPL Function Extensions”, que permite desarrollar e incluir herramientas externas a través de DLLs (Dynamic Link Libraries) utilizando el lenguaje de programación C++. Precisamente, este recurso fue utilizado para integrar las funcionalidades de consultas SQL a la base de datos Oracle, y funcionalidades de modelamiento, compilación y administración de Solvers de optimización que ofrece GAMS (General Algebraic Modeling Language). La integración de las funcionalidades de dichos softwares se dio a través de las API (Application Programming Interfaces) que cada herramienta ofrece.
Para maximizar las capacidades de evaluación de la herramienta SSA, se diseñó un caso de estudio en PowerFactory DIgSILENT que resultara compatible, en términos de topología, con la red eléctrica del archivo RAW del TNA (Transmission Network Analysis) del sistema SCADA Spectrum Power 7; lo cual permitió actualizar directamente los valores de las cargas del caso de estudio con los datos registrados en el TNA. Además, se utilizó la base de datos del COES para extraer información clave, como el despacho de generación,

los límites mínimos y máximos de generación térmica según los modos de operación, así como los límites máximos de generación hidroeléctrica (de pasada y regulación), eólica y solar.
De manera representativa, en la Fig. 2 se muestra el diagrama de arquitectura que tiene la herramienta SSA.

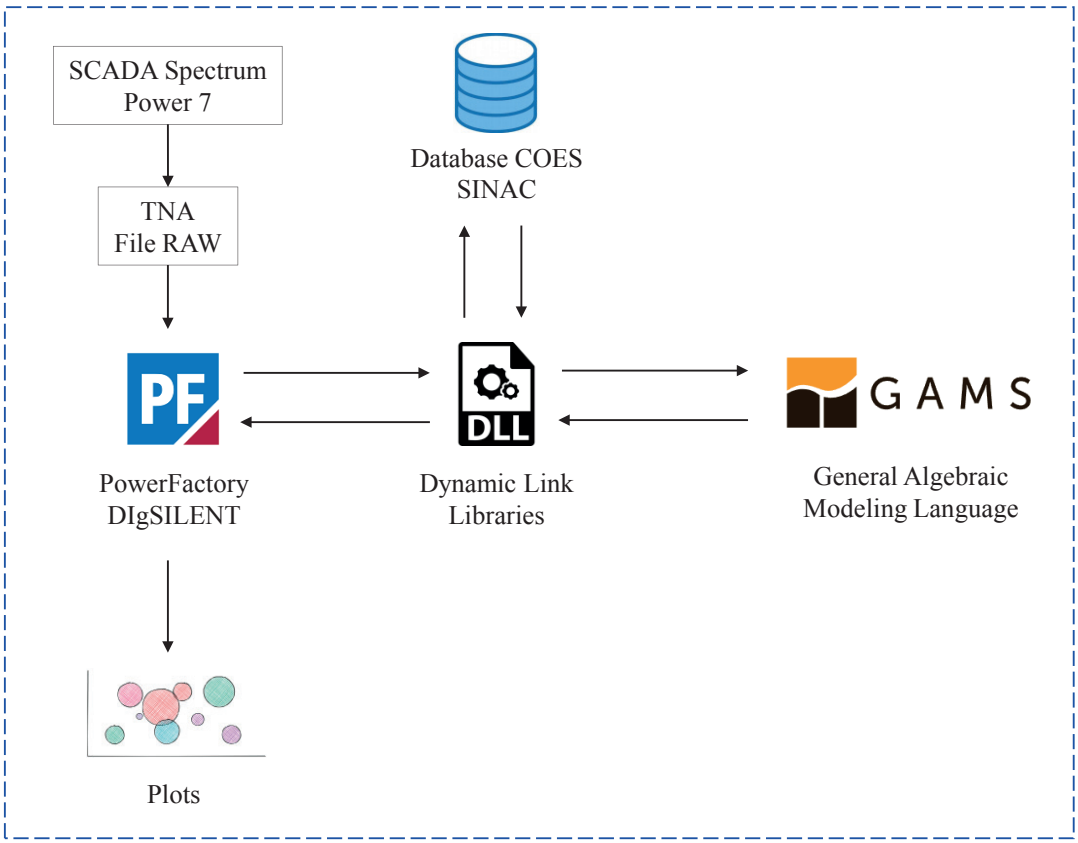


Fig. 2. Diagrama de Arquitectura de la Herramienta SSA

2.2 Formulación Matemática

Como se mencionó anteriormente, la herramienta SSA resuelve múltiples flujos de potencia óptimos con el objetivo de maximizar la distancia entre el P.O. inicial y un nuevo P.O., siguiendo una trayectoria específica y respetando los límites estáticos (ver Fig. 3). El número de trayectorias es definido por el usuario, y la dirección de cada trayectoria se determina de manera que cubra una resolución de 360° con respecto al P.O. inicial.

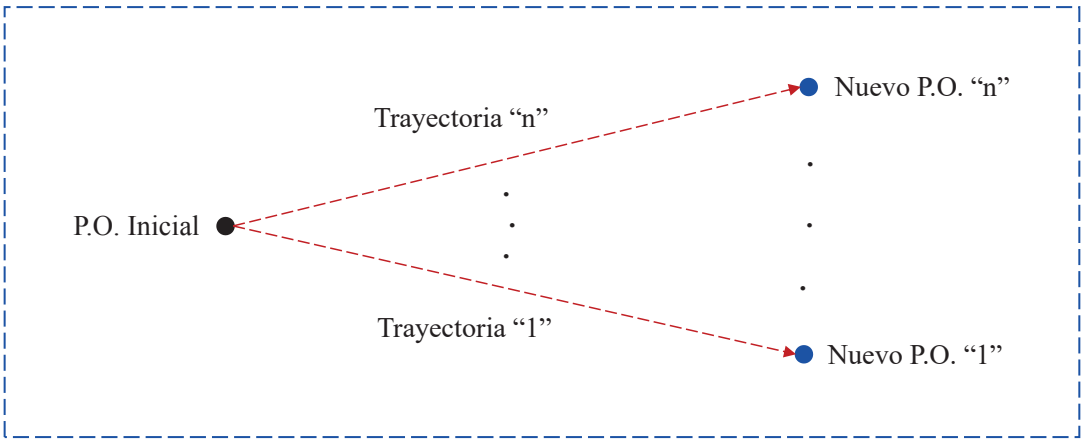


Fig. 3. Trayectorias del P.O inicial a nuevos P.O.

La representación del P.O. se realiza de manera conveniente para facilitar su interpretación, siendo común expresarlo en dos dimensiones para su visualización gráfica. En el caso de la herramienta SSA, el P.O. se representa en un plano donde el eje X corresponde al flujo a través de ciertos enlaces de transmisión, y el eje Y, a la producción de determinados generadores. La grafica que al final se termina formando con los P.O. termina siendo denominada nomograma, que aplicativamente es mayormente conocido como región de seguridad.

En cuanto a las restricciones de cada problema de flujo de potencia óptimo, estas incluyen ecuaciones como las de balance nodal, diferencia angular, limitaciones de capacidad en los equipos de transmisión, límites operativos de voltaje en las barras, restricciones de capacidad por generador y control de voltaje por parte de los generadores. Sin embargo, dado que se desea tener unos resultados más adecuados a la realidad operativa del SEIN, se incorpora restricciones propias de Perú, como:

- Capacidades de producción de las centrales hidroeléctricas de pasada y regulación. Las centrales de regulación pueden aumentar su producción gracias a sus embalses, mientras que las de pasada están limitadas al flujo de agua disponible, lo que solo les permite reducir su generación, mas no incrementarla.
- Capacidades de producción de las centrales solares y eólicas. La generación en estas centrales depende de la disponibilidad instantánea de recursos solar y eólico, limitándose también a reducir, pero no a aumentar, su producción, similar a las hidroeléctricas de pasada.
- Reserva rotante primaria. Aplicada a centrales hidráulicas y térmicas, esta reserva proporciona un margen de potencia para mantener la frecuencia del sistema en caso de desconexiones, impidiendo que la producción alcance su capacidad máxima.
- Modos de operación de las centrales térmicas. Las centrales térmicas operan bajo diferentes modos de operación, combinando generadores según configuraciones específicas (ej., turbina de gas o ciclo combinado). Cada modo de operación tiene potencias mínimas y máximas que tendrán efecto en delimitar el punto de operación.

2.2.1 Nomenclatura

Para la formulación de cada problema de flujo de potencia óptimo se utilizó elementos, conjuntos, parámetros y variables, los cuales son mostrados a continuación:

TABLA I. ELEMENTOS Y CONJUNTOS EN EL PROBLEMA DE FLUJO OPTIMO DE POTENCIA

Ítem	Símbolo	Descripción
1	G	Generadores eléctricos
2	C	Cargas o demandas eléctricas
3	B, BB	Barras o nodos eléctricos
4	L	Equipos de transmisión eléctrica (líneas o transformadores)
5	MO	Modos de operación de generadores termoeléctricos
6	Ω_{VG}	Conjunto de barras con control de voltaje por los generadores eléctricos
7	Ω_{ML}	Conjunto de elementos de transmisión que son monitoreados
8	Ω_{ML}	Conjunto de generadores eléctricos que son monitoreados
9	Ω_{MO}	Conjunto que de generadores eléctricos que forman parte de algún modo de operación

TABLA II. PARÁMETROS EN EL PROBLEMA DE FLUJO OPTIMO DE POTENCIA

Ítem	Símbolo	Descripción	Unidad

1	F_{OI}	Potencia activa de los elementos de transmisión monitoreados en el P.O inicial	MW
2	G_{OI}	Potencia activa de los generadores eléctricos monitoreados en el P.O inicial	MW
3	$Vo_{(B)}$	Voltaje setpoint del generador eléctrico	kV
4	$Pc_{(C)}$	Potencia activa de la carga eléctrica	MW
5	$Qc_{(C)}$	Potencia reactiva de la carga eléctrica	MVAr
6	$Pgmax_{(G)}$	Potencia activa máxima del generador eléctrico	MW
7	$Pgmin_{(G)}$	Potencia activa minima del generador eléctrico	MW
8	$Qgmax_{(G)}$	Potencia reactiva máxima del generador eléctrico	MVAr
9	$Qgmin_{(G)}$	Potencia reactiva minima del generador eléctrico	MVAr
10	$Y_{(L)}$	Módulo de la admitancia de los elementos de transmisión	p.u.
11	$\varphi_{(L)}$	Angulo de la admitancia de los elementos de transmisión	rad
12	$Cap_{(L)}$	Capacidad máxima de los elementos de transmisión	MVA
13	$B_{(L)}$	Susceptancia paralela del elemento de transmisión	p.u.
14	$Pmax_{(MO)}$	Potencia activa máxima de un modo de operación	MW
15	$Pmin_{(MO)}$	Potencia activa minima de un modo de operación	MW
16	$Pprev_{(G)}$	Potencia activa prevista de un generador eléctrico	MW
17	%RPF	Porcentaje para la regulación primaria de frecuencia	#
18	$YY_{(B,BB)}$	Módulo de la matriz de admitancia de la red	p.u.
19	$YY\varphi_{(B,BB)}$	Angulo de la matriz de admitancia de la red	rad

TABLA III. VARIABLES EN EL PROBLEMA DE FLUJO OPTIMO DE POTENCIA

Ítem	Símbolo	Descripción	Mínimo	Máximo	Unidad
1	K	Módulo de crecimiento de la distancia entre el P.O. inicia y nuevo	0	∞	#
2	θ	Angulo que define la trayectoria del P.O.	0	2π	rad
3	G_{RAC}	Holgura para subir generación del P.O inicial	0	∞	MW
4	G_{EXC}	Holgura para bajar generación del P.O inicial	0	∞	MW
5	F_{RAC}	Holgura para subir flujos de transmisión del P.O inicial	0	∞	MW
6	F_{EXC}	Holgura para bajar flujos de transmisión del P.O inicial	0	∞	MW
7	$P_{RAC(C)}$	Holgura para racionar demanda eléctrica	0	∞	MW
8	$P_{EXC(G)}$	Holgura para exceso de generación eléctrica	0	∞	MW
9	$V_{RAC(B)}$	Holgura para subir la tensión de referencia del generador eléctrico	0	$\overline{V_{RAC}}_{(B)}$	kV
10	$V_{EXC(B)}$	Holgura para bajar la tensión de referencia del generador eléctrico	0	$\overline{V_{EXC}}_{(B)}$	kV
11	$V_{(B)}$	Voltaje de la barra	$\underline{V}_{(B)}$	$\overline{V}_{(B)}$	kV
12	$\delta_{(B)}$	Angulo de la barra	$-\pi/2$	$\pi/2$	rad
13	$Pd_{(G)}$	Potencia activa del generador eléctrico	0	∞	MW
14	$Qd_{(G)}$	Potencia reactiva del generador eléctrico	$-Qgmin_{(G)}$	$Qgmax_{(G)}$	MVAr
15	$F_{P(L)}$	Potencia activa en el envio para los elementos de transmisión	$-\infty$	∞	MW
16	$F_{Q(L)}$	Potencia reactiva en el envio para los elementos de transmisión	$-\infty$	∞	MVAr

2.2.2 Modelo de Optimización Matemática

Funcion Objetivo:

$$\mathrm{Fo} = \mathrm{Max}\left\{ \mathrm{K} + \sum_{\mathrm{B}\,\epsilon\,\Omega_{\mathrm{VG}}} \mathrm{VRAC}_{(\mathrm{B})} + \sum_{\mathrm{B}\,\epsilon\,\Omega_{\mathrm{VG}}} \mathrm{VEXC}_{(\mathrm{B})} - 100\left(\mathrm{GRAC} + \mathrm{GEXC} + \mathrm{FRAC} + \mathrm{FEXC} + \sum_{\mathrm{C}} \mathrm{PRAC}_{(\mathrm{C})} + \sum_{\mathrm{G}} \mathrm{PEXC}_{(\mathrm{G})} \right) \right\} \quad (1)$$

Restricción de monitoreo del P.O. en los ejes "X" y "Y":

$$\sum_{\mathrm{L}\,\epsilon\,\Omega_{\mathrm{ML}}} \mathrm{FPi}_{(\mathrm{L})} = \mathrm{K}\cos(\theta) + \mathrm{FOI} + \mathrm{FRAC} - \mathrm{FEXC} \quad (2)$$

$$\sum_{\mathrm{G}\,\epsilon\,\Omega_{\mathrm{MG}}} \mathrm{Pd}_{(\mathrm{G})} = \mathrm{K}\,\mathrm{sen}(\theta) + \mathrm{GOI} + \mathrm{GRAC} - \mathrm{GEXC} \quad (3)$$

Restricción de Control de Voltaje por los Generadores Eléctricos:

$$\forall B \in \Omega_{\mathrm{VG}} \qquad \mathrm{V}_{(\mathrm{B})} - \mathrm{VRAC}_{(\mathrm{B})} + \mathrm{VEXC}_{(\mathrm{B})} = \mathrm{Vo}_{(\mathrm{B})} \quad (4)$$

$$\forall B \in \Omega_{\mathrm{VG}} \qquad \mathrm{VRAC}_{(\mathrm{B})}\left(\mathrm{Qd}_{(\mathrm{G})} - \mathrm{Qgmin}_{(\mathrm{G})} \right) = 0 \quad (5)$$

$$\forall B \in \Omega_{\mathrm{VG}} \qquad \mathrm{VEXC}_{(\mathrm{B})}\left(\mathrm{Qgmax}_{(\mathrm{G})} - \mathrm{Qd}_{(\mathrm{G})} \right) = 0 \quad (6)$$

Restricción de Balance nodal de potencia activa y reactiva:

$$\forall B \qquad \sum_{\mathrm{G}\epsilon\mathrm{B}} \left(\mathrm{Pd}_{(\mathrm{G})} - \mathrm{PEXC}_{(\mathrm{G})} \right) = \sum_{\mathrm{C}\epsilon\mathrm{B}} \left(\mathrm{Pc}_{(\mathrm{C})} - \mathrm{PRAC}_{(\mathrm{C})} \right) + \sum_{\mathrm{BB}} \mathrm{YY}_{(\mathrm{B,BB})} \mathrm{V}_{(\mathrm{B})} \mathrm{V}_{(\mathrm{BB})} \cos\left(\delta_{(\mathrm{B})} - \delta_{(\mathrm{BB})} - \mathrm{YY}_{\varphi(\mathrm{B,BB})} \right) \quad (7)$$

$$\forall B \qquad \sum_{\mathrm{G}\epsilon\mathrm{B}} \mathrm{Qd}_{(\mathrm{G})} = \sum_{\mathrm{C}\epsilon\mathrm{B}} \mathrm{Qc}_{(\mathrm{C})} \left(1 - \frac{\mathrm{PRAC}_{(\mathrm{C})}}{\mathrm{Pc}_{(\mathrm{C})}} \right) + \sum_{\mathrm{BB}} \mathrm{YY}_{(\mathrm{B,BB})} \mathrm{V}_{(\mathrm{B})} \mathrm{V}_{(\mathrm{BB})}\, \mathrm{sen}\left(\delta_{(\mathrm{B})} - \delta_{(\mathrm{BB})} - \mathrm{YY}_{\varphi(\mathrm{B,BB})} \right) \quad (8)$$

Restricción de Flujos de Transmisión:

$$\forall \mathrm{L} \qquad \mathrm{FP}_{(\mathrm{L})} = \mathrm{Y}_{(\mathrm{L})} \left[{\mathrm{V}_{(\mathrm{B})}}^2 \cos\left(-\varphi_{(\mathrm{L})} \right) - \mathrm{V}_{(\mathrm{B})} \mathrm{V}_{(\mathrm{BB})} \cos\left(\delta_{(\mathrm{B})} - \delta_{(\mathrm{BB})} - \varphi_{(\mathrm{L})} \right) \right] \quad (9)$$

$$\forall \mathrm{L} \qquad \mathrm{FQ}_{(\mathrm{L})} = \mathrm{Y}_{(\mathrm{L})} \left[{\mathrm{V}_{(\mathrm{B})}}^2 \cos\left(-\varphi_{(\mathrm{L})} \right) - \mathrm{V}_{(\mathrm{B})} \mathrm{V}_{(\mathrm{BB})}\, \mathrm{sen}\left(\delta_{(\mathrm{B})} - \delta_{(\mathrm{BB})} - \varphi_{(\mathrm{L})} \right) - \frac{\mathrm{B}_{(\mathrm{L})}}{2} {\mathrm{V}_{(\mathrm{B})}}^2 \right] \quad (10)$$

Restricción de Capacidad de Transmisión:

$$\forall \mathrm{L} \qquad {\mathrm{FP}_{(\mathrm{L})}}^2 + {\mathrm{FQ}_{(\mathrm{L})}}^2 \leq \left(\mathrm{V}_{(\mathrm{B})} \mathrm{Cap}_{(\mathrm{L})} \right)^2 \quad (11)$$

Restricción de Reserva Primaria de los Generadores Eléctricos:

$$\forall \mathrm{G} \qquad \frac{\mathrm{Pgmin}_{(\mathrm{G})}}{1 - \%\mathrm{RPF}} \leq \mathrm{Pd}_{(\mathrm{G})} \leq \frac{\mathrm{Pgmax}_{(\mathrm{G})}}{1 + \%\mathrm{RPF}} \quad (12)$$

Restricción de Modos de Operación:

$$\forall \mathrm{MO} \qquad \frac{\mathrm{Pmin}_{(\mathrm{MO})}}{1 - \%\mathrm{RPF}} \leq \sum_{\mathrm{G}\,\epsilon\,\Omega_{\mathrm{MO}}} \mathrm{Pd}_{(\mathrm{G})} \leq \frac{\mathrm{Pmax}_{(\mathrm{MO})}}{1 + \%\mathrm{RPF}} \quad (13)$$

Restricción de Generadores Eléctricos Solares, Eólicos e Hidráulicos de Pasada:

$$\forall \mathrm{G} \qquad \mathrm{Pd}_{(\mathrm{G})} \leq \mathrm{Pprev}_{(\mathrm{G})} \quad (14)$$

2.3 Diagrama Funcional

En la Fig. 4 se muestra el diagrama de bloques funcional de la herramienta de SSA, en un escenario de estudio en PowerFactory DIgSILENT que tiene la potencia de despacho prevista en el análisis energético y las cargas eléctricas pronosticadas para el horizonte de corto plazo.

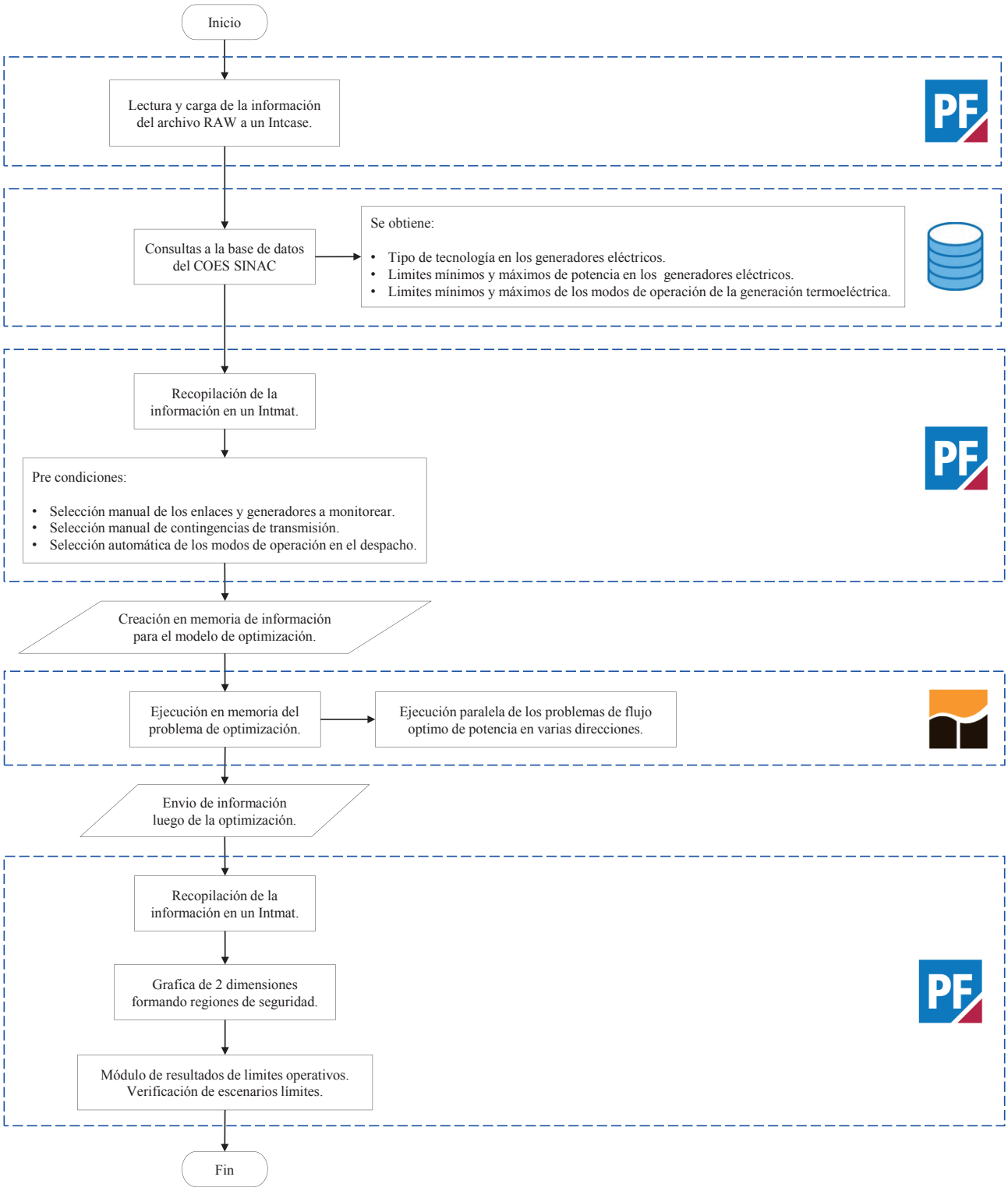


Fig. 4. Diagrama de bloque funcional de la herramienta SSA

3 CASO DE ESTUDIO

La herramienta SSA fue evaluada en un caso de estudio de la planificación a corto plazo a mediados del año 2022, en donde se tenía que indisponer simultáneamente las líneas de transmisión L-2105 y L-2106 (Planicie - Carabayllo) de 220 kV, ubicadas en el área centro del SEIN, durante la época de estiaje (caracterizada por un menor recurso hidráulico y una mayor participación de generadores termoeléctricos). Las preevaluaciones realizadas en el análisis eléctrico indicaron que este escenario era altamente propenso a sobrecargas ante cualquier contingencia de transmisión dentro del área centro. Por ello, resultaba fundamental gestionar adecuadamente los recursos de la red, como la generación y los equipos de compensación shunt, para operar el sistema eléctrico y mantenerlo con holgura dentro de los límites operativos estáticos. La evaluación de este escenario con la herramienta SSA permitió determinar las regiones de seguridad de la Fig. 5, que representan la capacidad que tiene el SEIN para operar dentro de los limites operativos estáticos, en donde los ejes "X" y "Y" corresponden al flujo de los principales enlaces del área centro y al despacho de generación, respectivamente. Asimismo, se pudo observar que efectivamente con los equipos eléctricos en servicio de ese momento el SEIN se podría operar muy cerca a los limites estáticos de sobrecarga en los equipos de transmisión si llegara a ocurrir la contingencia de la linea de transmisión L-5001 (Chilca - Carapongo) de 500 kV.

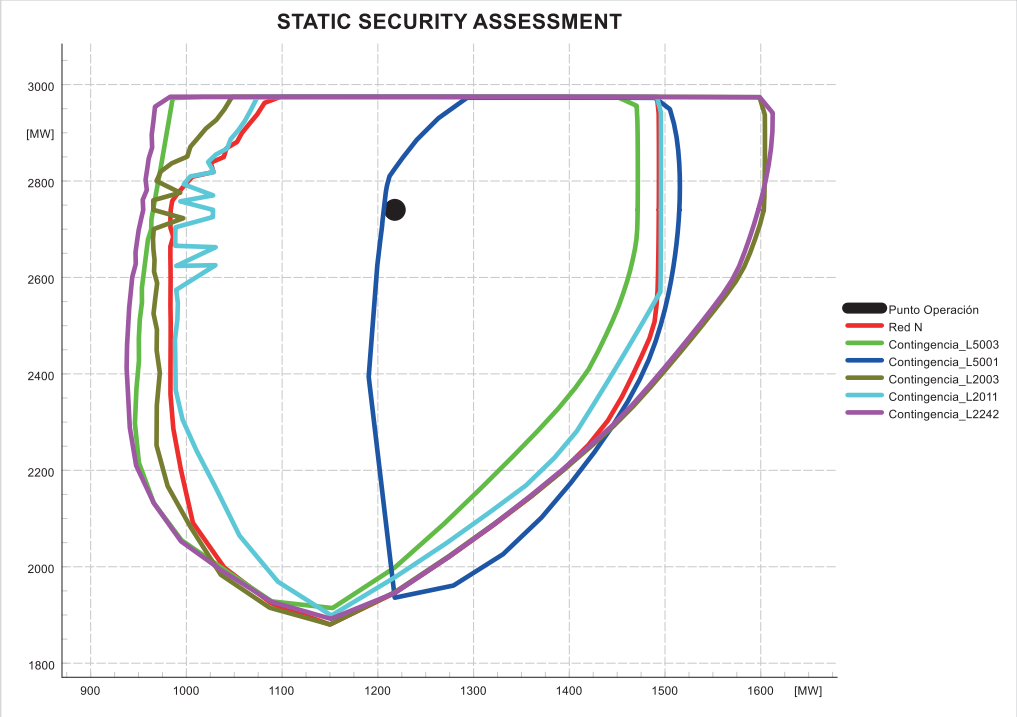


Fig. 5. Resultados de la herramienta SSA en el Caso de Estudio

Para mejorar la condición operativa de este escenario y brindar un margen de seguridad más amplio en la operación real, con la herramienta SSA se identificó que la operación de las unidades a gas TG7 y TG8 de la C.T. Santa Rosa, ubicadas en el area centro, traen consigo un aumento en el tamaño de las regiones de seguridad obtenidas previamente, inclusive si se presentara la contingencia de la línea de transmisión L-5001 (ver Fig. 6). Este aumento en las regiones de seguridad, respecto al punto de operación inicial, indica que los equipos eléctricos de la red (despacho de generación y equipos de compensación shunt) son suficientes para garantizar que el punto de operación pueda ubicarse dentro de los limites operativos estáticos en operación normal y ante contingencia.

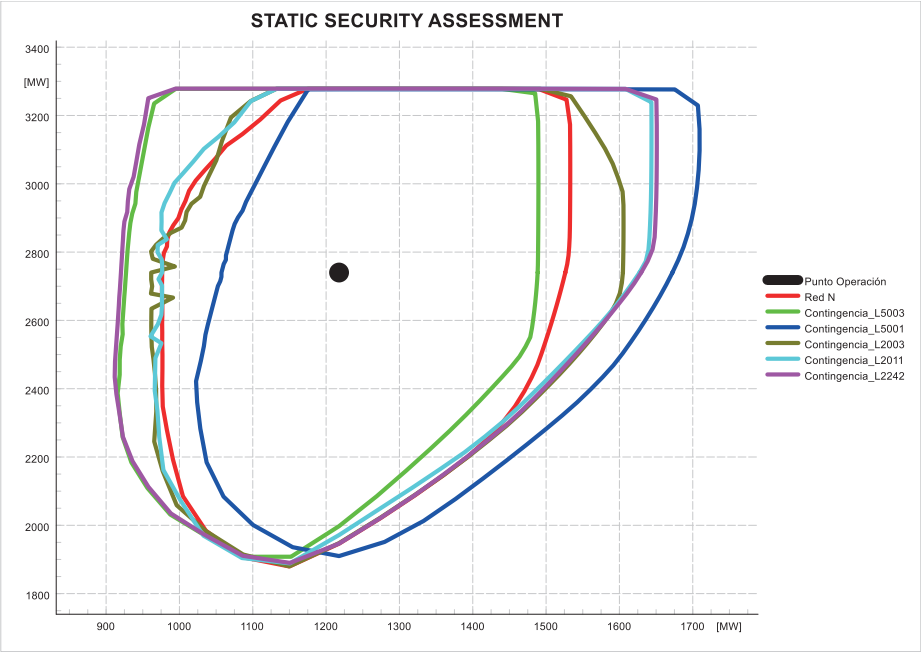


Fig. 6. Resultados de la herramienta SSA en el Caso de Estudio con redespacho

4 CONCLUSIONES

- La herramienta SSA facilita un diagnóstico rápido y preciso del sistema eléctrico durante el proceso de análisis, permitiendo determinar si el despacho de generación y la compensación reactiva prevista son suficientes para mantener el sistema eléctrico dentro de sus límites operativos estáticos, tanto en escenarios de operación normal como ante contingencias.
- Las restricciones establecidas en los problemas de optimización de la herramienta SSA, tales como las limitaciones en los modos de operación de las centrales termoeléctricas y las restricciones de capacidad de generación de las centrales solares, eólicas e hidroeléctricas (de pasada y de regulación), garantizan que los resultados obtenidos y las decisiones tomadas sean coherentes con la realidad operativa del SEIN en Perú.
- La integración de la herramienta SSA en el ecosistema del software PowerFactory ha permitido que los resultados obtenidos sean verificados adecuadamente durante el proceso de análisis eléctrico, asegurando su validez y confiabilidad.

5 TRABAJOS FUTUROS

- Se plantea reformular el modelo matemático de la herramienta SSA para incorporar técnicas avanzadas que permitan evaluar la conexión y desconexión automática de elementos capacitivos shunt o serie, mejorando así la precisión de los análisis.
- Se buscará lograr la integración directa de la herramienta SSA con el software YUPANA del COES, con el objetivo de que el despacho económico considere de manera automática el cumplimiento de los límites operativos estáticos, tanto en condiciones normales como ante contingencias.

6 REFERENCIAS

[1] Manuales del Software YUPANA por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, https://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Informes/?path=Publicaciones/Informes Tecnicos/05_Manuales del Yupana/

[2] Procedimientos Técnicos del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, https://www.coes.org.pe/Portal/MarcoNormativo/Procedimientos/Tecnicos

[3] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, “PR-08 Criterios de Seguridad Operativa de Corto Plazo para el SEIN”, Resolución OSINERGMIN N° 247-2014-OS-CD, 26 de noviembre de 2014.

[4] V. Ajjarapu and C. Christy, “The continuation power flow: a tool for steady state voltage stability analysis”, *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 416-423, DOI: 10.1109/59.141737, August 2002.

Comitê de Estudos C1 – Desenvolvimento de sistemas elétricos e economia

PLANEJAMENTO DE REDES E INCENTIVOS PARA DATA CENTERS: LIÇÕES INTERNACIONAIS PARA O BRASIL

Victor Ribeiro
Thymos Energia
Brasil
victor.ribeiro@thymosenergia.com.br

Jovanio Santos
Thymos Energia
Brasil
jovanio.santos@thymosenergia.com.br

João Mello
Thymos Energia
Brasil
jmello@thymosenergia.com.br

Adriana Oliveira
Thymos Energia
Brasil
adriana.oliveira@thymosenergia.com.br

Resumo *– Após intensos incentivos aos data centers nos EUA, surgem questionamentos sobre as suas relações de custo-benefício. Com baixa geração de empregos e alta demanda energética, a expansão dos data centers sobrecarrega a infraestrutura, exigindo coordenação para uma expansão sustentável. Este artigo analisa os debates que estão ocorrendo nos EUA e propõe um framework de análise de política de Planejamento de Redes e Incentivos para Data Centers no Brasil.*

Palavras-chave: Data Centers – Incentivos – Planejamento da Expansão

1 INTRODUÇÃO

O avanço das tecnologias relacionadas à inteligência artificial (IA) e ao aprendizado de máquinas está intrinsecamente ligado à crescente implementação e expansão de data centers ao redor do mundo. À medida que modelos de IA se tornam mais complexos e exigem maior capacidade de processamento, os data centers desempenham um papel crucial como infraestruturas capazes de armazenar e processar enormes volumes de dados com rapidez e eficiência. Esse movimento tem contribuído para o avanço do consumo mundial de energia elétrica. Em 2022, data centers, criptomoedas e IA consumiram cerca de 460 TWh de eletricidade, o que equivale a 2% do consumo global total [1].

Diante deste cenário crescente de evolução tecnológica, alguns países têm fomentado a instalação de data centers, como os Estados Unidos, no qual governos estaduais e locais têm adotado uma série de incentivos para atrair a instalação dessa infraestrutura, como isenções fiscais sobre energia elétrica, redução de impostos sobre equipamentos e terrenos, além de subsídios diretos. Esses benefícios têm estimulado a construção acelerada de grandes instalações, especialmente em regiões estrategicamente conectadas, como Virgínia, Texas e Califórnia. No entanto, essa expansão tem gerado consequências significativas para a infraestrutura local, incluindo a sobrecarga da rede elétrica, maior pressão sobre sistemas de abastecimento de água, e desafios relacionados ao uso do solo e impacto ambiental. Em algumas áreas, como o norte da Virgínia, o aumento da demanda por energia elétrica pelos data centers já está próximo de superar a capacidade da rede local, levantando preocupações sobre apagões e a necessidade de investimentos adicionais em infraestrutura para atender à crescente demanda.

No Brasil não é diferente. Muitas empresas desenvolvedoras das instalações de data centers têm se interessado em realizar investimentos no país, que possui fatores importantes como energia renovável, disponibilidade de terrenos e infraestrutura de comunicação.

Assim, o objetivo deste artigo é, com base nas lições aprendidas nos Estados Unidos, apresentar um framework para analisar diferentes políticas de planejamento de rede e incentivos a Data Centers no Brasil, destacando os respectivos pontos positivos e negativos de cada abordagem.

2 CONCEITUAÇÃO DE DATA CENTERS

Os data centers são grandes instalações que abrigam sistemas de computadores e componentes associados, como sistemas de telecomunicações e armazenamento. O principal objetivo de um data center é armazenar, processar e gerenciar as enormes quantidades de dados gerados pelo nosso mundo digital cada vez mais conectado. Os data centers são o backbone da sociedade moderna, sustentando uma ampla gama de serviços e aplicativos digitais, desde plataformas de redes sociais e sites de comércio eletrônico até computação em nuvem e inteligência artificial [2,3].

Em essência, os data centers são a manifestação física da internet, fornecendo a infraestrutura necessária para a transmissão e o armazenamento de dados digitais. Eles permitem que organizações coletem, armazenem e processem dados em grande escala, algo crítico para suas operações e processos de tomada de decisão. Os data centers também são vitais para o funcionamento de governos e outras instituições públicas, pois fornecem a infraestrutura necessária para serviços essenciais, como saúde, educação e sistemas de resposta a emergências [2,3].

De forma geral, os data centers desempenham um papel crucial no funcionamento do nosso mundo digital, possibilitando o processamento, armazenamento e transmissão de dados que sustentam nossas vidas diárias e impulsionam o crescimento econômico [2,3].

A evolução dos data centers remonta aos primeiros dias da computação, quando grandes computadores mainframe demandavam salas dedicadas para abrigar os sistemas complexos. Nos primeiros dias, os data centers eram frequentemente propriedade de empresas individuais e operados por elas, com design e layout adaptados às necessidades específicas dessas organizações. À medida que o poder de computação e as exigências de armazenamento de dados aumentaram, a necessidade de data centers maiores e mais eficientes também cresceu.

No final da década de 1990 e início dos anos 2000, o surgimento de gigantes da internet, como Google, Amazon e Facebook, inaugurou uma nova era no design de data centers. Essas empresas precisavam de enormes quantidades de poder de computação e capacidade de armazenamento para sustentar seus negócios em rápido crescimento. Elas desenvolveram designs inovadores para data centers, priorizando eficiência energética, escalabilidade e confiabilidade, o que levou ao desenvolvimento dos data centers modernos (Fig. 1).

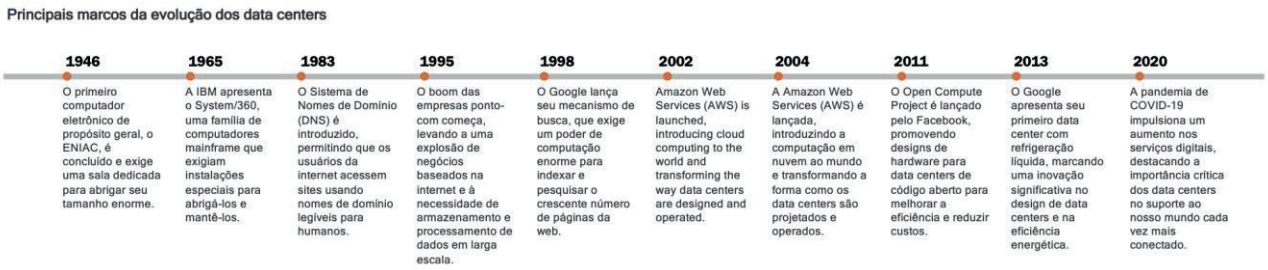


Fig. 1 - Principais marcos da evolução dos data centers (fonte: os autores, a partir de [2]).

A classificação dos data centers é de acordo com critérios de redundância e garantias de *uptime* (percentual de tempo em que o data center está disponível e operacional, sem interrupções em seus serviços. As classificações variam entre Tier I a IV, conforme apresentado na Fig. 2.

Tier	Descrição	Uptime	Moeda digital Banco Central	Open Banking	Cripto moeda	Inteligência Artificial
1	Um data center Tier 1 tem a infraestrutura básica necessária para suportar operações de TI, com sistemas de resfriamento, no-breaks e geradores de backup. Não há redundância ou tolerância a falhas.	99.671% Sem redundância	Pode suportar operações básicas, mas não é recomendado para sistemas críticos.	Pode não ser adequado devido à falta de redundância e alta disponibilidade.	Pode não oferecer a segurança e a disponibilidade necessárias.	Treinamento básico de modelos. Processamento de dados não críticos
2	Data centers Tier 2 possuem infraestrutura redundante, incluindo sistemas de resfriamento e no-breaks. Oferecem maior confiabilidade e menos tempo de inatividade comparado ao Tier 1.	99.741% Redundância parcial (N+1)	Pode suportar operações de teste e sistemas menos críticos.	Pode suportar serviços de open banking em estágio inicial.	Pode suportar operações de cripto menores e não críticas.	Aplicações de IA de médio porte - Processamento de dados moderado
3	Os data centers Tier 3 têm múltiplos caminhos de distribuição independentes para resfriamento e energia, que podem ser mantidos sem causar interrupção nas operações de TI. Oferecem alta disponibilidade.	99.982% Manutenção simultânea (N+1)	Ideal para operações de moeda digital do Banco Central devido à alta disponibilidade.	Adequado para plataformas de open banking devido à capacidade de manutenção simultânea.	Adequado para operações de criptomoeda, oferecendo alta disponibilidade e manutenção simultânea.	Análise de grandes volumes de dados. Algoritmos de IA críticos para negócios
4	Um data center Tier 4 é totalmente tolerante a falhas e oferece a mais alta disponibilidade. Possui todos os componentes redundantes e sistemas de backup, garantindo um tempo de inatividade quase nulo.	Uptime de 99.995% Tolerância a falhas (2N+1)	Perfeito para operações de moeda digital do Banco Central, garantindo segurança e disponibilidade máximas.	Melhor opção para plataformas de open banking devido à máxima segurança e disponibilidade.	Perfeito para grandes operações de criptomoeda, garantindo a segurança e a redundância necessárias.	IA em tempo real . Algoritmos de aprendizado profundo (Deep Learning) em escala

Fig. 2 - Classificação de data centers (fonte: elaboração própria a partir de [4]).

Ademais, a instalação de data centers requer a consideração de vários aspectos, e a determinação da localização dessas cargas é estrategicamente influenciada pela latência, um fator crucial para o desempenho de aplicações avançadas, como IA e rede 5G. A latência refere-se ao tempo de atraso na transmissão de dados, que aumenta conforme a distância entre o data center e o usuário. Para minimizar esse atraso e melhorar, o desempenho, os data centers são construídos próximos a centros de demanda, como grandes cidades de polos industriais.

Em termos globais, Europa e América do Norte têm as melhores latências, com 80% dos usuários nesses locais acessando data centers em menos de 20 ms, o que atende aos requisitos de aplicativos que precisam de latência perceptível. A Oceania também apresenta bom desempenho, com a maioria dos usuários conseguindo acesso dentro de 50 ms. Por outro lado, África e América Latina possuem as latências mais elevadas devido à infraestrutura de rede limitada e à menor presença de data centers. Nessas regiões, a latência de acesso ao cloud geralmente excede os 100 ms, dificultando o uso de aplicativos que exigem baixa latência, como streaming de alta qualidade e automação em tempo real (Fig. 3) [5].

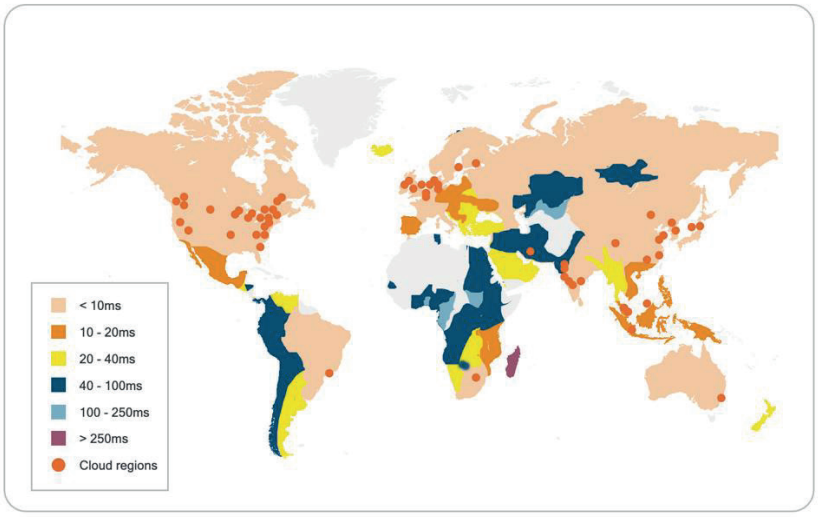


Fig. 3 - Latência em regiões seleccionadas (fonte: [5]).

A Fig. 4 apresenta alguns aspectos que devem ser considerados na determinação da localidade para instalação de data centers.



Fig. 4 - Aspectos a serem considerados na escolha da localização de data centers (fonte: elaboração própria com base em [4]).

- Energia renovável: A disponibilidade de fontes de energia renovável e de baixo custo é crucial para a operação eficiente e sustentável dos data centers.
- Baixa temperatura: Locais com climas frios podem ajudar a reduzir os custos de resfriamento dos data centers, já que o ar ambiente pode ser usado para manter os servidores em temperaturas ideais.
- Proximidade da rede elétrica: A proximidade e a confiabilidade da rede elétrica garantem uma fonte de energia constante e estável, minimizando o risco de interrupções.
- Infraestrutura de TI e Comunicação: Acesso a uma infraestrutura robusta de tecnologia da informação e comunicação, incluindo conexões de internet de alta velocidade e redundância de rede, é essencial para o desempenho e a continuidade dos serviços.
- Capacidade de expansão: A possibilidade de expansão futura é importante para acomodar o crescimento das necessidades de armazenamento e processamento de dados.
- Ambiente amigável de negócios: Benefícios fiscais oferecidos por governos locais ou regionais podem reduzir significativamente os custos operacionais e de construção dos data centers.
- Relações com a comunidade: Análise dos impactos positivos e negativos na dinâmica econômica e social da cidade, bem como no desenvolvimento de recursos humanos.
- Segurança geopolítica: A estabilidade política e a segurança geopolítica do local são fundamentais para garantir a proteção dos dados e a continuidade dos negócios.

3 ESTADO DA ARTE EM POLÍTICAS E REGULAMENTAÇÕES DE INCENTIVOS A DATA CENTERS

Atualmente, os Estados Unidos lideram o segmento de Data Centers, com aproximadamente 5.000 unidades, consolidando-se como uma vantagem competitiva estratégica para o país. Essa infraestrutura supera significativamente a de qualquer outra nação, com a Alemanha ocupando o segundo lugar, contando com cerca de 300 Data Centers.

Notavelmente, os EUA possuem mais Data Centers do que a soma dos 17 países subsequentes no ranking. Essa massiva presença dessas unidades não apenas fortalece a infraestrutura digital do país, mas também impulsiona sua economia e inovação tecnológica. Esse fator transforma os Data Centers em um pilar essencial da competitividade nacional dos EUA.

Destaca-se o estado da Virgínia, que abriga o maior Data Lake do mundo e a maior concentração de Data Centers, com 483 instalações operando na região. Historicamente a California encontrava-se em segundo lugar, mas foi ultrapassado recentemente pelo Texas. A Figura 5 abaixo ilustra.

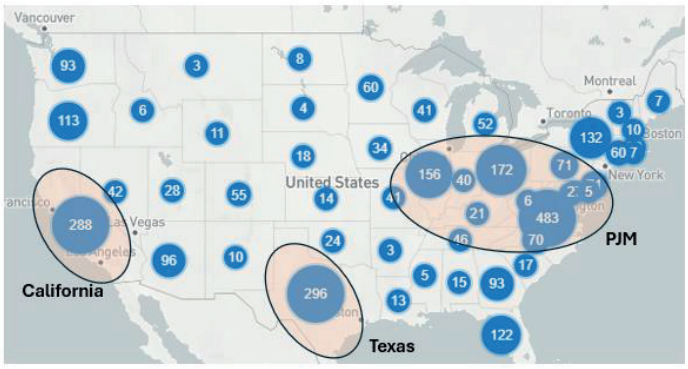


Fig. 5 – Data Centers nos EUA[7]).

Para alcançar esse patamar de concentração de Data Center, diversos estados ofereceram isenções de impostos sobre vendas e uso para equipamentos de data centers bem como outros diversos incentivos: isenções, fiscais, créditos tributários, iniciativas federais e parcerias público-privadas.

Por exemplo, em Illinois, o programa de investimento em data centers proporciona isenções de impostos estaduais e locais para centros qualificados. Além disso, oferece um crédito fiscal de 20% sobre os salários pagos a trabalhadores da construção para projetos em áreas carentes. Para se qualificar, é necessário um investimento de capital mínimo de US$ 250 milhões ao longo de 60 meses e a criação de pelo menos 20 empregos de

No Arizona, o Programa de Data Centers de Computação (CDCP) isenta provedores e operadores de data centers de certos impostos sobre equipamentos, reduzindo o custo dos serviços de TI e incentivando o crescimento do setor no estado.

Nova Jersey estão implementando planos ambiciosos para se tornarem centros de inovação em IA. O estado lançou um plano de crédito fiscal de US$ 500 milhões para atrair empresas de IA, exigindo que as beneficiárias ofereçam poder de computação com desconto para pequenas empresas ou universidades locais.

Além disso, são concedidos incentivos que resultam na redução do custo da energia elétrica. Estados como Oregon, Virgínia e Texas implementam políticas voltadas para o aumento da eficiência no resfriamento, o que contribui para a diminuição dos custos energéticos. Como resultado, o custo médio da eletricidade para data centers nestes estados é de aproximadamente $0,03-$0,04/kWh em Oregon, $0,04-$0,05/kWh no Texas e $0,05-$0,06/kWh na Virgínia. A Figura 6 abaixo ilustra.



Região	Oregon	Texas (Oeste)	Virginia	Nova York
	Clima ameno permite "*free cooling*", reduzindo o uso de ar-condicionado, aliado à abundante energia hidrelétrica, que fornece eletricidade de baixo custo e sustentável.	Líder em energia eólica e solar, com um mercado desregulado que gera competitividade e baixos custos para data centers. Tecnologias híbridas aumentam a eficiência e confiabilidade do fornecimento.	Maior centro de data centers dos EUA, com incentivos fiscais e tecnologias de contenção de calor que otimizam o consumo energético. Dominion Energy oferece eletricidade a preços competitivos.	Incentivos para uso de energia renovável (eólica e solar) e tecnologias avançadas de resfriamento ajudam a reduzir custos e aumentar a eficiência energética.
Custo médio por kWh	$0,03 - $0,04	$0,04 - $0,05	$0,05 - $0,06	$0,06 - $0,07
R$/MWh	169-226	226-283	283-339	339-396
Tecnologia de resfriamento	Resfriamento evaporativo e "*free cooling*"	Resfriamento híbrido solar/eólico	Contenção de corredores, resfriamento direto	Resfriamento mecânico e free cooling parcial

Fig. 6 – Data Centers nos EUA[4]).

Após período de fortes incentivos aos data centers nos EUA, observa-se um "efeito rebote" com desafios emergentes em diversas frentes. Apesar dos investimentos, data centers são altamente automatizados, gerando relativamente poucos empregos diretos, geralmente entre 5 e 30 por instalação, enquanto fábricas ou centros corporativos costumam empregar centenas, resultando em um impacto econômico direto limitado para a comunidade local.

O elevado consumo de energia desses data centers exige upgrades constantes na infraestrutura elétrica, elevando custos para contribuintes e outros consumidores de energia, o que gera debates sobre a equidade na alocação desses custos. Enfrentando críticas quanto aos baixos retornos econômicos em relação aos custos, estados como Virgínia e Geórgia estão reavaliando os incentivos oferecidos aos data centers, e novas legislações buscam limitar o uso de recursos públicos e aumentar a transparência sobre o impacto real desses empreendimentos.

Para atrair data centers, diversos estados oferecem incentivos como isenções fiscais, promovendo arrecadação e desenvolvimento de infraestrutura. No entanto, devido à baixa geração de empregos diretos, algumas regiões estão revisando essas políticas para equilibrar melhor custos e benefícios.

Modelos alternativos de incentivos vem ganhando espaço. Nesse contexto, tem-se observado uma transição recente nos EUA com relação aos incentivos aos Data Centers, como por exemplo, o uso de terrenos federais, por orientações às agências para facilitarem a conexão dos Data Centers à rede elétrica, acelerando processos de licenciamento e promovendo o desenvolvimento de infraestrutura de transmissão nas áreas federais selecionadas.

Também tem sido observado investimentos diretos em geração despachável para garantir um lastro físico contínuo às suas operações. Um exemplo também vem da Microsoft , que assinou um contrato de 20 anos para adquirir energia da planta nuclear de Three Mile Island, na Pensilvânia (área do PJM). Essa termelétrica nuclear, fechada em 2019 devido a questões econômicas, está programada para reabrir em 2028, após melhorias estruturais. O objetivo é fornecer uma fonte limpa de energia para Data Centers dedicados a tecnologias de inteligência artificial. A Constellation Energy, proprietária da planta, investirá US$ 1,6 bilhão na modernização das instalações, sujeita à aprovação regulatória, com expectativa de gerar 3.400 empregos diretos e indiretos.

4 A QUESTÃO DO CRITÉRIO DE SUPRIMENTO DE ENERGIA

Trazendo a reflexão para o contexto Brasileiro, é importante iniciar o debate sobre a coordenação entre ministérios, centros de pesquisa e agências reguladoras, para análise de alternativas de legislação que incentivem a inserção da IA e Data Center nas atividades socioeconômicas bem como estabelecer processos para antever ameaças e aperfeiçoamento contínuo de normas e regulamentos – aprendendo com a experiência internacional, tais como as iniciativas Regulamento IA na Europa e DCOI nos EUA

Recentemente, operadores como o California Independent System Operator (CAISO) e PJM revisaram um dos seus critérios de suprimento de energia, denominado Effective Load Carrying Capability (ELCC) - uma métrica de confiabilidade que avalia a capacidade efetiva de uma fonte de geração em atender à carga líquida do sistema elétrico.

Com relaçao à California, o Departamento de Monitoramento de Mercado (DMM) do CAISO levantou preocupações sobre as altas taxas de falha forçada das baterias FOM stand-alone durante os meses de verão, que estão entre 11% e 13%, cerca de 1.332 MW de indisponibilidade. Isso contrasta com as taxas de falha forçada consideradas nos estudos de planejamento para a confiabilidade, conhecidos como Expectativa de Perda de Carga (LOLE), onde foram assumidas taxas entre 1% e 8%.

Outro aspecto que vem preocupando é o descarregamento prematuro e da recarga em horários desfavoráveis. Isso ocorre quando as baterias esgotam sua carga antes dos períodos de maior demanda, como o final da

tarde. Essa recarga da bateria durante o final da tarde é indesejada, pois é o momento em que o sistema elétrico mais precisa devido à redução da produção da fonte solar.

Nesse contexto, o CAISO irá avaliar se a regra operacional denominada *Minimum State of Charge* (MSOC) é a principal responsável por essas ineficiências. A MSOC é uma diretriz que visa garantir que as baterias não se descarreguem completamente antes de serem necessárias para apoiar o sistema nas horas de pico de demanda ou em emergências, assegurando que um nível mínimo de carga seja mantido durante períodos críticos, especialmente em momentos de alta demanda no sistema elétrico.

Por sua vez, com relação ao PJM, em fevereiro de 2023, o PJM publicou uma nota técnica expondo preocupação diante das perspectivas de redução da confiabilidade da rede elétrica no cenário de transição energética, mudanças climáticas e novas intensas demandas de energia elétrica nos segmentos de eletrificação da economia, tais como a perspectiva de crescimento dos carros elétricos, Data Centers e das criptomoedas.

Durante a análise conduzida por meio da nota técnica mencionada, identificou-se que, pela primeira vez na história recente, o PJM poderia enfrentar problemas de confiabilidade devido a um montante insuficiente de geração. Esse problema, conhecido como *'Resource Adequacy'*, diz respeito aos recursos necessários para assegurar que o sistema elétrico possa suprir não apenas a demanda de pico nos horários de maior consumo, mas também manter a operação em todos os momentos, inclusive em cenários adversos, como por exemplo, períodos de baixa produção inesperada de fontes solar e eólica, ondas de calor extremo

Para avaliar essa questão, o PJM formou um comitê chamado Resource Adequacy Senior Task Force (RASTF), com o objetivo de propor melhorias na sua metodologia de confiabilidade, conhecida como Effective Load Carrying Capability (ELCC). A ELCC desempenha um papel crucial nos leilões de capacidade do PJM, influenciando nos volumes a serem contratados de cada fonte de geração.

A ELCC (Capacidade Efetiva de Suporte de Carga) é a metodologia de avaliação utilizada para estimar a contribuição de diversas tecnologias de geração e armazenamento de energia na confiabilidade geral do sistema energético. Essa medida estatística é empregada no planejamento e na operação de sistemas de energia para determinar a quantidade de nova geração necessária para sustentar a confiabilidade à medida que o sistema cresce e evolui.

A carga líquida corresponde à parcela da demanda total que precisa ser atendida por fontes de geração despacháveis, após descontar a geração proveniente de fontes intermitentes, como solar e eólica. Quanto maior for essa carga líquida, maior será a necessidade de recursos de geração flexíveis e de resposta rápida para assegurar a estabilidade e a continuidade do fornecimento de energia, especialmente diante das flutuações e reduções na produção das fontes renováveis. Isso torna fundamental o planejamento adequado para equilibrar segurança energética e integração de fontes variáveis no sistema elétrico.

Desse modo, o Effective Load Carrying Capability (ELCC) surge como uma alternativa para ser avaliada no aperfeiçoamentos das métricas dos critérios de suprimento no Setor Elétrico Brasileiro. O ELCC é uma métrica que quantifica a contribuição de um recurso energético para a confiabilidade do sistema elétrico ao atender à carga líquida.

O ELCC indica a quantidade adicional de carga que o sistema pode suportar com a presença de um recurso específico, mantendo o mesmo nível de confiabilidade. Ele considera não apenas a capacidade nominal do recurso, mas também sua disponibilidade e variabilidade ao longo do tempo, sendo amplamente utilizado no planejamento energético para avaliar a contribuição efetiva de fontes intermitentes na matriz elétrica.

No PJM e no CAISO, a revisão da metodologia de cálculo da ELCC resultou na redução da contribuição das fontes solares associadas às baterias, devido à percepção de uma contribuição marginal decrescente à medida que mais recursos são adicionados ao sistema, devido à percepção ciclos ineficientes de carga e descarga, o que resultou em custos adicionais para os consumidores devido à necessidade de compensação financeira e contratação de recursos de geração adicionais. A figura abaixo ilustra.

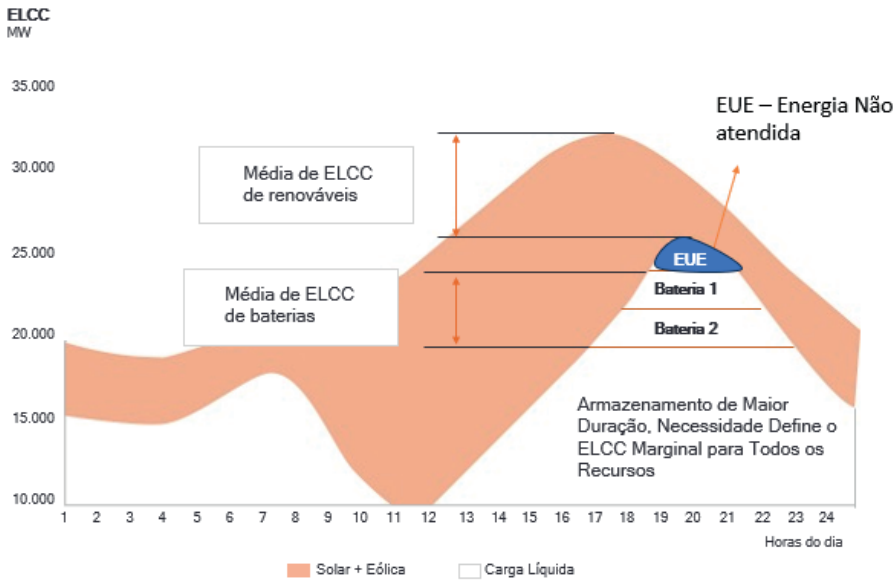


Fig. 7 – ELCC no PJM [Fonte: 11-13]).

5 CONCLUSÕES

Ao longo deste artigo, os autores expuseram diversas questões relacionadas aos Data Centers a a confiabilidade de suprimento de energia elétrica e como operadores de rede elétrica dos EUA vem lidando com a questão. Historicamente os Data Centers operam como cargas contínuas, consumindo energia da rede 24 horas por dia, 7 dias por semana, sem ajustes significativos na demanda.

Trazendo a reflexão para o contexto do Setor Elétrico Brasileiro, a experiência mencionada do Texas, PJM e Califórnia ilustracomo um mesmo agente de mercado pode adotar diferentes estratégias diante de estruturas de mercado, sinais técnicos e econômicos distintos, resultando em impactos variados na confiabilidade do suprimento e na geração de empregos.

Existem diversas modalidades de incentivos que podem ser aplicados para estimular o crescimento de Data Centers no Brasil, especialmente ao posicioná-los como centros de gravidade para o desenvolvimento regional e motores de inovação tecnológica. Esses incentivos podem incluir benefícios fiscais, parcerias público-privadas e investimentos em infraestrutura energética para garantir uma integração eficiente ao sistema elétrico nacional.

Muito se discute sobre o potencial papel dos Data Centers de mitigar a crise de curtailment no Brasil. Porém, junto a essa medida é necessário revisar os critérios de suprimento do Setor Elétrico. Os métodos atuais — Loss of Load Probability (LOLP) e CVaR da Potência Não Suprida (PNS) — focam na demanda máxima instantânea, e justamente por isso não endereçam a confiabilidade no atendimento à crescente volatilidade da carga líquida no Sistema Interligado Nacional (SIN).

Além disso, considerando o atraso na implementação de preços negativos e da precificação nodal no preço spot de energia no Brasil, a utilização do atendimento à carga líquida por subsistemas poderia servir como um possível sinal locacional para orientar investimentos e a expansão do sistema elétrico.

Nesse contexto, torna-se fundamental avaliar a inserção de métricas avançadas de critérios de suprimento, como a metodologia de Effective Load Carrying Capability (ELCC), para medir com maior precisão a contribuição efetiva das fontes de geração para o atendimento da carga líquida. A Figura 8 abaixo ilustra.

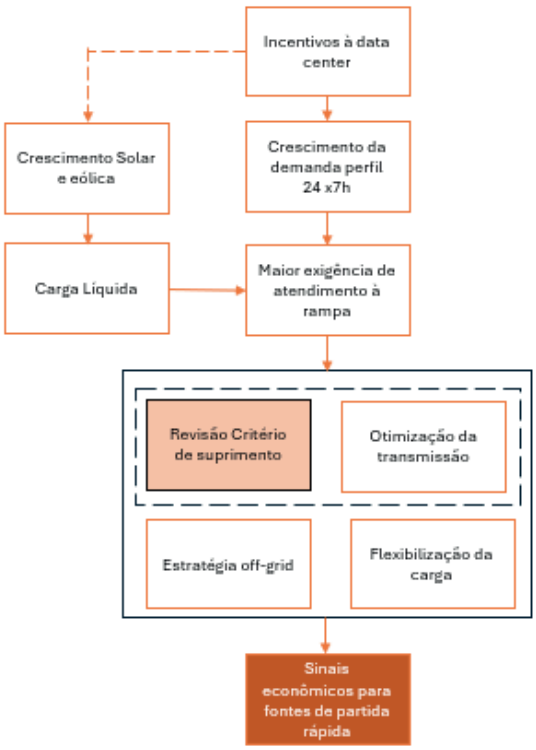


Fig. 8 – Sugestão de sinal econômico para incentivo de Data Centers [Fonte: elaboração propria autores].

A latência é outro critério que pode ser utilizado em conjunto com sinal econômico supracitado. A latência de um data center no Brasil para a costa leste dos Estados Unidos varia, em média, entre 80 e 120 ms. Isso significa que, para aplicações de inferência que exigem tempo de resposta imediato (como serviços de IA em tempo real), um data center em território brasileiro pode não ser a escolha ideal para atender consumidores norte-americanos.

No entanto, para cargas de treinamento massivo, onde a latência não é um fator crítico, o Brasil surge como uma alternativa competitiva, especialmente considerando a disponibilidade de energia renovável e incentivos fiscais emergentes.

A cidade de Fortaleza possui um dos principais hubs de telecomunicações do Brasil, tem uma das melhores conectividades internacionais, com acesso direto a múltiplos cabos submarinos que ligam a América do Sul à América do Norte e Europa. Isso reduz a latência para mercados externos e pode viabilizar o uso do Nordeste como um polo de exportação de processamento de IA.

Adicionalmente, podem ser inseridos no critério a existência ou não de Zonas de Processamento de Exportação (ZPEs). são uma alternativa estratégica para atrair investimentos em infraestrutura digital, pois oferecem benefícios fiscais e regulatórios para empresas que exportam seus serviços. No contexto dos data centers de IA, a combinação de baixa latência com incentivos fiscais das ZPEs pode transformar cidades como Maringá (PR), Fortaleza (CE) e Rio Grande do Sul (Scala AI City) em polos para a exportação de serviços de computação de alto desempenho.

A implementação de ZPEs voltadas para exportação de serviços digitais pode permitir que empresas de IA sediadas no Brasil prestem serviços para clientes nos Estados Unidos e Europa com vantagens financeiras.

Trazendo a reflexão para o contexto Brasileiro, é importante iniciar o debate sobre a coordenação entre ministérios, centros de pesquisa e agências reguladoras, para avaliação de sugestões tais como as apresentadas nesse artigo, aprendendo com a experiência internacional, tais como as iniciativas Regulamento IA na Europa e DCOI nos EUA [14 – 15] .

6 REFERÊNCIAS

[1] Electricity 2024 – Analysis and Forecast to 2026 – International Energy Agency (IEA, 2024).

[2] Whitepaper Data Centers no Brasil: Perspectivas, Oportunidades e Desafios. Thymos Energia, 2024.

[3] < https://www.nlyte.com/blog/data-center-basics/>, acesso em 15/11/2024.

[4] <https://www.fs.com/blog/comprehensive-guide-to-data-center-classifications-and-categories-11714.html>, acesso em 23/01/2025.

[5] MOHAN, N. et. al. Pruning Edge Research with Latency Shears. HotNets 20, 2020.

[6] Best Practices Guide for Energy-Efficient Data Center Design, Federal Energy Management Program (FEMP).

[7] Data Center Map. (2025). Global Data Center Directory & Market Information. Recuperado em 9 de fevereiro de 2025, de https://www.datacentermap.com/

[8] AP News. (2025, janeiro 29). Biden administra medidas para acelerar data centers de IA e energia limpa.

AP News. https://apnews.com/article/biden-white-house-ai-artificial-intelligence-7458d9d1bb537929c5dcfb5192695223

[9] BBC News. https://www.bbc.com/news/articles/cx25v2d7zexo

[10] California Independent System Operator (CAISO). (2024). *DMM comments on R23-10-011 track 2 proposals (Aug 9, 2024)*. Recuperado em 9 de fevereiro de 2025, de https://www.caiso.com/documents/dmm-comments-on-r23-10-011-track-2-proposals-aug-9-2024.pdf

[11] PJM Interconnection. (2023). *Energy transition in PJM: Resource retirements, replacements, and risks*. PJM Interconnection. https://www.pjm.com/-/media/DotCom/library/reports-notices/special-reports/2023/energy-transition-in-pjm-resource-retirements-replacements-and-risks.ashx

[12] PJM Interconnection. (2025). *Resource Adequacy Senior Task Force (RASTF)*. https://www.pjm.com/committees-and-groups/task-forces/rastf

[13] PJM Interconnection. (2025). *Effective Load Carrying Capability (ELCC)*. https://www.pjm.com/planning/resource-adequacy-planning/effective-load-carrying-capability

[14] Federal Chief Information Officers (CIO) Council. (2025). *Data Center Optimization Initiative (DCOI)*. Recuperado em 9 de fevereiro de 2025, de https://www.cio.gov/policies-and-priorities/DCOI/

[15] Comissão Europeia. (2024). *AI Act enters into force on August 1, 2024*. Recuperado em 9 de fevereiro de 2025, de https://commission.europa.eu/news/ai-act-enters-force-2024-08-01_pt

Comité de Estudios C1 - Desarrollo de sistemas eléctricos y economía

IMPACTO DE LA GENERACIÓN RENOVABLE EN LA ESTABILIDAD DE LA FRECUENCIA Y EN EL AMORTIGUAMIENTO DE OSCILACIONES EN EL SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN

NICOLÁS DE SAN JUAN*
CAMMESA
ARGENTINA
nicolasdesanjuan@cammesa.com.ar

Resumen *– El objetivo del presente trabajo técnico es evaluar, mediante simulaciones digitales de transitorios electromecánicos, la incidencia del ingreso de generación renovable basada en inversores (eólica y solar) sobre variables globales del sistema de potencia como son la estabilidad de la frecuencia ante un súbito déficit de generación o el amortiguamiento de las oscilaciones inter-área.*

Se analizará además la utilización de equipos BESS para mitigar el efecto del aumento de la proporción de este tipo de generadores.

Los resultados de este estudio buscan orientar la planificación y operación del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), considerando los retos impuestos por los altos niveles de penetración de energías renovables.

Palabras clave: Inercia - ROCOF - nadir - amortiguamiento - oscilaciones - estabilizadores - planificación - renovables – BESS

1 INTRODUCCIÓN

El ingreso masivo de generación renovable basada en inversores al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) plantea nuevos desafíos para la estabilidad del sistema eléctrico. Las plantas solares y eólicas, a diferencia de los generadores sincrónicos tradicionales, no aportan inercia intrínseca, lo que puede exacerbar las fluctuaciones de frecuencia y reducir el amortiguamiento de oscilaciones inter-área, al desplazar del despacho a generación convencional.

En este contexto, el presente estudio se centra en analizar los efectos de esta transición energética en dos aspectos fundamentales:

1) **La estabilidad de la frecuencia**, evaluando indicadores como el ROCOF (Rate of Change of Frequency) y el nadir (frecuencia mínima alcanzada).
2) **El impacto sobre el amortiguamiento** de las oscilaciones electromecánicas lentas (inter-área), que afectan la seguridad y calidad del servicio.

Los resultados de este análisis contribuirán a determinar las condiciones operativas necesarias para garantizar una penetración segura y confiable de generación renovable en el SADI.

2 MARCO TEÓRICO

La estabilidad de la frecuencia y el amortiguamiento de oscilaciones en sistemas de potencia dependen de la interacción entre la inercia del sistema, las reservas rápidas y los controles de generación. La inercia, proporcionada por las máquinas sincrónicas, limita la velocidad de cambio de frecuencia tras perturbaciones.

* nicolasdesanjuan@cammesa.com.ar

2.1 Inercia y estabilidad de la frecuencia

El desplazamiento de generación sincrónica por generación renovable reduce la inercia total del sistema, afectando indicadores como el nadir y el ROCOF [1]. Un nadir bajo puede activar protecciones por subfrecuencia, mientras que un ROCOF alto desafía la coordinación de los esquemas de alivio de carga. Estudios recientes muestran que la reducción de inercia también eleva la complejidad para mantener el equilibrio entre oferta y demanda en condiciones de contingencia. Además, se ha observado que niveles altos de ROCOF pueden exceder las capacidades de algunos equipos existentes en la red, como relés de pérdida de sincronismo.

2.2 Oscilaciones inter-área

Las oscilaciones electromecánicas inter-área (0.3 – 0.7 Hz) son amortiguadas por estabilizadores del sistema de potencia (PSS) instalados en generadores sincrónicos. La reducción de generación equipada con PSS puede aumentar la amplitud y persistencia de estas oscilaciones, comprometiendo la estabilidad dinámica. Adicionalmente, las nuevas tecnologías como los convertidores formadores de red (grid-forming) ofrecen soluciones prometedoras al proporcionar "inercia virtual". Estos dispositivos, capaces de auto-sincronizarse con la red, contribuyen a la regulación de frecuencia y amortiguamiento, mitigando parcialmente los efectos negativos de la falta de inercia.

2.3 Estrategias emergentes

Las estrategias para mitigar los efectos de la reducción de inercia incluyen la implementación de servicios de frecuencia rápida (FFR, por sus siglas en inglés), la implementación de equipos de almacenamiento de energía con baterías (BESS), y el uso de condensadores sincrónicos para incrementar la inercia efectiva del sistema. La combinación de estos elementos puede ayudar a reducir el impacto de las contingencias en sistemas con alta penetración de renovables.

3 METODOLOGÍA

3.1 Caso de Estudio: Sistema Eléctrico Argentino. Escenarios de simulación.

Para el estudio y evaluación de los fenómenos explicados, se considera el modelo estático y dinámico de todo el SADI, en el que se encuentra modelado la totalidad de Sistema Eléctrico Argentino.

Se evaluarán dos escenarios principales:

- **Escenario actual:** considerando la generación renovable actualmente en servicio.
- **Escenario 2028:** incorporando la generación renovable proyectada y desplazando generación sincrónica.

Ambos escenarios incluirán simulaciones de transitorios electromecánicos para analizar eventos de pérdida de generación y contingencias de diseño.

3.2 Indicadores de evaluación

Los indicadores seleccionados son:

- **Frecuencia mínima transitoria** (nadir): Límite de 48.3 Hz en centro de carga.
- **ROCOF**: Tasa de cambio de frecuencia en Hz/s.
- **Amortiguamiento relativo**: Factor de amortiguación de las oscilaciones inter-áreas.

3.3 Herramientas y modelos

Se empleará software de simulación dinámica para modelar la red eléctrica y despachos de generación en ambos escenarios.

Se utilizará el modelo del Sistema Eléctrico Argentino, el que está interconectado con Paraguay, Brasil y Uruguay. Además, su matriz energética es muy diversa, con máquinas de vapor, ciclos combinados, centrales nucleares, máquinas hidráulicas, centrales de bombeo y, lo que es la novedad en los últimos años, una cantidad considerable de energías renovables como la generación eólica y solar.

4 ESTABILIDAD DE LA FRECUENCIA. DESARROLLO Y RESULTADOS

Se busca estudiar el efecto de la pérdida de inercia del sistema en su conjunto provocada por el desplazamiento de generación sincrónica debido al aumento de la proporción de generación renovable en el Sistema Eléctrico Argentino.

Para esto se simula una súbita pérdida de generación de 1200 MW con el objetivo de obtener una subfrecuencia en el sistema.

A continuación se describen de forma general los escenarios:

- **Escenario actual:** se considera el modelo correspondiente a un escenario de valle con una demanda de 16.000 MW, donde se maximiza la generación renovable (eólica y solar) que está actualmente en servicio. Se alcanza una alta penetración de renovable del 30%, lo que representa un despacho de generación renovable eólica y solar de 4.800 MW.

- **Escenario 2028:** a partir del escenario anterior se incorpora y modela toda la generación renovable proyectada para el año 2028. Esto se corresponde con 28 nuevos generadores eólicos y solares que suman un total de 2.770 MW. Estos nuevos generadores desplazan generación sincrónica convencional. Además, con el objetivo de comparar los escenarios, se define que la demanda sea la misma que en el caso anterior, lo que representa también un valle. En este caso se considerarán diferentes niveles de penetración de generación renovable para estudiar su efecto.

Por otro lado, para cada uno de los casos simulados se ajustó la reserva rotante del sistema a un valor del 3%, con el objetivo de que la regulación primaria de frecuencia que ejercen los generadores sea limitada a un valor realista, evitando así resultados que no se correspondan con la realidad.

Específicamente, los casos simulados son los siguientes:

- Escenario actual **2024** con una penetración de generación renovable del **30%** (**E1 2024 30%**).
- Escenario **2028** con una penetración de generación renovable del **45%** (**E1 2028 45%**).
- Escenario **2028** con una penetración de generación renovable del **60%** (**E1 2028 60%**).

A continuación se muestran las curvas de frecuencia resultantes para cada caso, medidas en la barra Ezeiza 500 kV que se encuentra en el centro de carga del sistema. Se grafican los primeros 30 segundos ya que es el tiempo en el que es más notorio el fenómeno bajo estudio.

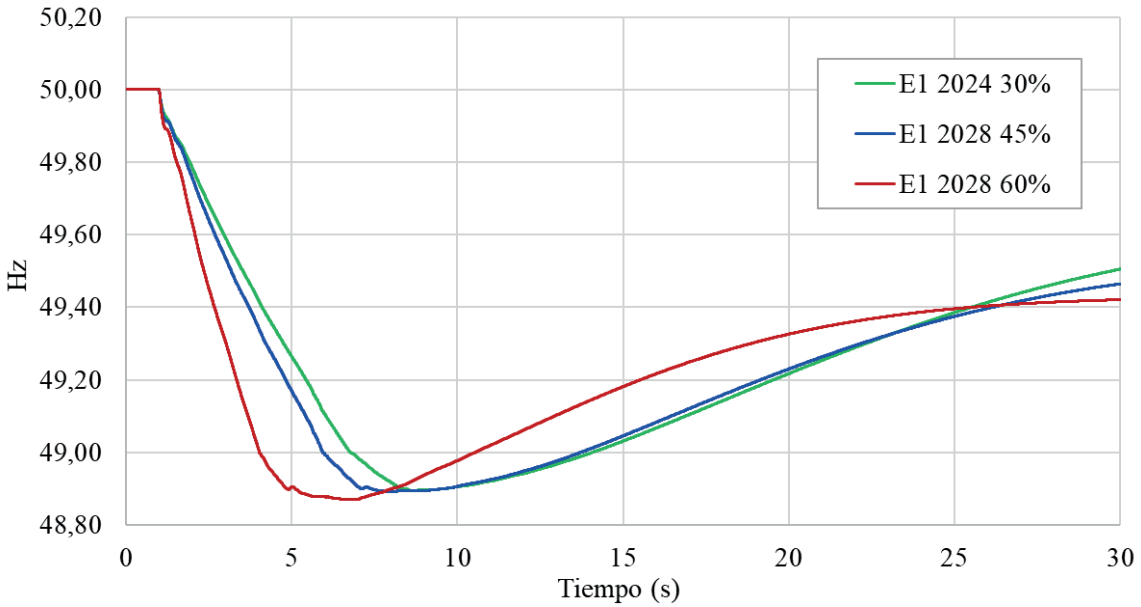


Fig. 1. Frecuencia barra Ezeiza 500 kV.

4.1 Análisis de la frecuencia mínima transitoria

La primera observación es la considerable caída de la frecuencia que se aprecia en los tres casos, donde se tienen los siguientes valores de frecuencia mínima transitoria (nadir):

- E1 2024 30%: 48,89 Hz
- E1 2028 45%: 48,89 Hz
- E1 2028 60%: 48,86 Hz

Esto es esperable teniendo en cuenta la gravedad de la perturbación en relación a la baja demanda del sistema, y por la alta penetración de renovables que tiene cada caso.

Por otro lado, se tiene que estos valores son muy similares entre sí, a pesar de que, por ejemplo, el segundo caso 2028 tiene una penetración de renovable mucho mayor que el caso del 2024, lo que implica una inercia menor en el escenario futuro. La razón de este fenómeno son los cortes de carga por subfrecuencia.

En la base utilizada están modelados los cortes de cargas por subfrecuencia presentes en todo el SADI. Este esquema de cortes es determinado por CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.), y está conformado por escalones de corte por relés de frecuencia absoluta (Fabs), por relés de corte por decremento de la frecuencia (F/t) y por relés de derivada de la frecuencia (df/dt). La conformación del mismo depende de la ubicación geográfica y de la potencia declarada del Agente. Por ejemplo, para el área del centro del país, GBA, Santa Fe, Entre Ríos y Provincia de Buenos Aires [2]:

TABLA I. ESQUEMA DE CORTES POR RELÉS DE SUBFRECUENCIA. ÁREA CENTRAL DEL SADI.

Escalón	**Relé Fabs. (Hz)**	**Relé ΔF/Δt**	**Relé df/dt (Hz/seg)**		**Relé de Restablecimiento**		**Carga fichada en (%) de la Demanda**
					Hz.	**Temporización**	
1	49.0	No	Si	-0.6		-	3.0
2	48.9	No	Si	-0.6		-	4.0
3	48.8	No	Si	-0.6		-	6.0
4	48.7	No	Si	-0.9		-	6.5
5	48.6	No	Si	-0.9		-	9.0
6	48.5	No	No	-	49.2	17 Seg	4.0
					49.2	19 Seg	4.5
7	48.4	No	No	-	49.2	15 Seg	5.0
Total							**42.0**

Cada fila indica el porcentaje de carga a cortar por el agente demandante y los motivos, los cuales pueden ser porque la frecuencia disminuyó hasta el valor indicado en Hz o porque su derivada (respecto del tiempo) es mayor o igual (en valor absoluto) al indicado (lo que ocurra primero). Las dos últimas filas indican que puede haber cortes si la frecuencia permanece por debajo de 49,2 Hz durante más tiempo que los indicados.

En los tres casos llega a actuar hasta el segundo escalón por frecuencia absoluta, y no actúan ni el de decremento ni el de derivada.

El tercer punto a destacar es que la frecuencia mínima alcanzada está por sobre el valor de 48,3 Hz en el centro de carga, lo que según los criterios considerados en el Sistema Eléctrico Argentino descriptos en [3], indica que se cumple con el criterio de estabilidad en relación a este aspecto.

4.2 Análisis del ROCOF

De la figura 1 se calcula la tasa de cambio de frecuencia en Hz/s o ROCOF (Rate of Change of Frequency):

- E1 2024 30%: 0,196 Hz/s
- E1 2028 45%: 0,214 Hz/s
- E1 2028 60%: 0,321 Hz/s

Es claro que a medida que aumenta el porcentaje de generación renovable el ROCOF es cada vez más grande, lo que significa que la frecuencia cae con mayor velocidad. A continuación se presenta una breve explicación de este fenómeno. Dirigirse a [4] y [5] para analizar el desarrollo completo.

La inercia sincrónica en sistemas de potencia es la masa rotante de los generadores conectados sincrónicamente a la red. La velocidad de las masas rotantes cambiará si la potencia instantánea no es igual a la demanda. La velocidad de cambio de la frecuencia (y velocidad del generador) está definida por la ecuación (1), la que relaciona la respuesta de la velocidad del rotor con el torque acelerante o desacelerante.

$$J\frac{\mathrm{d}\omega_m}{\mathrm{dt}} = T_a \qquad (1)$$

Donde:

J es el momento de inercia en kg.m^2 de las masas rotantes conectadas al eje.

ω_m es la velocidad mecánica del eje.

T_a es el torque acelerante en Nm actuando en el eje.

Si expresamos esta ecuación en función de la inercia *H:*

$$H = 0.5J\omega_m^2 / VA_{base} \qquad (2)$$

Donde:

ω_m es la velocidad angular expresada en radianes mecánicos por segundo.

VA_{base} es la base de la máquina.

Finalmente sustituyendo *J*:

$$\frac{d\omega_r}{dt} = T_a/2H \qquad (3)$$

Donde:

ω_m es la velocidad angular expresada en radianes eléctricos por segundo.

Como se puede ver en la ecuación (3) los **factores claves que influencian el ROCOF son el tamaño relativo de una perturbación (relativo a la demanda) y la inercia total del sistema en el momento de la perturbación.**

El aumento de la proporción de generación no-sincrónica (eólicos y fotovoltaicos en este caso), resulta en una menor cantidad de generadores sincrónicos conectados a la red durante menos tiempo, por lo que se concluye que esto aumenta el ROCOF observado durante las perturbaciones.

Sin embargo, se observa que el mayor valor de ROCOF en las simulaciones realizadas es de 0,321 Hz/s, que como es esperado se da en el caso de mayor proporción de generación renovable, es considerablemente menor a 1 Hz/s. Este valor se corresponde con un estándar considerado en Argentina y en gran parte del mundo como el umbral de un valor aceptable. Para los escenarios analizados se concluye que se obtuvo un ROCOF aceptable.

Con respecto a los cortes de carga explicados en la sección anterior, se destaca que para el caso más desfavorable, E1 2028 60%, el ROCOF estuvo un 47% por debajo del valor requerido para que dispare el corte por derivada de frecuencia seteado en 0,6 Hz/seg.

4.3 Contribución de equipos BESS

Un equipo de almacenamiento de energía con baterías (BESS - Battery Energy Storage System) no solo tiene la capacidad de, por ejemplo, almacenar energía en horas de valle y despacharla en horas de pico, sino que también puede controlar esta absorción e inyección, dentro de sus límites, de forma muy rápida. Esto significa que este equipo se puede utilizar para contribuir al control primario de frecuencia inyectando potencia almacenada o absorbiendo de la red.

Se puede definir un set point de frecuencia (50 Hz en Argentina) para que el BESS realice el servicio de regulación de frecuencia. Esta acción de control puede llevarse a cabo hasta que la batería alcance su estado de carga mínimo o máximo (SOC - State of Charge).

Siguiendo los lineamientos definidos en [6] para el modelado estático y dinámico para simuladores de transitorios electromecánicos, se modelan 5 equipos BESS en diferentes estaciones transformadoras del área del Gran Buenos Aires, que representa el centro de carga del sistema. Cada equipo BESS tiene una capacidad de 75 MVA, y puede inyectar a la red 75 MW y absorber 50 MW.

Típicamente se busca instalar los equipos BESS en los nodos donde exista una mayor penetración de energía renovable, sin embargo, lo más probable para el sistema argentino es que las primeras baterías se instalen en el área mencionada. Esto con el objetivo de que aporten a la reducción de sobrecargas en los equipos de la red como líneas o transformadores, que es una problemática de la zona. En este artículo se considera que además de esto, las baterías tendrán la capacidad de controlar la frecuencia.

Para estudiar el aporte de las baterías al fenómeno del aumento de la proporción de renovables en el sistema, se compara el caso del año 2028 con 60% de renovables (E1 2028 60%), con este mismo caso con los equipos BESS agregados (E1 2028 60% BESS), y el caso actual 2024 con 30% de renovable (E1 2024 30%). Las curvas de frecuencia en la barra Ezeiza 500 kV se muestra a continuación:

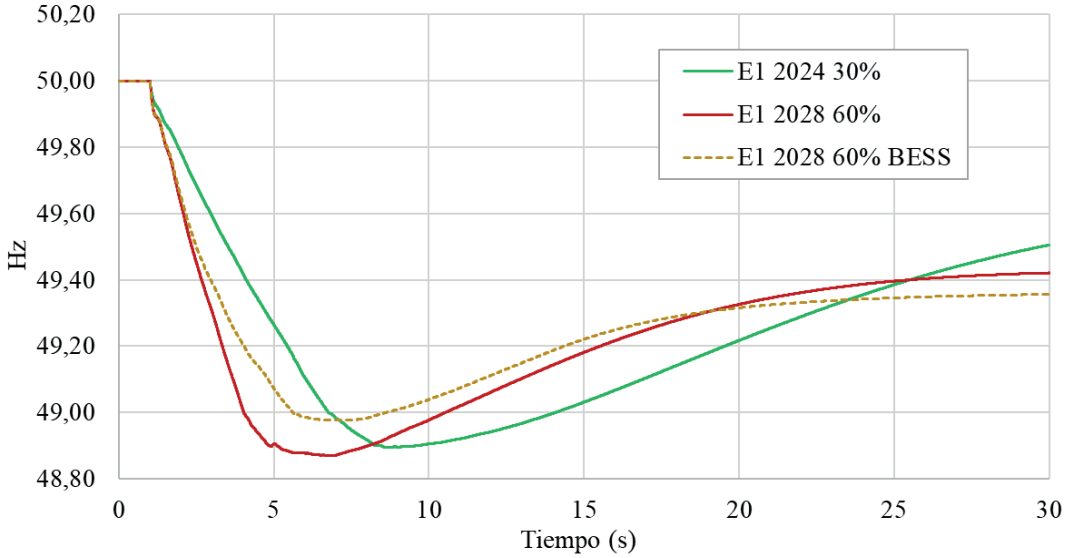


Fig. 2. Frecuencia barra Ezeiza 500 kV.

La primera conclusión es que el valor mínimo de la frecuencia alcanzado en el caso con los equipos BESS es el mayor de los tres casos, incluso mayor que en el caso 2024. Esto es especialmente importante ya que implica un menor valor de cortes de carga para estabilizar la frecuencia.

Específicamente en el caso **E1 2028 60% BESS**, fue requerido un **56% menos de cortes de demanda** que el mismo caso sin la actuación de los equipos BESS, lo que representa una importante ventaja.

Por otro lado, analizando el ROCOF, se tiene un valor de **0,267 Hz/s** para el caso E1 2028 60% con el aporte a la regulación de la frecuencia de los equipos BESS. Este valor está encima del caso correspondiente al caso 2024 (0,214 Hz/s), pero es menor al caso 2028 sin el BESS, lo que representa una clara mejora en la capacidad de control de frecuencia para el SADI.

En la figura 3 se observa el comportamiento de la potencia activa del equipo BESS. En los momentos previos a la perturbación el intercambio de potencia actica con la red es nulo. Cuando se da la perturbación y la frecuencia comienza a caer, el BESS comienza a inyectar potencia con el objetivo de colaborar con el control de la frecuencia. Se observa que cuando el equipo llega a su potencia máxima inyectada, 75 MW, continúa despachando potencia activa constante hasta que la frecuencia comienza a recuperarse, por lo que la señal de error disminuye y en consecuencia comienza a reducir la potencia activa inyectada a la red.

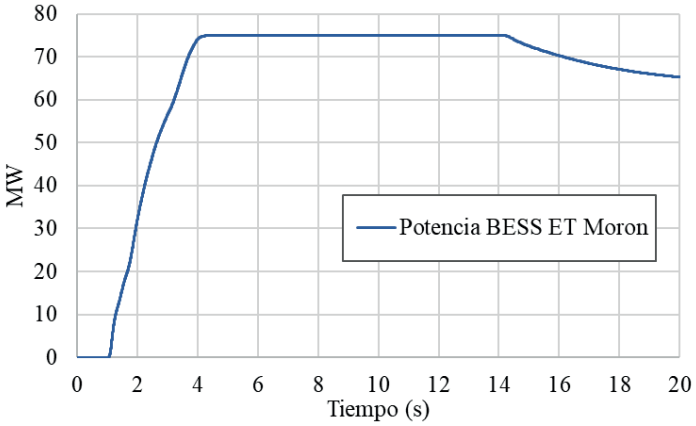


Fig. 3. Comportamiento del BESS ET Morón (GBA).

5 IMPACTO SOBRE EL AMORTIGUAMIENTO. DESARROLLO Y RESULTADOS

En este segundo caso de estudio se tiene el objetivo de analizar el efecto que tiene el aumento de la proporción de generación renovable en el sistema y la consecuente reducción de la inercia, en las oscilaciones interáreas que se producen luego de ciertas grandes perturbaciones.

A continuación se describen los escenarios considerados para este segundo estudio, los que a diferencia del caso anterior, representan situaciones más exigentes para el sistema, considerando una condición N-1 y la alta exportación de potencia desde Comahue hacia GBA.

- **Escenario actual (E2 2024 15%):** se considera una demanda del SADI de **20.200 MW**, con una proporción de generación renovable del **15%**. Además, se consideran una situación **N-1** donde la línea de 500 kV **Río Grande - Embalse** se encuentra **fuera de servicio**. Otro punto importante es la transmisión por el corredor de 500 kV Comahue – Gran Buenos Aires, que se define en **4.200 MW**, lo que representa un valor alto.
- **Escenario 2028 (E2 2028 30%):** a partir del escenario anterior se incorpora y modela toda la generación renovable proyectada para el año 2028, desplazando generación sincrónica convencional. Para el estudio se considera una proporción de generación renovable del **30%**. La demanda es la misma que en el escenario anterior, al igual que en N-1 y la transmisión Comahue – Gran Buenos Aires.

Las oscilaciones interáreas se provocan simulando una súbita disminución de 500 MW de potencia importada desde Brasil a través de la conversora de Garabí.

Para observar las oscilaciones se considera el flujo de potencia activa por la línea de 500 kV Rincón – Salto Grande Argentina. A continuación se muestran las curvas de potencia resultantes para cada caso.

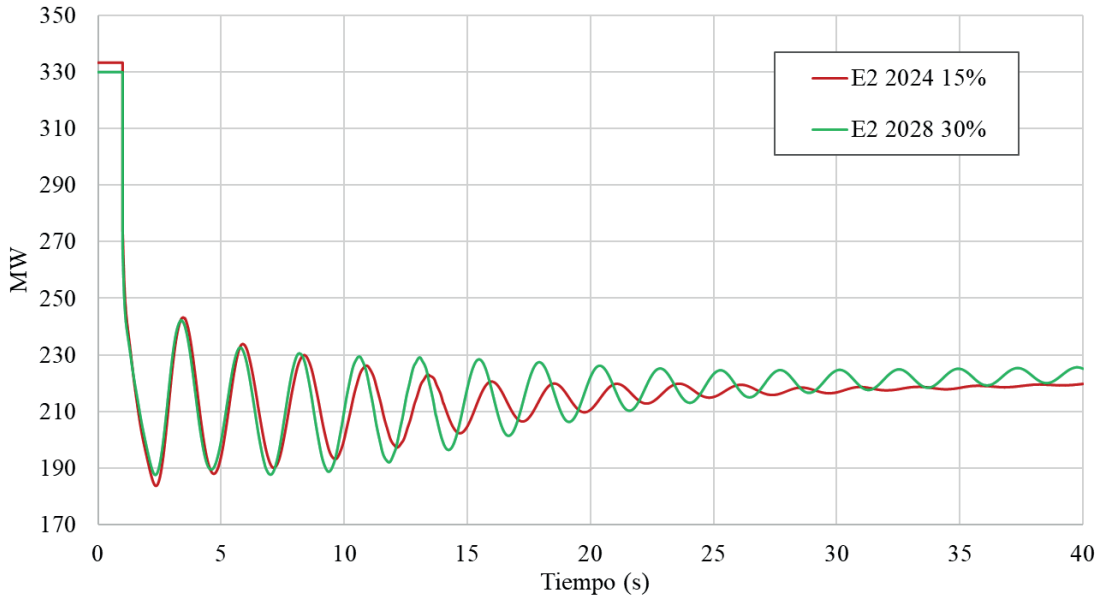


Fig. 4. Flujo de potencia activa por la línea de 500 kV Rincón – Salto Grande Argentina.

Resulta evidente la diferencia en el amortiguamiento entre ambos casos. Mientras que se observa un amortiguamiento favorable para el escenario actual con una proporción de generación renovable del 15%, para el caso 2028 con una proporción del 30%, se aprecia un amortiguamiento menor.

Este es un fenómeno esperable considerando la disminución de la inercia del sistema causada por el aumento en la generación eólica y solar, como se ha explicado en el marco teórico.

Los valores iniciales en estado estacionario son distintos debido a la diferencia en los flujos de las líneas provocado por la diferencia en el despacho de los generadores.

En base a estos resultados surge la necesidad de buscar soluciones a la disminución de las oscilaciones. Una solución operativa es la reducción de la transmisión de potencia desde Comahue hacia GBA, maniobra que se utiliza actualmente en la operación del sistema ante casos similares.

Otro ejemplo es el aumento de la proporción de generadores convencionales que posean Estabilizadores de Potencia (PSS). Este es un dispositivo que proporciona bucles de control complementarios adicionales al sistema del regulador automático de tensión (AVR). La tarea del PSS es agregar una señal adicional que compense las oscilaciones de tensión y proporcione un componente de amortiguamiento que esté en fase con la variación de velocidad.

Sin embargo, en este artículo se analizará otras de las posibles medidas a tomar, que al igual que fue analizado en el estudio anterior, se trata de la incorporación de equipos BESS al sistema eléctrico. Se estudia esta opción ya que es la más probable a implementarse en el mediano plazo.

5.1 Contribución de equipos BESS al amortiguamiento

Si bien no se espera una importante contribución de equipos BESS a las oscilaciones que aparezcan en el sistema, debido principalmente a que no contribuyen a un aumento de la inercia rotante, gracias a su capacidad de controlar rápidamente su intercambio de potencia activa con la red es posible que estos equipos también tengan una cierta contribución a aumentar el amortiguamiento del sistema.

A partir del caso 2028 con un 30% de proporción de generación renovable (caso E2 2028 30%), se agregan los modelos estáticos y dinámicos de los mismos equipos BESS del estudio anterior. En la figura 5 se muestra la comparación entre estos dos casos.

Se observa una leve mejora del amortiguamiento provocado por la contribución de los equipos BESS. Sin embargo, resulta claro que no es la mejor solución para esta clase de fenómenos, ya que el aporte es considerablemente menor que otros equipos como estabilizadores de potencia o compensadores sincrónicos.

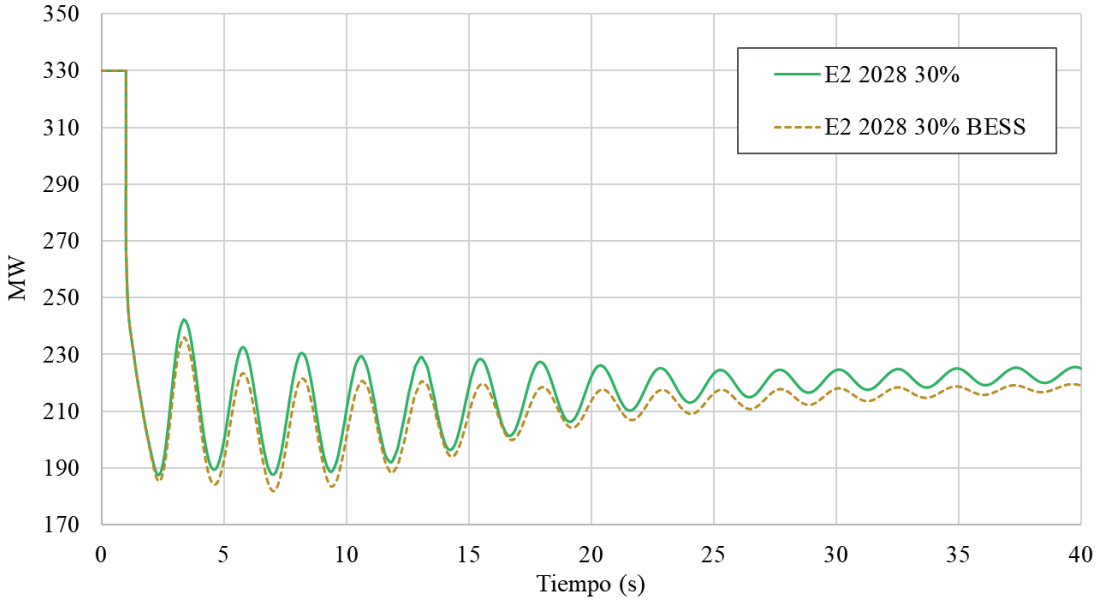


Fig. 5. Flujo de potencia activa por la línea de 500 kV Rincón – Salto Grande Argentina.

6 CONCLUSIONES

A partir del marco teórico y los estudios realizados, se concluye que:

1) Los altos niveles de penetración de generación renovable reducen la inercia y dificultan la recuperación de la frecuencia luego de perturbaciones.
2) La disminución de generación equipada con PSS afecta negativamente el amortiguamiento de las oscilaciones inter-área, especialmente en condiciones de baja demanda.
3) Las tecnologías emergentes, como los equipos BESS, pueden complementar las carencias de inercia, aunque requieren mayor investigación y optimización. Un punto clave en este sentido puede ser la incorporación de controles del tipo POD (Power Oscillations Damping) a los BESS.
4) Estos hallazgos iniciales subrayan la necesidad de estrategias complementarias, como inercia sintética y reservas de alta velocidad, para garantizar la estabilidad del sistema.

7 REFERENCIAS

[1] CIGRE Electra, "*Impact of high penetration of inverter-based generation on system inertia of networks*", Electra No. 319, 2021.

[2] CAMMESA, "*P.T.4: Ingreso de Nuevos Grandes Usuarios Mayores, Distribuidores, Generadores, Autogeneradores y Cogeneradores al MEM*", 2023.

[3] Molina, Amico, Sinagra, "*Criterios para Determinación de Límites de Transmisión en la Red Eléctrica*", CIGRE, 2007.

[4] G.A. Chown, J.G. Wright, R. Van Heerden, M. Coker, "*System inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF) with increasing non-synchronous renewable energy penetration*", CIGRE, SA, 2007.

[5] Prabha Kundur "*Power System Stability And Control*", 1994.

[6] Nicolás de San Juan, Félix Gallego, "*Lineamientos para el Modelado de Equipos de Almacenamiento de Energía*", XIX ERIAC, 2023.

Comité de Estudios C1 - Desenvolvimento de sistemas elétricos e economia

APLICAÇÃO DE UMA TECNOLOGIA DE CARÁTER INOVADOR NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO EM TERMOS DE MODULARIDADE E MOBILIDADE: ESTUDOS DE CASOS REAIS PARA IMPLANTAÇÃO DE EQUIPAMENTOS COM TECNOLOGIA FACTS NA REDE DIT DO ESTADO DE SÃO PAULO

L. F. FERREIRA*[1]
ISA Energia Brasil
Brasil
lfferreira@isacteep.com.br

R. G. E. ANJOS
ISA Energia Brasil
Brasil
rganjos@isacteep.com.br

R. G. RIBEIRO
ISA Energia Brasil
Brasil
rgribeiro@isacteep.com.br

D. J. T. DE SOUZA
EPE
Brasil
daniel.souza@epe.gov.br

V. S. LOPES
EPE
Brasil
vanessa.stephan@epe.gov.br

J. M. AREIZA
ISA Interconexion
Colômbia
jareiza@ISA.com.co

A. PRIOLLI
Smart Wires
Brasil
andre.priolli@smartwires.com

C. BORDA
Smart Wires Colômbia
Colômbia
carlos.borda@smartwires.com

Resumo *– Este artigo apresenta à experiência da ISA Energia Brasil, em estudos de casos reais aplicado à ampla malha de linhas e subestações de 138 kV do estado de São Paulo, pertencente às Demais Instalações de Transmissão (DITs), através da incorporação de uma nova tecnologia caracterizada pela instalação de equipamentos modulares FACTS (Flexible AC Transmission Systems) baseados em conversores de tensão (VSC – Voltage-Sourced Converters) em série com os módulos de entrada de linha dos circuitos de interesse, conhecida como SSSC – Static Synchronous Series Compensator. A inovação apresentada possui a capacidade de simular tanto um reator série quanto um capacitor série, através da sua capacidade de injetar tensão em quadratura (ângulo de 90 graus) em relação à corrente da linha, o que permite controlar a reatância da linha de forma precisa. Neste contexto, este trabalho apresenta o processo desenvolvido, desde o referenciamento da tecnologia, análises, identificação de propostas dos produtos, desenvolvimento de estudos técnicos para incorporação de soluções em sistemas existentes, coordenados pela Emprese de Pesquisa Energética (EPE), até a implementação das soluções em um projeto real dividido em duas etapa: implantação conjuntural e provisória na subestação 138 kV Ribeirão Preto e implantação definitiva nas subestações 138 kV São José do Rio Preto e Votuporanga 2.*

[1] Endereço: Av. Nações Unidas, nº 14.171, Torre Crystal - 6º andar. São Paulo - SP – CEP 04794-000 (ISA CTEEP). E-mail: lfferreira@isacteep.com.br

Palavras-chave: Planejamento Flexível – M-SSSC – D-FACTS – FACTS – Inovação – Otimização do SIN – Crescimento – Sustentabilidade

1 INTRODUÇÃO

A partir do Plano de Ampliações e Reforços (PAR/PEL) 2021 - Ciclo 2022-2026 [1], o Operador Nacional do Sistema (ONS) identificou o risco imediato de sobrecarga em regime normal de operação (N) na LT 138 kV Ribeirão Preto – Porto Ferreira C1/C2, classificada como Demais Instalações de Transmissão – DIT. Os estudos do ONS no horizonte de médio prazo apresentaram carregamentos próximos à capacidade de emergência da linha para a contingência em um dos circuitos, bem como para contingências simples da LT 440 kV Ribeirão Preto – Santa Barbara ou LT 440 kV Araraquara – Araras, em cenários de elevado recebimento pelo Sul ou de geração reduzida nas usinas dos rios Pardo, Paranapanema e Tietê durante o período de verão e entressafra das usinas de cana-de-açúcar. Este contexto provocou a necessidade de adoção de medidas operativas que fragilizam o sistema e desotimizam o uso dos recursos de geração da região. Soma-se o fato de que na recontratação anual do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) desde 2021 (RECON 2022-2025) vem sendo reiteradamente, nos ciclos atuais de recontratação, aplicadas uma série de limitações e ressalvas a diversos pontos de contratação das concessionárias de distribuição locais (CPFL Paulista e ELEKTRO) limitando o acréscimo de contratação de demanda na região e impactando o crescimento industrial, em função das sobrecargas previstas na LT 138 kV Ribeirão Preto – Porto Ferreira C1/C2.

Considerando a necessidade sistêmica urgente, a ISA Energia Brasil identificou uma alternativa para sanar as sobrecargas inadmissíveis identificadas em prazo muito inferior a reconstrução da LT 138 kV Ribeirão Preto – Porto Ferreira C1/C2 prevista para ser concluída não antes de agosto de 2026. Trata-se de uma tecnologia de caráter inovador no Brasil conhecida como SSSC – Static Synchronous Series Compensator. Tais equipamentos são classificados como uma classe de Flexible Alternating Current Transmission System (FACTS) e são empregados para controlar ativamente o fluxo de potência passante por linhas de transmissão.

Em janeiro de 2023 a ISA Energia Brasil encaminhou ao Ministério de Minas e Energia (MME) uma correspondência acerca da equivalência técnica e econômica da alternativa SSSC, como proposta de substituição à obra de reconstrução da LT 138 kV Ribeirão Preto – Porto Ferreira C1/C2. Contudo, em maio de 2023, o planejamento setorial brasileiro respondeu não corroborando com a proposta da ISA Energia Brasil, dado que, naquele momento, existiam aspectos específicos a serem explorados e discutidos acerca da pertinência de substituir a obra de reconstrução pela do uso dos FACTS. Todavia, sugeriram o endereçamento da avaliação da nova tecnologia no Estudo de Reforços no Sistema DIT do Estado de São Paulo, previsto para ser realizado no âmbito do GET-SP.

Dessa forma, a EPE desenvolveu com apoio da ISA Energia Brasil análise da inserção deste tipo de solução nos estudos de planejamento setoriais. Sendo a região de interesse a rede de 138 kV do Noroeste do Estado de São Paulo. O referido estudo foi oficializado na 21ª Reunião do Grupo de Atendimento ao Estado de São Paulo, em outubro de 2023, estudo este denominado “Reforços no Sistema DIT do Estado de SP - PARTE 1”. O Relatório de Estudos Técnico - Econômicos (R1), elaborado pela EPE (EPE-DEE-NT-033-2024-rev0-DIT Parte 1), foi emitido em 29 de maio de 2024 [2]. Este compara 4 alternativas de expansão da transmissão, sendo 3 alternativas tradicionais e uma alternativa com utilização de SCCC, de forma flexível e modular, com objetivo de aumentar a confiabilidade da rede de 138 kV da região Noroeste do Estado de São Paulo, assim como solucionar problemas elétricos em diferentes cenários associados às características sazonais das usinas de geração conectadas neste sistema. A avaliação econômica realizada pela EPE identificou a alternativa composta por SSSC modulares nas SE’s São José do Rio Preto e Votuporanga 2 como vencedora no estudo de Mínimo Custo Global (MCG), mediante toda comparação técnico-econômica realizada entre as alternativas de expansão da transmissão.

Utilizando da flexibilidade proporcionada pelos dispositivos em termos de modularidade e mobilidade a ISA Energia Brasil propôs a antecipação de 3 SSSC/ fase (totalizando em 9 SSSC) das etapas de implantação dos

anos 2027 e 2029 nas subestações de 138 kV Votuporanga 2 e São José do Rio Preto, de modo que estes dispositivos sejam implementados em série com os módulos de entrada de linha dos circuitos C1 e C2 da LT 138 kV Ribeirão Preto – Porto Ferreira e do circuito C1 da LT 138 kV Ribeirão Preto – São Simão.

2 OBJETVOS

Diante do exposto, os principais objetivos desse artigo técnico são os elencados a seguir:

1. Identificar novas tecnologias existentes no mercado mundial, como os dispositivos FACTS, que utilizam eletrônica de potência para controle de fluxo de potência ativa e otimização da rede existente, no sentido de identificar o portifólio de soluções existentes aplicada a rede DIT 138 kV do estado de São Paulo.
2. Comprovar que uma alternativa composta apenas por SSSC é capaz de eliminar as sobrecargas inadmissíveis na rede DIT do estado de São Paulo, e apresenta um desempenho satisfatório no horizonte de curto, médio e longo prazo.
3. Apresentar da ótica de implantação dos dispositivos o desempenho de estudos de disponibilidade em função da injeção dos dispositivos SSSC para aplicação conjuntural na LT 138 kV Ribeirão Preto – Porto Ferreira.

3 SISTEMA DE INTERESSE E DIAGNÓSTICO

O sistema de interesse apresentado na **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** e está localizado no estado de São Paulo, contemplando duas etapas de aplicação distintos dos dispositivos SSSC, de carácter definitiva e conjuntural.

3.1 Sistema Noroeste Paulista - LT 138 kV Votuporanga II – São José do Rio Preto C1/C2

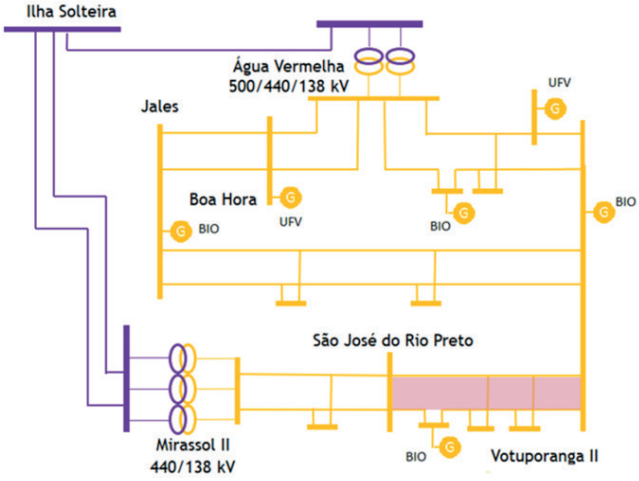
O sistema dessa região Noroeste do estado de São Paulo apresenta alguns problemas pontuais, com destaque para o cenário onde há a combinação de geração fotovoltaica com uma situação de elevada geração hidráulica nas usinas do sistema de 440 kV região, frente ao despacho reduzido das hidrelétricas dos rios Pardo, Paranapanema e Tietê. Adicionalmente, as condições de intercâmbio regional entre os subsistemas Sudeste e Sul contribuem fortemente no carregamento e desempenho da rede local. Em virtude do elevado recebimento pelo Sul durante o verão, são previstas sobrecargas da capacidade de longa duração (2x138 MVA)., da LT 138 KV Votuporanga II – São José do Rio Preto a partir de 2027.

A **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**-(a) apresenta a sobrecarga identificada (retângulo rosa), referenciando a LT 138 kV Votuporanga I – São José do Rio Preto C1/C2.

3.2 Sistema Nordeste Paulista - LT 138 kV Ribeirão Preto – Porto Ferreira C1/C2

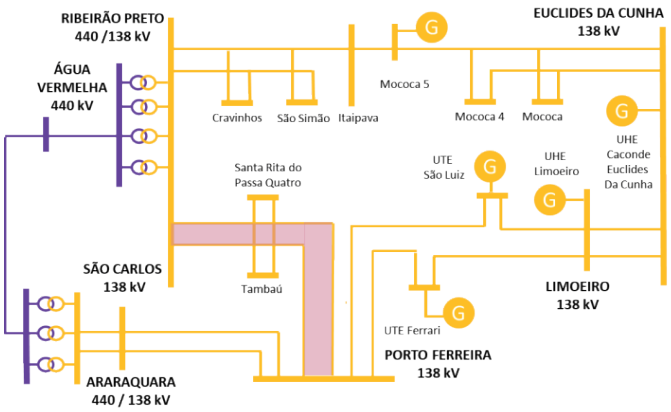
A malha de transmissão em 138 kV nas vizinhanças da SE Ribeirão Preto é responsável pelo atendimento de diversos municípios da região Nordeste do Estado de São Paulo. Esse sistema tem como principais pontos de fronteira com a Rede Básica as subestações de Ribeirão Preto 500/440/138 kV, Araraquara 440/138 kV, Araras 440/138 kV, Mogi Mirim 3 440/138 kV e Poços de Caldas 345/138 kV. Os carregamentos das transformações de fronteira com a Rede Básica e dos circuitos em 138 kV são diretamente influenciados pela geração das usinas hidrelétricas dos rios Pardo, Paranapanema e Tietê,

A LT 138 kV Ribeirão Preto – Porto Ferreira C1/C2 âmbito principal deste estudo, destacada em rosa na Fig. 1, alimenta em dupla derivação as SE's Santa Rita do Passa 4 e Tambaú, ambas integrantes da rede de distribuição de concessão da ELEKTRO. Em cenários de N-1 com elevado recebimento pela região Sul, no patamar de carga média de verão, são observadas sobrecargas da ordem 30% em relação à capacidade de longa duração, que corresponde a um carregamento de 108% da capacidade de curta duração.



LT 138 kV Votuporanga II – São José do Rio Preto C1/C2.

Fig. 1–(a). Sistemas Interesse Noroeste Paulista.



LT 138 kV Ribeirão Preto – Porto FerreiraC1/C2.

Fig. 1–(b). Sistemas Interesse Nordeste Paulista.

4 CRITÉRIOS E PREMISSAS

Nessa seção são apresentadas todos os critérios e premissas técnico adotados para realização das análises.

4.1 Modelos Elétricos do *SSSC – Static Synchronous Series Compensator*

Os programas desenvolvidos pelo CEPEL, e comumente adotados pelo setor elétrico nacional, ainda não contemplam um modelo elétrico para nas análises de regime permanente da tecnologia em tela, deste modo, para análise de desempenho foi utilizado o modelo elétrico do SSSC disponível no programa ORGANON [3][4].

Os SSSC são utilizados como um controlador série de fluxo de potência através da injeção de tensão em série com o circuito (ângulo de 90 graus) em relação à corrente da linha.

4.2 Casos de Trabalho

Os casos base de fluxo de potência consistiram dos cenários alternativos do PAR/PEL 2024 – 2028 e do PDE - 2033.

TABELA I – CASOS DE TRABALHO.

Solução	Base de Dados	Ano	Especificidade do caso
Conjuntural	PAR/PEL 2024-2026	2025	Caso 13_2025VM RSUL=11800 MW
			Caso 14_2025VM Tietê, Pardo e Paranapanema 25%
		2026	CASO 17_2026VM RSUL=13000 MW
			CASO 18_2026VM Tietê, Pardo e Paranapanema
			CASO 19_2026VM BASE TERMICA SE_CO REV0_SP
		2027	CASO 22_2027VM RSUL=14000 MW REV0_SP
			CASO 23_2027VM Tietê, Pardo e Paranapanema
Definitiva	PDE 2033	2027 a 2038	Cenário Crítico 1 (patamar de carga média, entressafra biomassa, UHE do Pardo/Tietê com 20% e UFV EM 90%)
		2027 a 2038	Cenário Crítico 2 (patamar de carga média, safra biomassa e UFV EM 90%)

4.3 Limites Operativos

Os limites operativos de tensão e carregamento considerados neste estudo são expostos a seguir:

4.3.1 Tensão

Os limites de tensão considerados neste estudo foram aqueles descritos no item 2.2.4.2 do Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede [5], para avaliar o desempenho das redes de 500 kV, 440 kV, 345 kV e 138 kV da região de interesse.

4.3.2 Carregamento

Os valores considerados para as capacidades operativas de longa e curta duração dos circuitos pertencentes à Rede Básica e Rede Básica de Fronteira foram aqueles declarados pelas concessionárias de transmissão nos termos aditivos vigentes dos seus respectivos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPSTs).
Já para os circuitos pertencentes às Demais Instalações de Transmissão (DITs) foram considerados os valores informados pelos agentes de transmissão, para compor a base de dados do ONS e da EPE.

5 ANÁLISE DE FABRICANTES

Durante a etapa de planejamento, foi realizada pela EPE consulta junto aos grandes fabricantes de equipamentos, no sentido de identificar o portifólio de soluções existentes e que sejam aplicáveis ao sistema em estudo. A consulta abordou aspectos tecnológicos e logísticos, inclusive quanto à possibilidade de fornecimento de equipamentos, com foco sobre as seguintes questões:

- Dispositivos conectados em série e/ou derivação para controle de fluxo de potência ativa;
- Flexibilidade para aumento do nível de compensação em série fornecida pelo dispositivo ou capacidade de controle de fluxo;
- Faixa de operação em polaridades, capacitiva e indutiva;
- Tecnologia: Conversores modulares multinível com IGBTS (VSC)/ Controle à tiristores;
- Flexibilidade de instalação, escalabilidade e possibilidade de reutilização mesmo em diferentes níveis de tensão.

De cinco Fabricantes consultados, quatro responderam. Dos quais será apresentado neste artigo as soluções dos Fabricantes denominados 1 e 2, que apresentaram propostas de características bastante similares e satisfatórias aos pré-requisitos da consulta, ambas constituídas de dispositivos FACTS série, baseados na tecnologia SSSC (Static Synchronous Series Compensator).

TABELA III – COMPARAÇÃO DE FABRICANTES.

Solução	**Fabricante 1**	**Fabricante 2**
Potência Nominal [MVA]	3,321	10,188
Corrente Nominal [A]	1.800	1.800
Tensão Nominal [V]	1.845	5.660
Corrente de Curto-Circuito [kA]	50	63
Corrente de Curto-Circuito Pico [kAp]	126	164
Dimensão [m]	4,5 x 1,4 m x 1,0m	5,3 x 2,3 x 2,2 m
Massa [kg]	3.300	7.710
Orçamento por módulo SSSC/fase (US$)	1.233.333,33	985.901,00

Como os orçamentos se encontram na mesma ordem de grandeza, optou-se em adotar o orçamento apresentado pelo Fabricante 2 como referência, uma vez que a proposta apresentou um maior nível de detalhamento, tanto da parte de especificação técnica quanto orçamentária, o que possibilitou uma análise técnico-econômica apurada.

6 ALTERNATIVAS ANALISADAS

Nessa seção são apresentadas as quatro alternativas analisadas no estudo de caráter definitivo, bem como, as duas alternativas avaliadas no estudo de caráter provisório.

6.1 Solução de caráter definitiva - LT 138 kV Votuporanga II – São José do Rio Preto C1/C2

6.1.1 A **alternativa 1** considerada a reconstrução/recondutoramento da LT 138 kV Votuporanga – São José do Rio Preto, 75 km, para cabo 1x636 MCM, permitindo a elevação da capacidade para 206/242 MVA e substituição dos equipamentos terminais das subestações Votuporanga e S.J. Rio Preto.

6.1.2 A **Alternativa 2** considera a construção de um novo circuito duplo cabo 1x636 MCM LT 138 kV Votuporanga II – Mirassol II, 65 km, com capacidade para 206/242 MVA e substituição dos equipamentos terminais das subestações Votuporanga II e São José do Rio Preto.

6.1.3 A **alternativa 3** considera a instalação de dois transformadores defasadores 138/138 kV em série com os transformadores 440/138 kV existentes na SE Água Vermelha, e um transformador defasador 138/138 kV em série com transformador 500/138 kV (em implantação) também na SE Água Vermelha, conforme Figura 6 3.

6.1.4 A **alternativa 4** é caracterizada pela implantação de equipamentos com tecnologia FACTS para controle de fluxo, composta por módulos de SSSC, a serem instalados nas subestações São José do Rio Preto e Votuporanga II, em série com os circuitos da LT 138 kV Votuporanga II – São José do Rio Preto C1/C2, conforme etapas de implantação da Tabela III.

TABELA III – ETAPAS DE IMPLATAÇÃO DA ALTERNATIVA SSSC.

Ano	Linha de Transmissão	Terminal	Configuração	Quantidade	Quantidade Acumulada
2027	LT 138 kV Votuporanga 2 – São José do Rio Preto C1–	São José do Rio Preto	1 SSSC/FASE C1	3	3
2027	LT 138 kV Votuporanga 2 – São José do Rio Preto C2	Votuporanga 2	1 SSSC /FASE C2	3	3
2029	LT 138 kV Votuporanga 2 – São José do Rio Preto C2	Votuporanga 2	+ 1 SSSC /FASE C2	3	6
2032	LT 138 kV Votuporanga 2 – São José do Rio Preto C2	Votuporanga 2	+ 1 SSSC /FASE C2	3	9
2038	LT 138 kV Votuporanga 2 – São José do Rio Preto C1	São José do Rio Preto	+ 1 SSSC /FASE C1	3	6

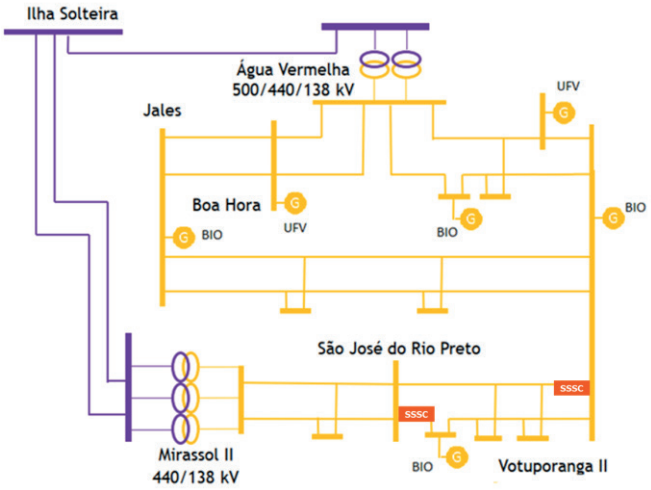
6.2 Solução de caráter conjuntural - LT 138 kV Ribeirão Preto – Porto Ferreira C1/C2

Dentre os benefícios adicionais proporcionados pela alternativa SSSC indicado pela EPE no relatório de Estudos Técnico - Econômicos (R1) da região Noroeste Paulista, a ISA Energia Brasil propôs a implantação de equipamentos SSSC na SE Ribeirão Preto, em caráter conjuntural e provisório, utilizando da flexibilidade proporcionada pelos dispositivos em termos de modularidade e mobilidade para antecipação de 3 SSSC/ fase (totalizando em 9 SSSC) das etapas de implantação dos anos 2027 e 2029 na subestações de 138 kV Votuporanga 2 e São José do Rio Preto, de modo que estes dispositivos sejam implementados em série com os módulos de entrada de linha dos circuitos C1 e C2 da LT 138 kV Ribeirão Preto – Porto Ferreira e do circuito C1 da LT 138 kV Ribeirão Preto – São Simão.

A proposta da ISA Energia Brasil não teve por objetivo substituir a obra de reconstrução da LT 138 kV Ribeirão Preto – Porto Ferreira C1/C2, autorizada pela ANEEL a esta Concessionária de Transmissão pela REA nº 12.491/2022, mas sim que a obra de aplicação dos equipamentos com tecnologia FACTS em caráter provisório elimine as condições de carregamento adversos da LT 138 kV Ribeirão Preto – Porto Ferreira C1/C2 à curto prazo. Deste modo, a solução estruturante, com caráter de atendimento definitivo, permanecerá a obra de reconstrução dos referidos circuitos. Cumpre neste ponto destacar, que o prazo de instalação do SSSC ocorre em até 16 meses após a autorização. Neste sentido, a ISA CTEEP propões que os dispositivos SSSC permaneçam atendendo a região durante um horizonte de 2 anos, até o ano de 2027, ano no qual os equipamentos deverão ser realocados para as subestações de 138 kV Votuporanga 2 e São José do Rio Preto, conforme Tabela IV.

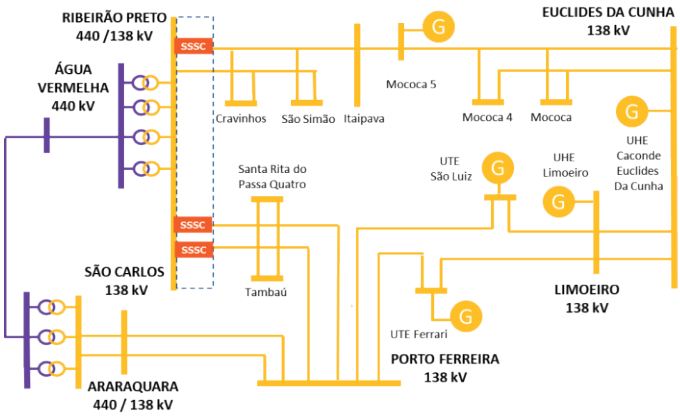
TABELA IV – ESCALONAMENTO DAS ETAPAS CONJUNTURAL E DEFINITIVA DO SSSC.

Subestações	Bay	Instalação	Remanejamento	Remanejamento
		2025	2027	2029
Ribeirão Preto	São Simão	3 SSSC		
Ribeirão Preto	Porto Ferreira C1	3 SSSC		
Ribeirão Preto	Porto Ferreira C2	3 SSSC		
São José do Rio Preto	Votuporanga II C1		3 SSSC	
Votuporanga II	São José do Rio Preto C2		3 SSSC	3 SSSC



LT 138 kV Votuporanga II – São José do Rio Preto C1/C2.

Fig. 2–(a). Alternativas SSSC – Solução definitiva.



LT 138 kV Ribeirão Preto – Porto Ferreira C1/C2.

Fig. 2–(b). Alternativas SSSC – Solução provisória.

7 DESEMPENHO DAS ALTERNATIVAS CONTEM DISPOSITIVOS SSSC

Nessa seção, são apresentados os principais resultados dos estudos de fluxo de potência executados para a as alternativas contendo dispositivos SSSC, caracterizada pela implantação de SSSC nas SE Votuporanga II e São José Rio Preto (caráter definitivo) e Ribeirão Preto (caráter conjuntural).

7.1 Solução de caráter definitiva - LT 138 kV Votuporanga II – São José do Rio Preto C1/C2

A Fig. 3 apresenta os máximos carregamentos observados na Votuporanga II – São José do Rio Preto C1/C2 para os casos de trabalho do PDE 2033 sem e com a aplicação de dispositivos SSSC. A referida LT apresenta as capacidades operativas de longa e curta duração de 139/163 MVA. Para o cenário de contingência, é apresentado o desempenho dos circuitos mediante a contingência identificada como mais severa para o sistema da região, a perda simples de um dos circuitos da LT 440 kV Votuporanga II – São José do Rio Preto.

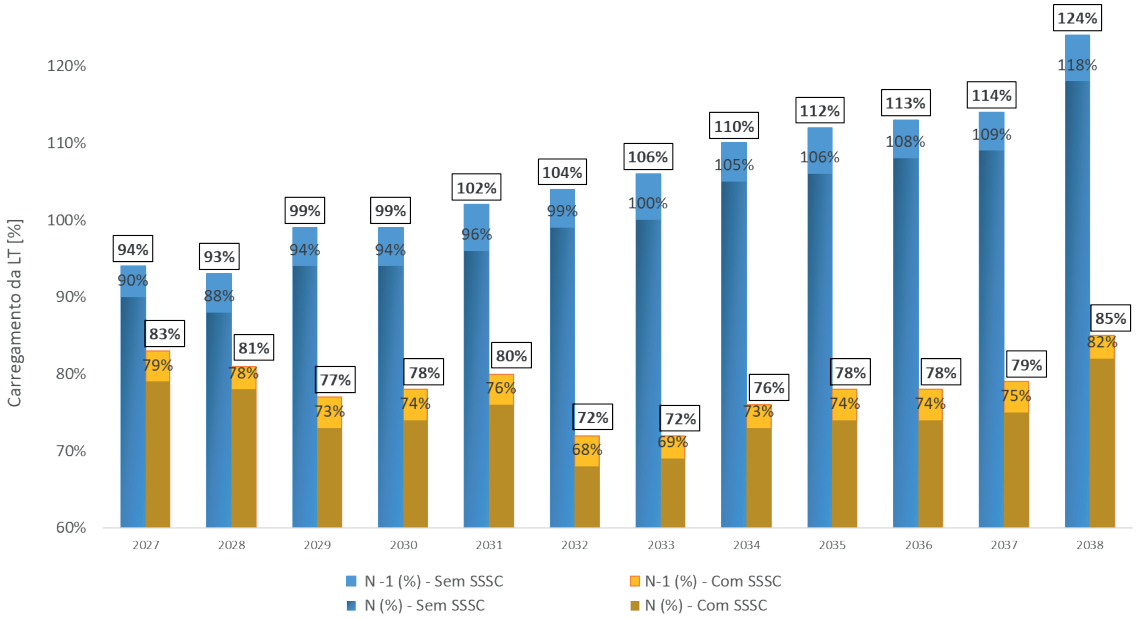


Fig. 3 - Carregamentos da LT 138 kV Votuporanga II – São José do Rio Preto (N/N-1) – Sem/Com SSSC.

7.2 Solução de caráter conjuntural - LT 138 kV Ribeirão Preto – Porto Ferreira C1/C2

A Fig. 4 apresenta os máximos carregamentos com SSSC observados na LT 138 kV Ribeirão Preto – Porto Ferreira C1/C2 para os casos de trabalho do PAR/PEL 24-28. A referida LT apresenta as capacidades operativas de longa e curta duração de 2x108 MVA e 1x130 MVA, respectivamente. Para o cenário de contingência, é apresentado o desempenho dos circuitos mediante a contingência identificada como mais severa para o sistema da região, a perda simples da LT 440 kV Ribeirão Preto – Santa Barbara.

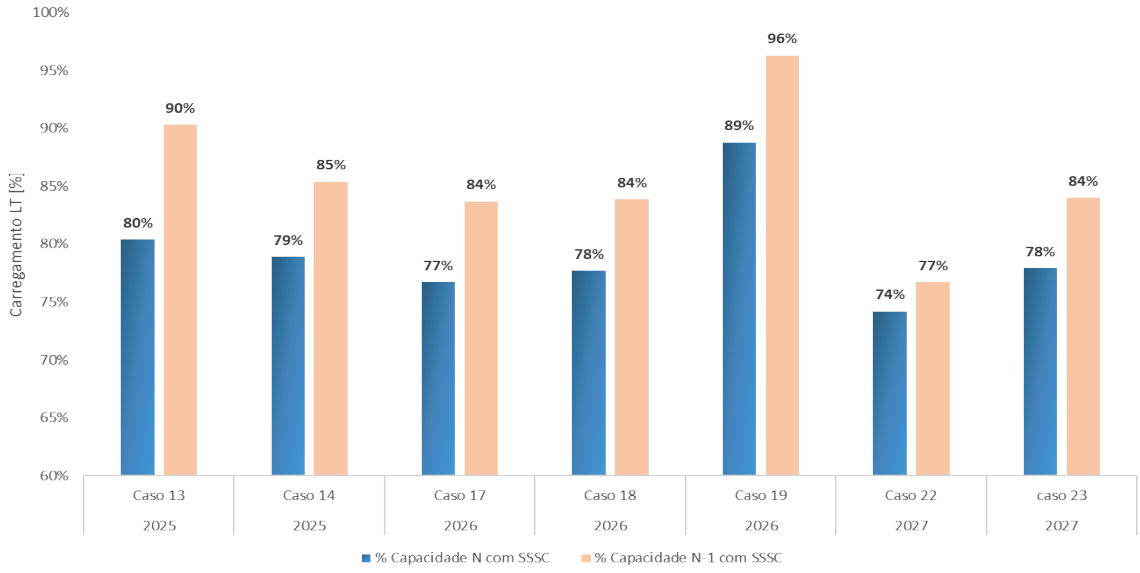


Fig. 4 – Carregamentos da LT 138 kV Ribeirão Preto – Porto Ferreira.

Nota-se que o desempenho das soluções de caráter definitivo e conjuntural é satisfatório ao longo de todo o horizonte de análise, uma vez que não são observadas sobrecargas nas LT's 138 kV Votuporanga II – São José do Rio Preto C1/C2 e LT 138 kV Ribeirão Preto – Porto Ferreira C1/C2, tanto para a condição N quanto N-1.

Os resultados da Fig. 3 refletem o escalonamento da solução de caráter definitiva exposto na **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**I. Ou seja, desde o início do horizonte de análise até 2038, a implantação de apenas 1 SSSC/fase na LT 138 kV Votuporanga II – São José do Rio Preto C1/C2 não é o suficiente para eliminar todas as sobrecargas verificadas na referida LT sendo necessário o incremento de mais 3 SSSC/fase, nos anos de 2029, 2032 e 2038. Já a solução de caráter provisório permanece com 1 SSSC/fase na LT 138 kV Ribeirão Preto – Porto Ferreira C1/C2 apresentando desempenho satisfatório até o ano de 2027.

8 ANÁLISE DISPONIBILIDADE

Nessa seção é apresentado o resultado simplificado das análises de disponibilidade, referente a estudos da etapa de implantação dos dispositivos SSSC na SE Ribeirão Preto 138 kV, frente ao atendimento dos requisitos de disponibilidade estabelecidos na norma técnica documento de especificação dos Procedimentos de Rede ONS [6], bem como, procedimentos internos da ISA Energia Brasil baseados em padrões nacionais e internacionais. Dentre diferentes condições sistêmicas avaliadas será apresentado a análise de sensibilidade de dois cenários distintos em horizonte de 25 anos:

- **Condição Operativa 1:** Este caso de sensibilidade requer capacidade total de injeção do SSSC (10 de 10 conversores) com um ciclo de trabalho de 50%. A segunda sensibilidade solicitada corresponde a uma capacidade total de injeção da SSSC (10 de 10 conversores) com ciclo de trabalho de 100% no modo de injeção 6 meses por ano.
- **Condição Operativa 2**: Neste caso de sensibilidade, o Sistema SSSC assume uma definição de disponibilidade de 10 em 10 conversores trabalhando em modo 100% de injeção 12 meses por ano., A Tabela 9-1 mostra os parâmetros para este caso de sensibilidade.

TABELA V – CONDIÇÕES OPERATIVAS PARA CASOS DE DISPONIBILIDADE.

Parâmetros	Condição Operativa 1	Condição Operativa 1
Número de Conversores Injetando	10 de 10	10 de 10
Ciclo de Trabalho	50%	100%
Tensão Injetada	5.660 V	5.660 V
Tempo total de inatividade	249,57 h	250,85 h

Para a análise de sensibilidade das condições operativas apresentadas, a maior disponibilidade é de 99,93% e a menor disponibilidade de 99,89% por circuito e está em conformidade com a disponibilidade anual de interrupções forçadas exigida pela ISA Energia Brasil para o SSSC de pelo menos 99,70%.

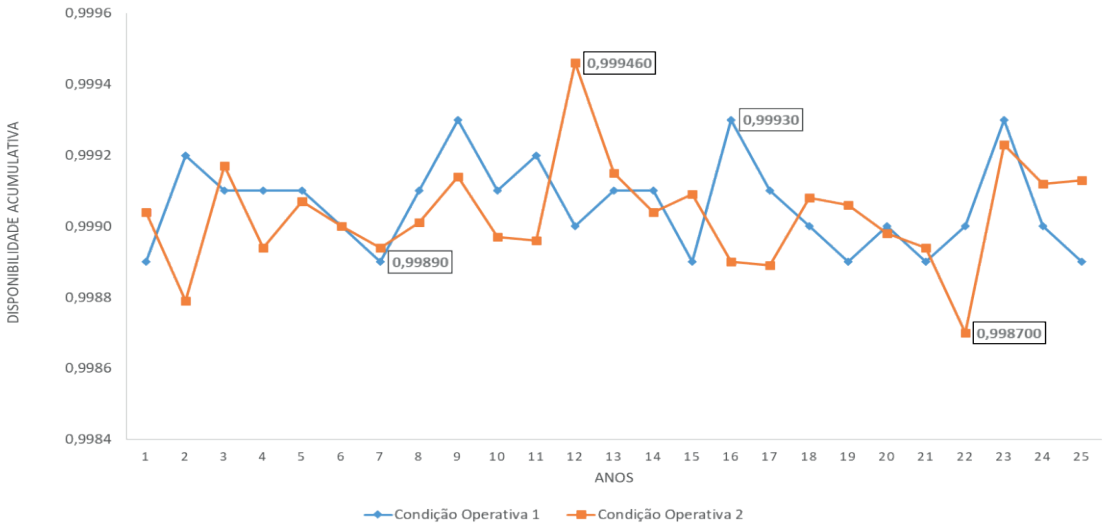


Fig. 5 – Carregamentos da LT 138 kV Ribeirão Preto – Porto Ferreira.

9 CONCLUSÕES

Conforme contextualizado, este artigo apresenta à experiência da ISA Energia Brasil, em estudos de casos reais aplicado à Rede DIT de138 kV do estado de São Paulo. Desse modo, a ISA Energia Brasil conduziu em conjunto com a EPE estudos de fluxo de potência para analisar o desempenho de uma solução inovadora, composta por SSSC, em caráter definitivo e provisório. Os estudos consideraram a alocação de SSSC na SEs Votuporanga II, São José do Rio Preto e Ribeirão Preto, em série com os módulos de entrada de linha. A redistribuição controlada de fluxos no sistema elétrico da região possibilita que os carregamentos dos sistemas de interesse sejam mantidos em valores inferiores às capacidades operativas atuais, seja em regime normal ou na contingência de um desses circuitos, ao longo de todo o período analisado, demonstrando à equivalência técnica das opções avaliadas frente a soluções tradicionais.

O benefício da implantação escalonada apresentado para alternativa composta por SSSC, proporciona menor custo para a sociedade em relação as demais alternativas tradicionais conforme apresentado pela EPE no R1 EPE-DEE-NT-033-2024-rev0- DIT Parte 1 [2]. Além de necessitar de um menor prazo de implantação, essa alternativa também apresenta menor impacto ambiental, maior mobilidade e modularidade podendo ser relocada no sistema elétrico de forma agnóstica ao nível de tensão. Salienta-se que esta solução atende com eficiência, robustez e confiabilidade a necessidade de otimização do sistema de transmissão, permitindo um melhor aproveitamento dos ativos existentes, uma vez que proporciona a redistribui o fluxo nas instalações sem a necessidade de aumento de capacidade.

Com efeito, é possível dizer que as alternativas SSSC apresentam equivalência técnica, mercado de fornecedores explorado e disponibilidade satisfatória. De modo a endossar a aplicação da tecnologia de caráter inovador em tela e proporcionar experiências com a nova tecnologia SSSC na rede da ISA Energia Brasil, abrindo um novo caminho de alternativas aplicáveis ao Sistema Elétrico Nacional.

10 REFERÊNCIAS

[1] Operador Nacional do Sistema. *Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – Ciclo 2022-2026, Volume I, Tomo 1 – Classificação das Obras do SIN*. Rio de Janeiro, RJ: ONS, 2021.

[2] Empresa de Pesquisa Energética. "*EPE-DEE-RE-033/2024-r0 Reforços no Sistema DIT do Estado de SP – Parte 1*". Rio de Janeiro, maio, 2024.

[3] HPPA, "https://www.hppa.com.br," 2025. [Online].

[4] J. Jardim, et. al., "Desempenho em regime permanente e transitório eletromecânico de sssc no organon e suas vantagens para operadores de sistemas", in *XIX Encontro Regional Ibero-Americano do Cigré*, Foz do Iguaçu, maio. 2023.

[5] Operador Nacional do Sistema. *Procedimentos de Rede – Submódulo 2.3: Premissas, Critérios e Metodologia para Estudos Elétricos*. Rio de Janeiro, RJ: ONS, 2022.

[6] Operador Nacional do Sistema. *Procedimentos de Rede – Submódulo 2.6: Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos*. Rio de Janeiro, RJ: ONS, 2022.

Comité de Estudios C1 - Desarrollo de sistemas eléctricos y economía

OPTIMIZACIÓN DE REDES DE TRANSMISIÓN: EVALUACIÓN DE DISPOSITIVOS AVANZADOS DE CONTROL DE FLUJO DE POTENCIA

C.E. BORDA*
Smart Wires Inc
Colombia
carlos.borda@smartwires.com

J.P. BOTERO
Smart Wires Inc
Colombia
juan.botero@smartwires.com

D. URBAEZ
Smart Wires Inc
Colombia
david.urbaez@smartwires.com

M. ACEVEDO
Smart Wires Inc
Colombia
mafredy.acevedo@smartwires.com

S. HINCAPIE*
SmartWires Inc
Colombia
sebastian.hincapie@smartwires.com

D. CARO
SmartWires Inc
Colombia
dilan.caro@smartwires.com

Resumen *– Este artículo presenta una metodología para evaluar el impacto de Dispositivos Avanzados de Control de Flujo de Potencia (APFC) en sistemas de transmisión eléctrica, basada en el análisis de la región segura de operación. Utilizando algoritmos evolutivos integrados con la herramienta Power Factory, se optimiza la ubicación y ajuste de los APFC para maximizar la seguridad y flexibilidad operativa. La metodología se valida en un sistema IEEE y un caso real, demostrando cómo los APFC pueden ampliar la región segura de operación al redistribuir los flujos de potencia y relajar restricciones de sobrecarga. Los resultados cuantifican los beneficios de los APFC en términos del número de escenarios seguros de generación, proporcionando una herramienta valiosa para la toma de decisiones en la expansión de sistemas de transmisión.*

Palabras clave: FACTS, M-SSSC, APFC, expansión de la transmisión, flexibilidad operativa, análisis de seguridad, optimización evolutiva

1 INTRODUCCIÓN

La transformación actual de los sistemas eléctricos de potencia presenta desafíos sin precedentes para su operación y planificación. La creciente integración de fuentes de energía renovable, caracterizadas por su variabilidad inherente, junto con la evolución de los patrones de demanda, ha incrementado significativamente la complejidad en la gestión de las redes de transmisión. En este contexto, la capacidad de controlar los flujos de potencia con precisión y flexibilidad se ha convertido en un elemento crítico para garantizar la seguridad y eficiencia del sistema.

Los Sistemas Flexibles de Transmisión de Corriente Alterna (FACTS) han emergido como una solución tecnológica clave para abordar estos retos. Dentro de esta familia de dispositivos, los Dispositivos Avanzados de Control de Flujo de Potencia (APFC), y en particular el Compensador Serie Síncrono Estático Modular (M-SSSC), ofrecen capacidades superiores para la gestión dinámica de los flujos de potencia. Estas tecnologías permiten optimizar la utilización de la infraestructura existente, proporcionando una alternativa más eficiente a las expansiones tradicionales de la red.

Para evaluar el impacto de estas tecnologías en el sistema de transmisión, resulta fundamental analizar su efecto sobre la región segura de operación. Esta región representa el conjunto de condiciones operativas donde el sistema puede funcionar sin violar restricciones técnicas, tanto en operación normal como bajo

* carlos.borda@smartwires.com

contingencias. La integración de dispositivos APFC puede modificar significativamente los límites de esta región, potencialmente expandiendo el espacio operativo seguro del sistema.

La literatura técnica ha explorado extensivamente los aspectos fundamentales de los dispositivos FACTS, desde sus principios de operación y tecnología [1], hasta su modelado y simulación [2], incluyendo aplicaciones específicas de sus sistemas de control [3]. Sin embargo, existe una brecha significativa en cuanto a metodologías sistemáticas para evaluar el impacto de los APFC en la región segura de operación y cuantificar su contribución a la flexibilidad del sistema.

Este trabajo propone una metodología integral que aborda esta brecha mediante la combinación de técnicas de optimización evolutiva con análisis de seguridad del sistema. El enfoque desarrollado permite:

- Evaluar cuantitativamente el impacto de los APFC en la región segura de operación mediante métricas objetivas.
- Determinar la ubicación óptima y los ajustes de control de los dispositivos para maximizar la flexibilidad operativa.
- Validar la efectividad de la solución propuesta tanto en sistemas de prueba estandarizados como en aplicaciones reales.

La estructura del artículo se organiza de la siguiente manera: la Sección II establece el marco teórico necesario, introduciendo los conceptos fundamentales de los dispositivos APFC y la región segura de operación. La Sección III detalla la metodología propuesta, incluyendo el desarrollo del algoritmo de optimización y los criterios de evaluación. La Sección IV presenta los resultados de la aplicación en dos casos de estudio: por un lado, un sistema IEEE de prueba; y por otro lado, el Sistema Interconectado Nacional de Colombia, empleado para la evaluación sobre un sistema real. Finalmente, la Sección V ofrece las conclusiones del trabajo y sugiere direcciones para futuras investigaciones.

2 MARCO TEÓRICO

2.1 Dispositivos Avanzados de Control de Flujo de Potencia

El control efectivo del flujo de potencia en sistemas de transmisión representa uno de los desafíos fundamentales en la operación de redes eléctricas modernas. La capacidad de dirigir el flujo de potencia por rutas específicas no solo mejora la eficiencia operativa, sino que también aumenta la confiabilidad del sistema al prevenir sobrecargas y optimizar el uso de la infraestructura existente.

En este contexto, los Dispositivos Avanzados de Control de Flujo de Potencia (APFC) han emergido como una solución tecnológica sofisticada. Entre estos dispositivos, el Compensador Serie Síncrono Estático Modular (M-SSSC) destaca por su capacidad única de modificar dinámicamente las características eléctricas de las líneas de transmisión. El principio fundamental del M-SSSC radica en su capacidad para inyectar una tensión en cuadratura con la corriente de línea, permitiendo un control preciso de la impedancia efectiva del circuito.

La operación del M-SSSC se basa en una arquitectura modular de convertidores de potencia. Cada módulo incorpora un puente H con IGBTs que, trabajando en conjunto, permite la inyección controlada de tensión en serie con la línea. El sistema realiza un monitoreo continuo de la corriente, midiendo tanto su magnitud como su ángulo de fase, para determinar la tensión de inyección óptima y el momento preciso de conmutación de los semiconductores.

La Fig. 1-a muestra el rango operativo de tensión del M-SSSC, ilustrando su capacidad de operar en un rango amplio de corriente y con toda su capacidad de inyección de tensión. La Fig. 1-b presenta el rango operativo de reactancia, demostrando la relación entre la tensión inyectada y la corriente que circula por el dispositivo.

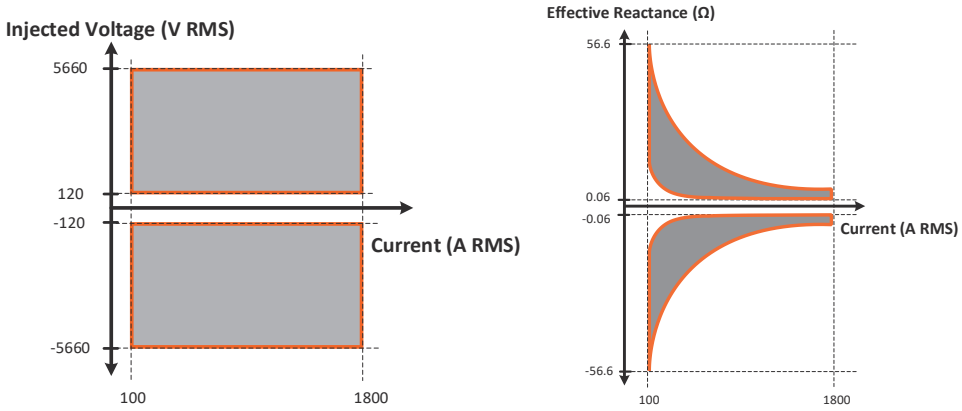


Fig 1. Rango operativo de tensión del M-SSSC (izquierda: 1-a) y Rango operativo de reactancia (derecha: 1-b)

El dispositivo M-SSSC puede operar en dos regiones fundamentales:

Región capacitiva: inyectando tensión en adelanto respecto a la corriente, reduciendo efectivamente la impedancia de la línea. Esto contribuye a aumentar los flujos de potencia por la línea de transmisión.
Región inductiva: inyectando tensión en atraso respecto a la corriente, aumentando la impedancia aparente del circuito. Esto contribuye a disminuir los flujos de potencia por la línea de transmisión.

2.2 Región Segura de Operación y Modelo DC

La evaluación del impacto de los dispositivos APFC requiere un marco analítico robusto que permita cuantificar su efecto en la capacidad operativa del sistema. La región segura de operación proporciona este marco, representando el conjunto completo de condiciones operativas donde el sistema puede funcionar sin violar restricciones técnicas.

El análisis de esta región se fundamenta en el flujo de potencia DC, que ofrece un balance óptimo entre precisión y eficiencia computacional. Este modelo resulta particularmente apropiado para estudios de planificación por tres razones fundamentales:

1. Los límites térmicos, que constituyen las principales restricciones en la transmisión de potencia, dependen principalmente de los flujos de potencia activa que el modelo DC calcula con alta precisión.
2. La linealidad inherente del modelo facilita el análisis sistemático de múltiples escenarios y contingencias.
3. El modelo permite identificar las restricciones estructurales del sistema sin la complejidad adicional del control de voltaje.

La formulación matemática de la región segura incorpora tres conjuntos fundamentales de restricciones:

1. Restricciones de Capacidad de Generación: $0 \leq pg \leq pmax_g \ \forall g \in G$. Esta ecuación establece los límites físicos de producción de cada unidad generadora.
2. Restricciones de Flujo en Estado Normal: $|Pb| = |PTDF \times pg| \leq Pmax_b \ \forall b \in B$. Esta expresión vincula los despachos de generación (pg) con los flujos resultantes en las líneas (Pb) mediante la matriz de factores de distribución de transferencia de potencia (PTDF).
3. Restricciones de Flujo Post-Contingencia: $|f_c| = |PTDF \times pg + LODF_c \times f_c0| \leq fmax \ \forall c \in C$. Esta ecuación modela los flujos de potencia ante contingencias (f_c) , utilizando los factores de distribución ante pérdida de línea (LODF) para calcular la redistribución de flujos considerando diferentes despachos (pg) y los flujos de potencia iniciales antes de la contingencia (f_c0).

La combinación de estas restricciones define la región segura de operación. En la Fig 2 se muestra un ejemplo en dos dimensiones de una región segura de operación. Cada dimensión representa la potencia de salida de un generador. A medida que aumenta el número de generadores bajo análisis, aumenta la dimensión del problema y no se puede tener una representación gráfica de la región segura de operación.

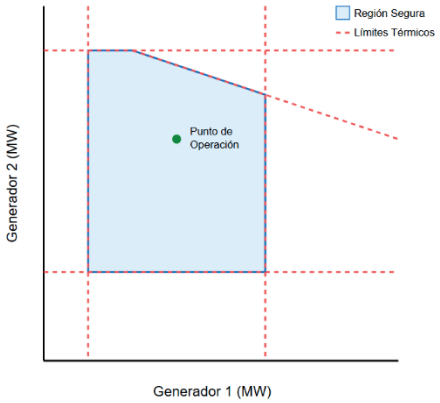


Fig 2. Ejemplo de región segura de operación en el espacio de despacho de dos generadores

2.3 Optimización de la Región Segura

La optimización de la región segura de operación busca maximizar la flexibilidad del sistema mientras se mantienen sus criterios de seguridad. El tamaño de esta región proporciona una medida directa de la flexibilidad operativa, calculada como la relación entre el volumen o tamaño de la región considerando las limitaciones de red y el volumen total del espacio de generación disponible.

La formulación matemática del problema de optimización para la ubicación y dimensionamiento de dispositivos M-SSSC se expresa como:

$$max\ F(x,b) = 100V(x,b)\ -\ 5N(b)\ -\ {\|x \cdot b\|_1}/{100}$$

En esta función objetivo:

- x representa el vector de reactancias a inyectar por cada dispositivo
- b es el vector binario que define la ubicación de los dispositivos
- V(x, b) corresponde al volumen normalizado de la región segura
- N(b) contabiliza el número total de circuitos a intervenir con M-SSSC
- $||x \cdot b||_1$ mide la magnitud total de compensación implementada

Esta formulación integra de manera efectiva tres objetivos fundamentales: la maximización de la flexibilidad operativa del sistema (maximización del tamaño de la región segura de operación), la minimización del número de circuitos a intervenir, y la optimización de la magnitud total de compensación necesaria. Los coeficientes en la función objetivo han sido cuidadosamente seleccionados para balancear estos diferentes aspectos y obtener soluciones técnica y económicamente viables.

3 METODOLOGÍA

La metodología propuesta en la Fig 3 integra algoritmos de optimización con simulaciones de sistemas de potencia para encontrar la configuración óptima de dispositivos M-SSSC que maximice la flexibilidad operativa del sistema. El proceso se estructura en cuatro etapas secuenciales, cada una construyendo sobre los resultados de la anterior.

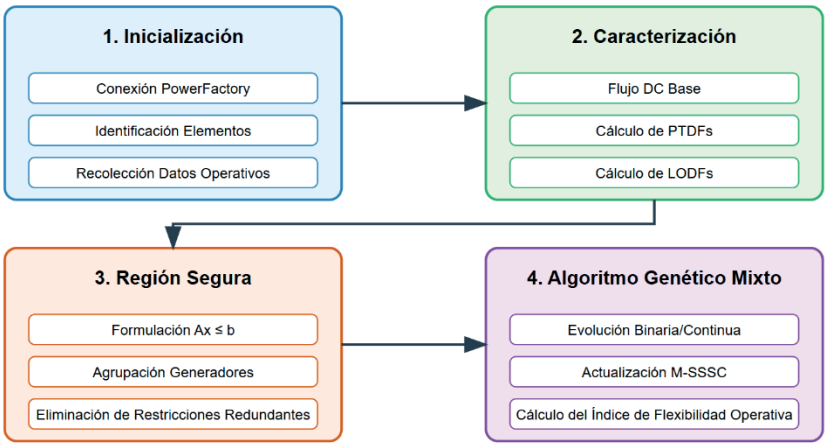


Fig 3. Diagrama de flujo de la metodología

3.1 Inicialización del Sistema

La primera etapa establece la base para todo el análisis mediante la configuración del entorno de simulación y la recopilación de datos fundamentales. Esta fase comienza con el establecimiento de una conexión con PowerFactory a través de su interfaz de programación, lo que permite acceder y manipular el modelo del sistema de manera automatizada.

Durante esta etapa, se identifican y categorizan los elementos relevantes para el análisis. Esto incluye la definición de tres conjuntos fundamentales:

- El grupo de generadores que participarán en el análisis
- Las ramas de transmisión que serán monitoreadas para detectar sobrecargas
- Los elementos del sistema que se considerarán en el análisis de contingencias. Generalmente se usa el mismo conjunto para las ramas de monitoreo como para los elementos de contingencia.

Adicionalmente, se recopilan los datos operativos esenciales que incluyen los límites térmicos de las ramas, las capacidades máximas y mínimas de generación, y las características físicas de las líneas como su longitud y reactancia por unidad. Esta información constituye la base de datos necesaria para las etapas posteriores de análisis.

3.2 Caracterización del Sistema

La segunda etapa se enfoca en comprender el comportamiento del sistema mediante el cálculo de parámetros que describen cómo los cambios en la generación afectan los flujos de potencia. Esta fase es crucial para identificar las ubicaciones donde los dispositivos M-SSSC pueden tener el mayor impacto.
El proceso de caracterización incluye:

1. La configuración de PowerFactory para ejecutar flujos de carga DC, que proporcionan una aproximación eficiente y precisa para el análisis de flujos de potencia activa.
2. El cálculo sistemático de los Factores de Distribución de Transferencia de Potencia (PTDF), que se obtienen mediante la aplicación de cambios incrementales en la generación y la medición de los cambios resultantes en los flujos.
3. La determinación de los Factores de Distribución ante Pérdida de Línea (LODF), calculados mediante la simulación secuencial de contingencias y el análisis de la redistribución de flujos resultante.

3.3 Construcción del Modelo Matemático

La tercera etapa traduce la información técnica recopilada en un modelo matemático que representa la región segura de operación del sistema. Esta representación se construye mediante un conjunto de restricciones en la forma $Ax \leq b$, que captura todos los límites técnicos y operativos relevantes.
El proceso de construcción del modelo incluye:

1. La formulación matemática de las restricciones de capacidad de generación y límites de flujo de potencia.
2. La implementación de un proceso de agrupación de generadores con características similares para reducir la dimensionalidad del problema.
3. La eliminación de restricciones redundantes que no afectan la definición de la región segura, mejorando la eficiencia computacional.

3.4 Proceso de Optimización

La etapa final implementa el proceso iterativo de optimización sobre el modelo matemático construido. Esta fase utiliza un algoritmo genético especializado que maneja eficientemente tanto las variables binarias de ubicación como las variables continuas de dimensionamiento de los dispositivos M-SSSC.

La implementación del algoritmo genético incluye las siguientes características específicas:

1. Codificación del Cromosoma:
    - Un vector binario b de longitud n para la selección de ubicaciones
    - Un vector real x de longitud n para los valores de compensación donde n es el número de líneas candidatas para instalación de M-SSSC
2. Operadores Genéticos:
    - Cruce: BLX-α para variables continuas con α=0.5, y cruce de dos puntos para variables binarias
    - Mutación: Flip aleatorio para variables binarias y mutación gaussiana con desviación estándar adaptativa de 0.1 para variables continuas
    - Selección: Torneo de tamaño 3 con elitismo preservando la mejor solución

Los parámetros del algoritmo se ajustaron mediante experimentos preliminares:

- Tamaño de población: 30 individuos
- Probabilidad de cruce: 0.8
- Tasa de mutación: 0.0065
- Criterio de parada: 25 generaciones

La función objetivo incorpora tres términos:

1. Maximización del volumen de la región segura de operación
2. Penalización por número de dispositivos utilizados
3. Penalización por magnitud total de compensación implementada

El proceso de optimización comprende:

1. La evaluación de cada solución candidata mediante la modificación del modelo en PowerFactory y el recálculo de las matrices PTDF y LODF.
2. La determinación del volumen de la región segura resultante para cada configuración propuesta.
3. La aplicación de operadores genéticos especializados para generar nuevas soluciones que mejoren progresivamente el desempeño del sistema.

Esta metodología sistemática asegura una exploración exhaustiva del espacio de soluciones mientras mantiene la eficiencia computacional necesaria para su aplicación práctica. La integración continua con PowerFactory garantiza que las soluciones propuestas sean técnicamente viables y puedan implementarse en sistemas reales.

4 RESULTADOS

La metodología propuesta se validó a través de su aplicación en dos casos de estudio complementarios: primero en un sistema de prueba IEEE de 14 nodos, que permite verificar la efectividad del enfoque en un entorno controlado y ampliamente conocido, y posteriormente en un sistema real, tomando como referencia el Sistema Interconectado Nacional de Colombia, que demuestra su aplicabilidad práctica en condiciones operativas reales.

4.1 Sistema de Prueba IEEE 14 Nodos

El sistema IEEE de 14 nodos representa un caso de estudio ideal para la validación inicial de la metodología por su tamaño manejable y características bien documentadas (ver Fig 4). Este sistema comprende 5 generadores y 20 líneas de transmisión, de las cuales se seleccionaron 8 como candidatas para la instalación de dispositivos M-SSSC basándose en su ubicación estratégica y potencial impacto en los flujos de potencia.

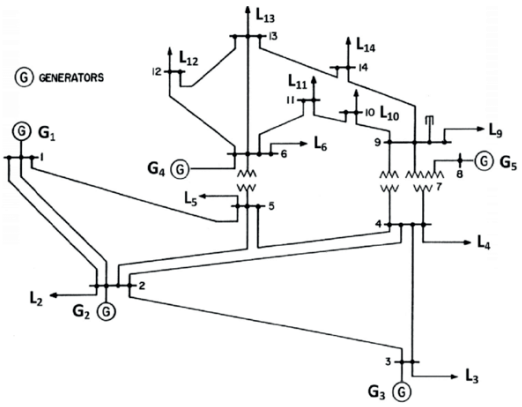


Fig 4. Sistema IEEE 14 nodos

El análisis inicial del sistema base reveló que la región segura de operación ocupaba un 86.99% del espacio total de despacho. La limitación dominante proviene de la condición N-1 asociada a la pérdida de una de las líneas del corredor 1-2, que opera en paralelo. Esta restricción requiere un nivel mínimo de generación relativamente alto: $0.721G_1 + 0.642G_2 + 0.542G_3 + 0.566G_4 \geq 77.5$ MW, donde G_1, G_2, G_3 y G_4 representan las potencias de salida de los generadores correspondientes.

Esta restricción, junto con los límites de capacidad de los generadores, define el hipervolumen que constituye la región segura de operación del sistema.

La optimización se realizó considerando las siguientes condiciones operativas:

- Límites normales (N-0): 100% de la capacidad nominal de las líneas
- Límites de emergencia (N-1): 100% de sobrecarga permitida
- Rango de compensación M-SSSC: ±30 ohms por dispositivo

El proceso de optimización mostró una convergencia consistente a lo largo de 25 generaciones, con tres fases claramente diferenciadas, como se observa en la Fig 5:

1. Fase de Exploración (Generaciones 1-5): El algoritmo identificó rápidamente las regiones prometedoras del espacio de solución, mejorando el puntaje desde 87.67 hasta 94.30.
2. Fase de Refinamiento (Generaciones 6-15): Las mejoras se volvieron más graduales, con ajustes finos que llevaron el puntaje de 94.36 a 94.41.
3. Fase de Consolidación (Generaciones 16-25): El algoritmo confirmó la robustez de la solución encontrada, manteniendo estable el puntaje óptimo de 94.41.

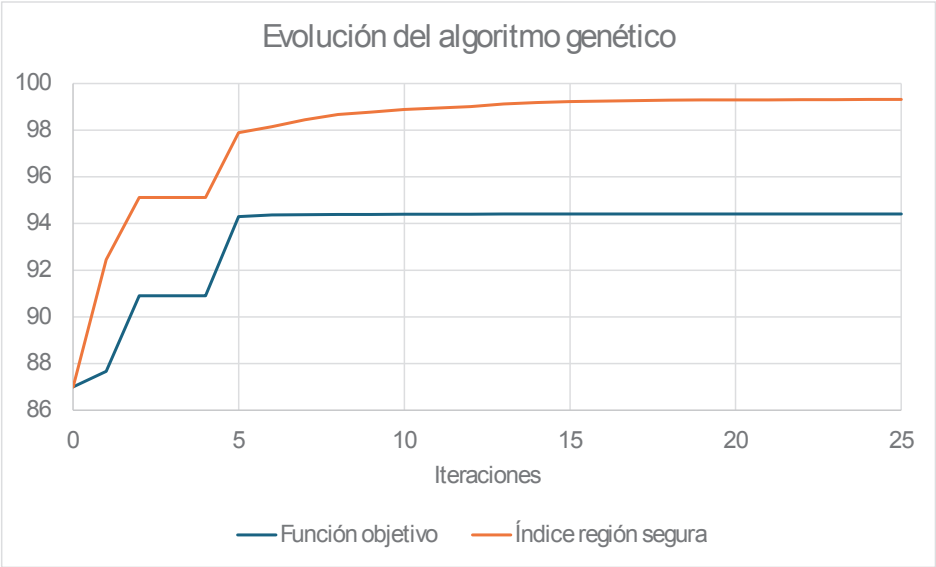


Fig 5. Evolución del algoritmo genético. Caso IEEE 14 nodos

La solución óptima identificada por el algoritmo requiere la instalación de un dispositivo M-SSSC en la línea 1-5 con una compensación capacitiva de 15.42 ohm. Esta ubicación estratégica fue seleccionada por su capacidad para modificar la distribución de flujos de potencia en el sistema, particularmente bajo condiciones N-1. Con esta intervención, la restricción inicial se transforma en dos restricciones con requerimientos mínimos de generación significativamente menores:

$0.648G_1 + 0.548G_2 + 0.421G_3 + 0.451G_4 \geq 24.63$ MW
$0.352G_1 + 0.452G_2 + 0.579G_3 + 0.549G_4 \geq 24.88$ MW

Esta reducción en los requerimientos mínimos de generación permitió expandir la región segura de operación hasta cubrir el 99.32% del espacio de despacho, representando un incremento de 12.33 puntos porcentuales en la flexibilidad operativa del sistema. Este resultado es particularmente significativo considerando que se logró con una única intervención estratégica en la red y con valores de compensación técnicamente viables.

4.2 Sistema real. Área del Sistema Interconectado Nacional de Colombia

La aplicación de la metodología en un área operativa del Sistema Interconectado Nacional de Colombia permitió validar su efectividad en un entorno de mayor complejidad y con restricciones operativas reales. El análisis inicial mostró que solo el 30.02% del espacio de despacho era seguro, indicando restricciones significativas en la flexibilidad operativa del sistema.

La optimización se realizó considerando 14 líneas candidatas para la instalación de M-SSSC, bajo las siguientes condiciones:

- Límites normales: 100% de la capacidad nominal
- Límites de emergencia: Porcentajes específicos de sobrecarga permitida por 30 minutos
- Rango de compensación: ±30 ohms por dispositivo

El proceso de optimización, ejecutado durante 40 generaciones, reveló tres fases distintivas en la evolución de las soluciones, como se observa en la Fig 6:

1. Fase de Exploración Inicial (Generaciones 1-20): El puntaje mejoró significativamente desde -15.44 hasta 59.80, mientras el algoritmo exploraba diversas configuraciones de dispositivos.
2. Fase de Mejora Acelerada (Generaciones 21-28): Se identificaron las configuraciones más prometedoras, llevando el puntaje desde 59.80 hasta 87.26.
3. Fase de Refinamiento Final (Generaciones 29-40): Los ajustes finos en la compensación permitieron alcanzar un puntaje final de 89.06.

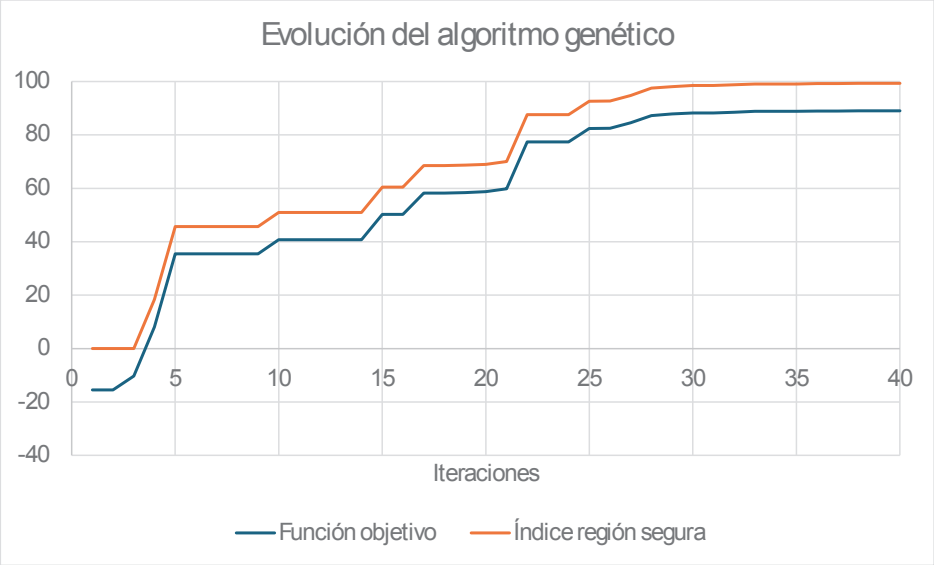


Fig 6. Evolución del algoritmo genético. Caso real

La solución óptima encontrada propone la instalación de dispositivos M-SSSC en dos líneas estratégicas:

- Primera línea candidata: -9.33 ohms de compensación (compensación capacitiva)
- Décima primera línea candidata: -13.11 ohms de compensación (compensación capacitiva)

Esta configuración logró expandir la región segura de operación hasta el 99.30% del espacio de despacho, representando un incremento extraordinario de 69.28 puntos porcentuales en la flexibilidad operativa del sistema. Este resultado es particularmente significativo considerando que se logró con una intervención mínima en la red y con valores de compensación técnicamente viables.
El éxito de la metodología en ambos casos de estudio demuestra su capacidad para identificar soluciones eficientes que maximizan el impacto de los dispositivos M-SSSC en la flexibilidad operativa del sistema, mientras mantienen la simplicidad y viabilidad técnica de la implementación.

5 CONCLUSIONES

Esta investigación ha desarrollado y validado una metodología sistemática para optimizar la integración de dispositivos M-SSSC en sistemas de transmisión, con resultados que demuestran su efectividad tanto en entornos controlados como en aplicaciones reales. Los hallazgos del trabajo tienen implicaciones significativas para la planificación y operación de sistemas de potencia modernos.

La metodología propuesta introduce un enfoque innovador al utilizar el tamaño de la región segura de operación como métrica principal para evaluar el impacto de los dispositivos M-SSSC. Esta aproximación proporciona una medida cuantitativa y objetiva de la flexibilidad operativa del sistema, permitiendo comparar directamente diferentes configuraciones y estrategias de control. La efectividad de esta métrica se evidenció en ambos casos de estudio, donde las mejoras en la flexibilidad operativa pudieron cuantificarse y verificarse de manera precisa.

La implementación del algoritmo genético mixto demostró ser particularmente robusta, manejando eficientemente tanto las decisiones discretas de ubicación como las continuas de dimensionamiento. La convergencia consistente observada en ambos casos de estudio, con fases claramente diferenciadas de exploración, refinamiento y consolidación, sugiere que el algoritmo es capaz de navegar efectivamente el complejo espacio de soluciones para encontrar configuraciones óptimas.

Los resultados en el sistema IEEE de 14 nodos proporcionaron una validación inicial crucial de la metodología. El incremento de 12.33 puntos porcentuales en la región segura de operación, logrado con un único dispositivo M-SSSC, demuestra que es posible alcanzar mejoras significativas con intervenciones mínimas cuando estas

se realizan en ubicaciones estratégicas. Este hallazgo tiene implicaciones importantes para la optimización de costos en proyectos de mejora de sistemas de transmisión.

La aplicación al sistema real del SIN Colombiano confirmó la escalabilidad y robustez de la metodología. El notable incremento de 69.28 puntos porcentuales en la región segura de operación, conseguido con solo dos dispositivos M-SSSC, destaca el potencial transformador de esta tecnología cuando se implementa de manera óptima. Este resultado es particularmente relevante considerando que se logró con valores de compensación técnicamente viables y un número limitado de intervenciones en la red.

La metodología desarrollada representa una contribución significativa para la planificación de sistemas de transmisión, ofreciendo una herramienta que integra múltiples aspectos críticos:

- La evaluación objetiva de alternativas de expansión basada en métricas cuantificables
- La optimización simultánea de ubicación y dimensionamiento de dispositivos FACTS
- La consideración explícita de contingencias en el proceso de optimización
- La integración eficiente con herramientas de análisis de sistemas de potencia

Para investigaciones futuras, se identifican varias direcciones prometedoras que podrían expandir el alcance y aplicabilidad de esta metodología:

- La incorporación de múltiples escenarios de demanda permitiría evaluar la robustez de las soluciones bajo diferentes condiciones operativas. Esto es particularmente relevante en sistemas con alta penetración de energías renovables, donde la variabilidad de la generación introduce desafíos adicionales en la operación del sistema.
- La extensión del modelo para incluir aspectos económicos en la función objetivo facilitaría un análisis más completo de costo-beneficio. Esto podría incluir no solo los costos de instalación y mantenimiento de los dispositivos, sino también la valoración económica de la flexibilidad operativa adicional que proporcionan.
- La evaluación del impacto en la estabilidad dinámica del sistema representaría una extensión natural del trabajo actual. Los dispositivos M-SSSC, con su capacidad de control rápido y preciso, podrían contribuir significativamente a la mejora de la estabilidad del sistema ante perturbaciones.
- El desarrollo de criterios adaptativos de seguridad permitiría ajustar dinámicamente los límites operativos según las condiciones del sistema. Esto podría llevar a un aprovechamiento aún más eficiente de la infraestructura de transmisión existente.

Los resultados obtenidos sugieren que los dispositivos M-SSSC, cuando se ubican y dimensionan de manera óptima, pueden proporcionar mejoras sustanciales en la operación de sistemas de transmisión existentes. Esta tecnología ofrece una alternativa eficiente a las expansiones tradicionales de red, permitiendo maximizar la utilización de la infraestructura existente mientras se mantiene o mejora la seguridad del sistema.

6 REFERENCIAS

[1] N. G. Hingorani and L. Gyugyi, *Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*. New York, NY: IEEE Press, 2000.

[2] E. Acha, C. R. Fuerte-Esquivel, H. Ambriz-Perez, and C. Angeles-Camacho, *FACTS: Modelling and Simulation in Power Networks*. Chichester, UK: John Wiley & Sons, 2004.

[3] K. K. Sen and M. L. Sen, *Introduction to FACTS Controllers: Theory, Modeling, and Applications*. Hoboken, NJ: IEEE Press and John Wiley & Sons, 2009.

XX ERIAC
VIGÉSIMO ENCONTRO
REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRE
Ciudad del Este, Paraguay
25 a 29 de maio de 2025
C1.20_3503

Comitê de Estudos C1 - Desenvolvimento de sistemas elétricos e economia

DIMENSIONAMENTO ÓTIMO DE RESERVA GIRANTE PARA CONTROLE DE FREQUÊNCIA CONSIDERANDO FALHAS DE SISTEMAS DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

C.M. FURTADO*
PSR
Brasil
carolinamaldonado@psr-inc.com

S. BINATO
PSR
Brasil
silvio@psr-inc.com

Resumo *– Este artigo apresenta uma nova metodologia para o dimensionamento ótimo de reserva girante para controle de frequência em sistemas elétricos que considera, além de falhas dos componentes e erros na previsão da demanda futura, as incertezas relacionadas com a capacidade de geração de fontes de energia renovável não convencional (ERNC), como eólicas e solares. Considerar as incertezas de produção de ERNC para otimizar os requerimentos de reserva é um tema cada vez mais relevante para manter os níveis de segurança e confiabilidade na operação do sistema e ao mesmo tempo garantir a racionalidade econômica, no atual contexto de crescente participação de ERNC nos sistemas de potência. A utilização desta nova metodologia será ilustrada com um caso real do sistema equatoriano em que o objetivo foi otimizar os requerimentos de reserva girante para o ano 2029. Para isso, utilizam-se resultados produzidos pelo modelo SDDP que otimiza a política de operação do sistema equatoriano para um horizonte de médio/longo prazo, de 15 anos, e pelo modelo CORAL, que estima índices de confiabilidade considerando falhas nos sistemas de geração e transmissão. Ambos os modelos são desenvolvidos pela PSR e utilizados de forma oficial pelo Operador do Sistema Equatoriano (CENACE).*

Palavras-chave: Confiabilidade – Custo – Operação – Energia – Suprimento – Geração – Reserva – Transmissão

1. INTRODUÇÃO

Os sistemas elétricos estão integrando cada vez mais fontes de Energia Renovável não Convencional (ERNC) com a expectativa de crescer em quase 3 vezes a participação dessas fontes na matriz energética mundial até 2030 [1]. Com o sistema equatoriano não é diferente, como mostra as metas de expansão descritas no *Plan Maestro de Eletricidad* [2]. Este plano marca um avanço importante para a matriz energética do país e, até 2032, o Equador planeja adicionar cerca de 1,2 GW de ERNC, com foco em fontes solares e eólicas, aumentando a participação dessas fontes para 10% da matriz elétrica do país. No entanto, essa transição impõe desafios à confiabilidade e estabilidade do sistema, dado o caráter intermitente e incerto dessas fontes.

Neste contexto, a reserva girante é fundamental para garantir uma operação segura e confiável do sistema de potência, pois atua para mitigar flutuações causadas pela imprevisibilidade (incerteza) da produção das ERNC.

* carolinamaldonado@psr-inc.com.

Essa capacidade de resposta reduz a dependência de unidades térmicas tradicionais e, consequentemente, otimiza os custos operacionais do sistema além de garantir a segurança de suprimento.

Estudos como [3] destacam que a alta penetração de ERNC aumenta a necessidade de reservas operativas para compensar tanto a variabilidade como também erros de previsão da capacidade de geração das ERNC. Tal situação exige a adoção de metodologias probabilísticas que representem adequadamente as condições operativas do sistema de potência e permitam uma alocação eficiente das reservas.

Além disso, em [4] se destaca que a alocação ótima de reserva girante deve equilibrar tanto objetivos econômicos como também de confiabilidade, utilizando modelos probabilísticos que considerem incertezas de previsão de carga e contingências em linhas de transmissão. Métricas como Energia não Suprida (ENS) e seu custo, Custo da Energia não Suprida (CENS), ajudam a quantificar os riscos e orientar a tomada de decisão.

Com base nesses conceitos, este trabalho propõe uma metodologia para dimensionamento ótimo de reserva girante, utilizando ferramentas estocásticas e dinâmicas para representar a variabilidade dos recursos renováveis e os cenários de contingência. Essa abordagem busca não apenas atender aos critérios de segurança, mas também otimizar os custos totais do sistema, contribuindo para a integração eficiente de novas fontes.

A utilização desta nova metodologia será ilustrada com um caso real do sistema equatoriano em que o objetivo foi otimizar os requerimentos de reserva girante para o ano 2029. Para isso, utilizam-se resultados produzidos pelo modelo SDDP (modelo probabilístico de despacho) e CORAL (modelo que estima índices de confiabilidade considerando falhas nos sistemas de geração e transmissão), considerando um estudo com um horizonte de médio/longo prazo, de 15 anos.

2. METODOLOGIA

A metodologia atual para o dimensionamento da reserva girante no sistema equatoriano adota uma abordagem estática, baseada em parâmetros fixos ou sazonais, que definem um percentual de reserva obrigatório para todos os geradores hidráulicos e térmicos. Essa abordagem utiliza simulações simplificadas para modelar a restauração da frequência após contingências e distribui as reservas com base nos custos marginais de operação e na ENS [5].

Entre os principais desafios operacionais estão as flutuações abruptas da geração, a previsibilidade limitada e a necessidade crescente por flexibilidade, especialmente devido à variabilidade rápida das fontes renováveis que não é capturada na metodologia atual. Apesar dos avanços em modelos de previsão, erros significativos permanecem, impactando o planejamento e exigindo recursos de backup rápidos e flexíveis, o que aumenta a demanda por reserva operativa. Assim, considerando esses desafios, a metodologia proposta neste estudo incorpora cenários dinâmicos baseados em distribuições probabilísticas e séries temporais históricas. Esses cenários refletem condições operacionais reais do sistema, incluindo a variabilidade horária das fontes renováveis e as incertezas associadas à geração e à demanda, permitindo o desenvolvimento de estratégias operacionais mais flexíveis e robustas.

A metodologia inicia com a representação detalhada dos sistemas de geração e transmissão no modelo de simulação SDDP, utilizado para realizar o cálculo da política operativa e o despacho do sistema. Em seguida, são definidos cenários estocásticos de produção para as fontes renováveis variáveis, com base em dados históricos de produção de centrais eólicas e solares, considerando a meta de expansão do plano [2]. Posteriormente, é realizada a simulação probabilística da operação energética do sistema, incorporando as fontes renováveis não convencionais e incertezas relacionadas à disponibilidade de vazões e geração renovável, com o objetivo de estimar os custos operativos do sistema equatoriano. Por fim, a metodologia inclui a análise de confiabilidade do sistema de geração e transmissão, por meio de simulação de falhas nesses sistemas para avaliar a energia não suprida e os custos associados.

A reserva girante total considerada no estudo é composta por três elementos principais:

1. R1: Reserva para atuação imediata em desvios de frequência;
2. R2ren: Reserva probabilística dinâmica para compensar incertezas associadas à geração renovável;
3. R2dem: Reserva para corrigir erros de previsão de demanda.

Assim, a reserva girante é expressa como a soma dos componentes: R1 + R2ren + R2dem.

2.1 Reserva para Atuação Imediata em Desvios de Frequência (R1)

Neste estudo, foi adotada uma porcentagem da potência nominal dos geradores hidráulicos e térmicos para atuar automaticamente na estabilização da frequência do sistema em casos de desvios imediatos.

2.2 Reserva Probabilística Dinâmica (R2ren)

O cálculo da Reserva Probabilística Dinâmica considera a variabilidade e a imprevisibilidade da geração renovável em diferentes cenários e segue quatro principais passos:

Passo 1: Primeiramente, calcula-se o perfil médio de produção horária das ERNC para cada mês. Esse perfil é obtido a partir de simulações com múltiplos cenários horários de geração, baseado em dados históricos e projeções.

Passo 2: Em seguida, calcula-se a diferença entre os valores de produção simulados e o perfil médio de produção horária. Essas diferenças representam as variações estocásticas da produção renovável, que indicam a necessidade de reserva para compensar flutuações.

Passo 3: Posteriormente, avaliam-se as variações imprevisíveis da geração entre horas consecutivas, determinando a necessidade de reserva para aumento ou redução de geração. Por exemplo, se a produção em um cenário cai de 50 MW para 10 MW entre duas horas consecutivas, é necessário ter uma reserva de 40 MW para compensar a redução. Esse processo é repetido para todos os cenários horários.

Passo 4: Por fim, a reserva probabilística é calculada para cada hora utilizando a seguinte fórmula:

$$R^* = \lambda \times E(R) + (1 - \lambda) \times CVaR\alpha\%(R) \quad (1)$$

Onde, E(R) é a média dos valores de reserva calculados para cada hora, $CVaR\alpha\%(R)$ representa a média dos 5% piores cenários (assumindo $\alpha = 95\%$), e λ é o fator de ponderação para balancear confiabilidade e custo. No estudo, foi utilizado o valor de $\lambda = 0{,}7$, refletindo um compromisso razoável entre esses dois critérios.

2.3 Reserva para Corrigir Erros de Previsão de Demanda (R2dem)

A reserva destinada a corrigir erros de previsão de demanda é determinada por meio de um balanço entre os custos operacionais e o CENS, utilizando a ferramenta SDDP-CORAL como suporte para análise de confiabilidade geração-transmissão. Em seu cálculo já estão consideradas as parcelas previamente determinadas da reserva girante, destinadas ao controle de variações instantâneas e à compensação de incertezas na produção renovável.

A metodologia abrange as seguintes etapas:

1. **Simulação dos Custos Operacionais**: Para cada nível de reserva girante (RG(k)), o modelo SDDP é utilizado para simular os custos operacionais associados ao despacho econômico do sistema. Essa análise considera a geração disponível e o fornecimento necessário para atender a demanda e manter o nível de reserva estipulado.
2. **Cálculo do Custo de Energia não Suprida**: Nesta etapa são simuladas falhas nos componentes do sistema (geradores, linhas de transmissão e transformadores), considerando o acionamento da reserva girante disponível, para determinação do custo de energia não suprida.
3. **Incremento da Reserva Operativa Disponível**: O valor da reserva operativa (RG(k)) é aumentado iterativamente, adicionando uma fração da demanda (X%) ao componente R2(Dem,k). Esse processo é repetido até que o nível de reserva R2(Dem,k) atinja um limite definido para análise.
4. **Determinação do Nível Ótimo de Reserva Operativa**: O nível ótimo da reserva é obtido pela curva do custo total resultante da soma das componentes de custo operativo e de custo de energia não suprida por falhas aleatórias de geradores, linhas de transmissão e transformadores. O ponto de mínimo dessa curva corresponde à reserva operativa ótima que permite minimizar os custos totais do sistema.

A figura 1 ilustra o processo iterativo utilizado para obtenção do dimensionamento ótimo da reserva girante.

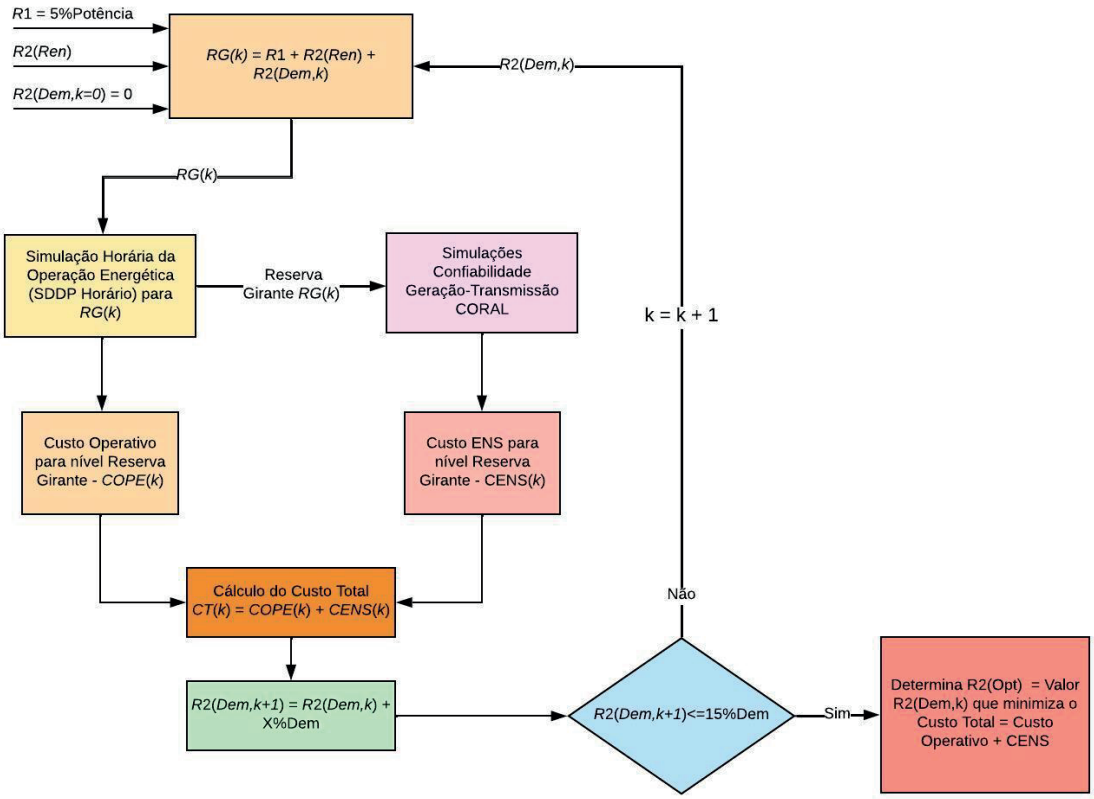


Fig. 1. Visão geral da metodologia proposta para o cálculo da reserva girante.

3. CASO DE ESTUDO

A metodologia proposta foi aplicada para o sistema elétrico do Equador, cuja matriz energética é predominantemente hidrelétrica, com cerca de 90% da produção proveniente de fontes hidráulicas, segundo o *Plan Maestro de Eletricidad* [2]. Essa forte dependência dos recursos hídricos representa desafios significativos, uma vez que a variabilidade sazonal das hidrelétricas pode resultar em períodos de baixa disponibilidade de geração, aumentando a necessidade de reservas para manter o equilíbrio do sistema. Além disso, as metas de expansão de fontes renováveis variáveis do país intensificam esses desafios devido à intermitência dessas fontes, que exige uma reserva adicional para mitigar os desbalanços causados pela incerteza da sua geração. A aplicação da metodologia ao sistema equatoriano buscou abordar essas particularidades, garantindo confiabilidade e eficiência no fornecimento de energia.

3.1 Premissas

Para realização do estudo, além do modelo de simulação SDDP, também foi utilizado o *Time Series Lab* (TSL), desenvolvido pela PSR, para gerar cenários estocásticos que representassem a produção das fontes eólicas e solares, em conjunto com os cenários hidrológicos. Para representar a variabilidade e incerteza associadas a essas fontes, foram considerados 50 cenários hidrológicos e de produção renovável. A figura 2 ilustra um exemplo do perfil de geração de uma planta solar e uma planta eólica para os 50 cenários, no primeiro dia do ano de 2029.

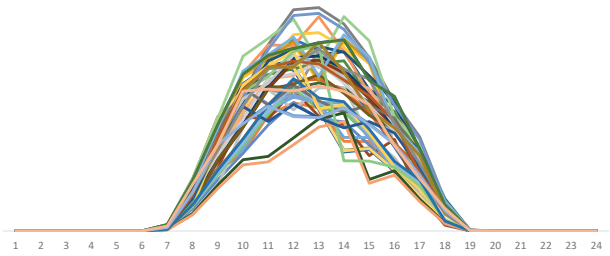


Fig. 2–(a). Perfil Solar.

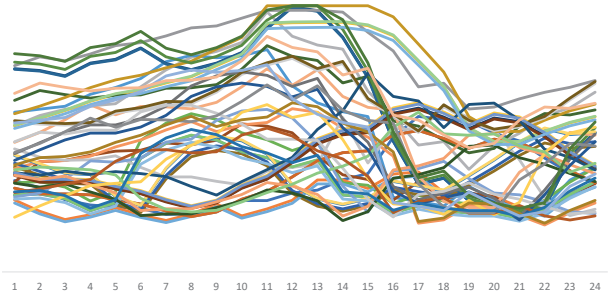


Fig. 2–(b). Perfil Eólico.

Além disso, a oferta de geração foi modelada com base no *Plan Maestro de Eletricidad* e na expansão de geração prevista para o período 2023-2032 [2]. De acordo com último plano, o sistema elétrico equatoriano contava, em 2022, com uma capacidade instalada total de aproximadamente 7.472 MW, sendo cerca de 60% dessa capacidade composta por fontes renováveis, predominantemente hidrelétricas. Até 2029, prevê-se um acréscimo de 1.600 MW provenientes de projetos de energia renovável não convencional, reforçando a matriz energética com fontes como solar e eólica.

Em relação à demanda, o pico de potência registrado em 2022 foi de aproximadamente 4.400 MW. Projeções de [2] indicam uma taxa de crescimento médio anual de 4,4 %, com consumo anual de energia estimado em 31.436 GWh em 2029.

A modelagem da rede de transmissão foi baseada no Sistema Nacional de Transmissão (SNT), que é composto por 6.600 km de linhas de alta tensão, operando em níveis de tensão de 500 kV, 230 kV e 138 kV. Essas linhas conectam os principais centros de geração e carga e possuem a expansão planejada para integrar as novas fontes renováveis ao sistema.

Para as análises de confiabilidade geração-transmissão, os dados foram considerados da seguinte forma:

- Para unidades geradoras: fator de indisponibilidade forçada (ICP), expresso em porcentagem, conforme base de dados do Operador Nacional de Eletricidad – CENACE, do Equador;
- Para linhas de transmissão e transformadores: probabilidade de falha calculada a partir de valores típicos de duração de falha (MTTR) e taxa de falha (λ) por classe de tensão no sistema brasileiro, conforme descrito em [6].

A probabilidade de falha (P_f) foi determinada utilizando as seguintes equações:

$$\mu = \frac{1}{MTTR} \tag{2}$$

$$\mathrm{Pf} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \tag{3}$$

Onde,
μ = Taxa de reparo em ocorrências/hora;
MTTR = Duração da falha (tempo médio de reparo) em hora;
λ = Taxa de falha em ocorrências/hora;
P_f = probabilidade de falha em %.

Além disso, foi adotado um custo de interrupção não programada de 2.700 USD/MW, valor 76% superior ao custo de energia não suprida considerado nas simulações energéticas.

3.2 Resultados

A fim de simular a operação energética do sistema equatoriano e determinar o custo total para atendimento à demanda no ano de 2029, foi adotado o procedimento descrito na figura 3.

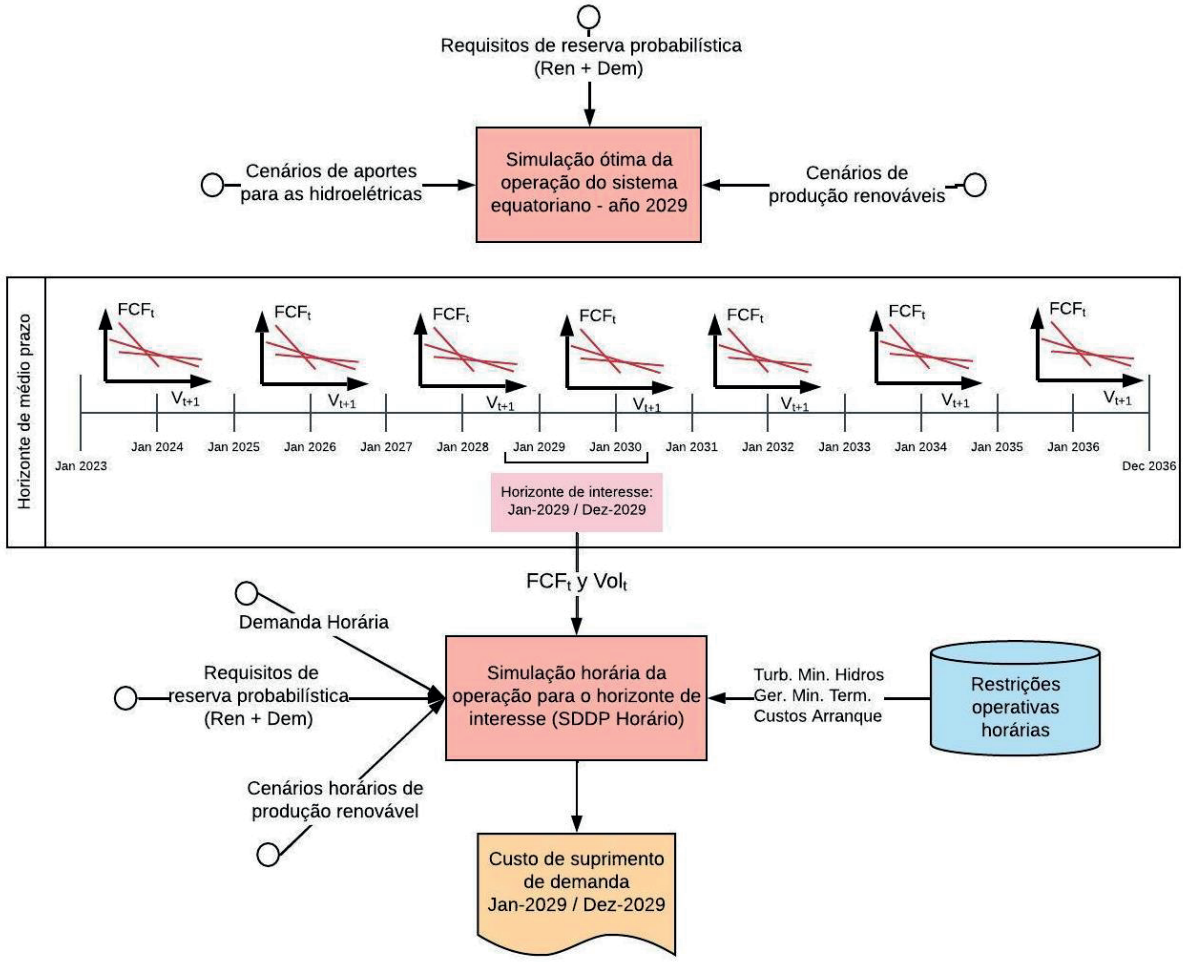


Fig. 3. Procedimento para estimar o custo total de suprimento de demanda.

Para o ano de estudo, foram estimadas a Função de Custo Futuro (FCF) e a política operativa para o armazenamento ótimo dos reservatórios do sistema do Equador, considerando 50 cenários de geração, uma taxa de desconto de 12%, a representação da curva de demanda em 8 blocos e um custo de energia não suprida de 1.533 USD/MWh.

Posteriormente, essas estimativas foram utilizadas para obter, de forma detalhada, os custos de atendimento à demanda a partir de simulações horárias.

Com base nessas simulações e na metodologia descrita na seção 2, foi calculado o requerimento de reserva probabilística dinâmica para compensar a variabilidade das plantas renováveis. A figura 4 apresenta o requerimento de reserva ao longo do ano de 2029, detalhado por mês e hora do dia.

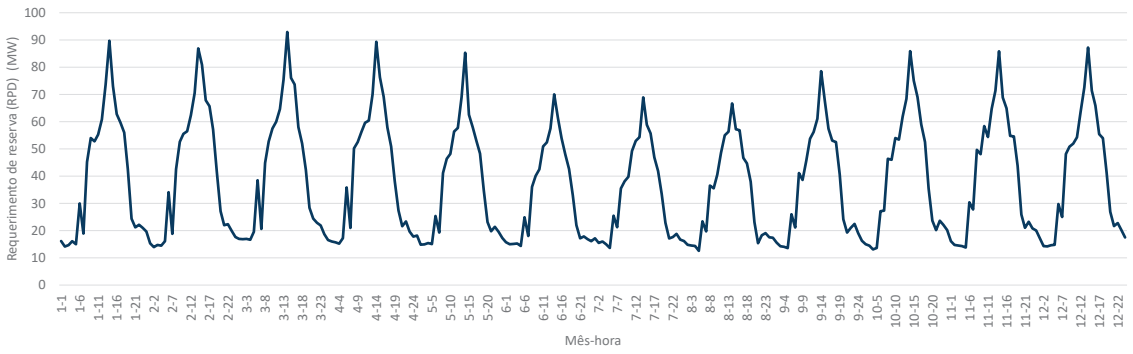


Fig. 4. Requerimento de reserva probabilística dinâmica em 2029.

Os custos operativos foram obtidos a partir de cinco casos de simulação horária, definidos por valores discretos para o requerimento de reserva R2(Dem), correspondente a 2%, 5%, 7%, 10% e 15% da demanda. Essa parcela de R2(Dem) foi somada ao requerimento de reserva para as renováveis, permitindo avaliar os custos operativos associados a cada caso.

A figura 5 apresenta os resultados das estimativas de custo total de atendimento à demanda para cada reserva girante total correspondente às alternativas de reserva descritas anteriormente.

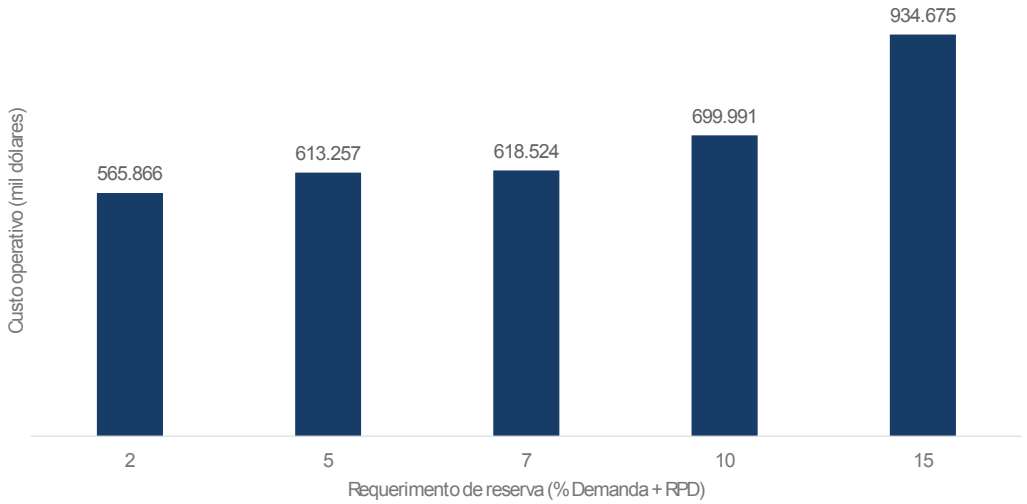


Fig. 5. Custos operativos para o ano de 2029.

Observa-se que os custos operativos aumentaram com o incremento dos requerimentos de reserva operativa, conforme esperado. As estimativas indicaram que os custos operativos para diferentes valores de R2(Dem) variaram de 565.866 kUSD (2% da demanda) a 934.675 kUSD (15% da demanda), representando um aumento de aproximadamente 65%. Assim, a curva de custo operativo apresentou comportamento crescente com o aumento da reserva.

Para cada um dos cinco casos, considerando os índices de falha dos componentes de geração e transmissão, também foram calculados a energia não suprida e o custo associado utilizando o modelo de confiabilidade CORAL e o processo iterativo descrito na nova metodologia proposta.

Os resultados estão apresentados na figura 6.

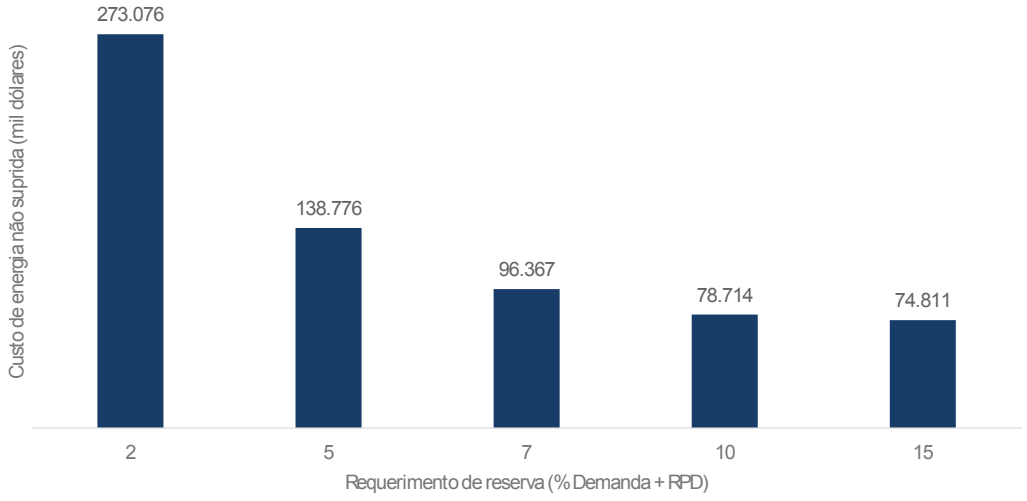


Fig. 6. Custos de energia não suprida para o ano de 2029.

Observa-se que custo de energia não suprida diminuiu significativamente com o aumento da reserva: 273.065 kUSD para 2% da demanda, reduzindo para 74.811 kUSD com 15% da demanda, o que representa uma redução de 73%. Portanto, a curva de custo de energia não suprida apresentou comportamento decrescente com o aumento da reserva.

A tabela 1 sintetiza os resultados para o custo de energia não suprida, custo operativo e custo total, que serão utilizados para determinar o nível ótimo de reserva girante.

TABELA I. SÍNTESE DE RESULTADOS PARA AS ALTERNATIVAS DE RESERVA GIRANTE.

R2 (em % da demanda)	Custo de ENS (kUSD/ano)	Custo Operativo (kUSD/ano)	Custo Total (kUSD/ano)
2	273.076	565.866	838.942
5	138.776	613.257	752.033
7	96.367	618.524	714.892
10	78.714	699.991	778.705
15	74.811	934.675	1.009.486

Com base nos resultados apresentados anteriormente, a figura 7 mostra a relação entre a reserva, o custo de energia não suprida e o custo operativo. Foram utilizados ajustes polinomiais de diferentes ordens para modelar essa relação, e para cada linha de tendência polinomial foi calculado o valor de R^2, que resultou muito próximo a 1, indicando que a curva ajustada apresenta uma boa aproximação do conjunto de dados original.

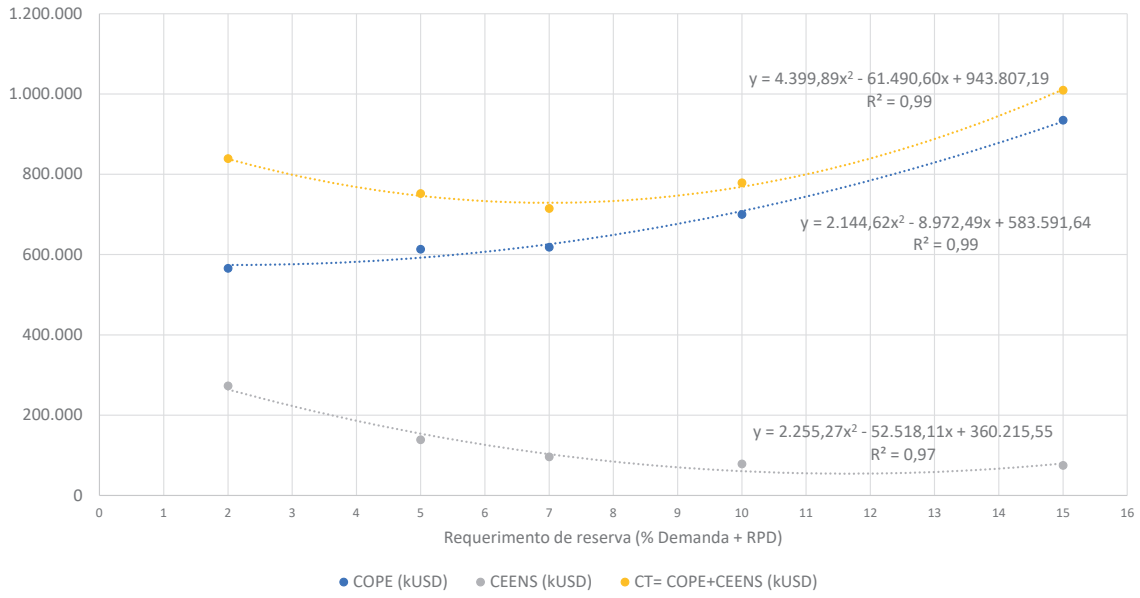


Fig. 7. Custos de operação, energia não suprida e total para diferentes níveis de reserva operativa.

O comportamento das curvas confirma que maiores reservas implicam em custos operativos mais altos, devido a necessidade de manter ativos esses recursos adicionais sem utilizá-los no despacho programado. Por outro lado, maiores reservas reduzem os riscos de interrupções ou a necessidade de utilizar fontes de energia mais caras ou menos eficiente, o que reflete na redução do custo de energia não suprida.

O nível ótimo de reserva operativa foi determinado a partir do cálculo da derivada da curva ajustada aos pontos calculados inicialmente para o custo operativo, e a derivada da curva ajustada aos pontos calculados para o custo de energia não suprida. Dessa forma, foi identificado o ponto em que o somatório dessas derivadas minimiza o custo total do sistema. Esse critério de otimização é apresentado nas equações a seguir.

$$\frac{d}{dx}(2.144{,}62x^2 - 8.972{,}49x + 583.591{,}64) + \frac{d}{dx}(2.255{,}27x^2 - 52.518{,}11x + 360.215{,}55) = 0 \quad (4)$$

$$(2 \times 2.144{,}62)x - 8.972{,}49 + (2 \times 2.255{,}27)x - 52.518{,}11 = 0 \quad (5)$$

$$4.289{,}24x - 8.972{,}49 + 4.510{,}54x - 52.518{,}11 = 0 \quad (6)$$

$$8.799{,}78x = 61.490{,}6 \quad (7)$$

$$x \cong 7\% \quad (8)$$

Observa-se que para as diferentes simulações realizadas, o caso com o custo total mais baixo está associado a um valor ótimo de reserva R2(Dem) = 7% da demanda.

Com essa configuração, a reserva girante ótima do sistema foi dimensionada pela soma dos 5% de potência dos geradores hidráulicos e térmicos (reserva individual), 7% da demanda e a reserva para compensação da variabilidade das renováveis (RPD), calculada com granularidade horária. A figura 8 apresenta esse resultado com as três componentes da reserva operativa ao longo do ano de 2029, detalhado por mês e hora do dia.

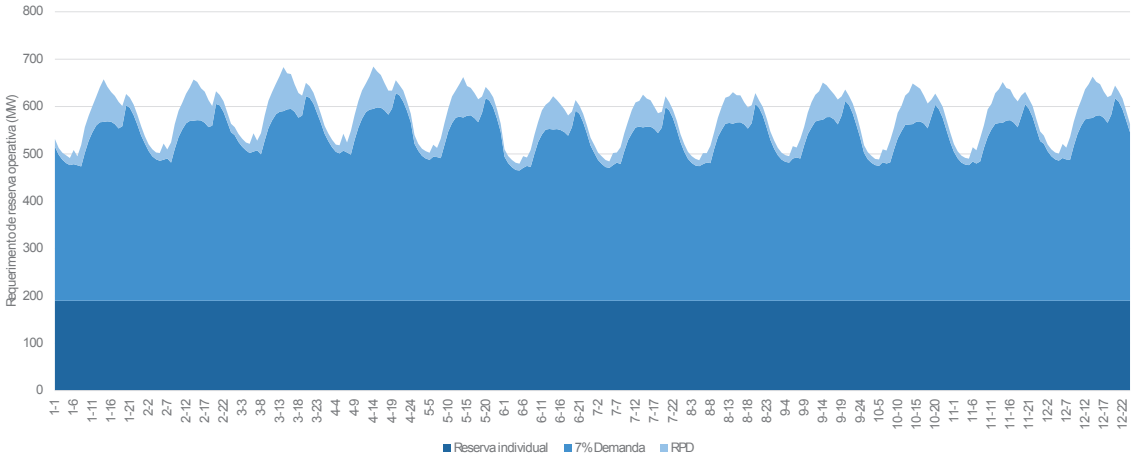


Fig. 8. Reserva girante ótima e seus componentes.

A análise evidencia que o planejamento detalhado das reservas operativas é importante para sistemas com alta penetração de fontes renováveis variáveis, permitindo uma gestão otimizada dos recursos e a mitigação de impactos associados a incertezas e falhas.

4. CONCLUSÕES

O estudo apresentou uma metodologia para o dimensionamento ótimo de reserva girante, desenvolvida para enfrentar os desafios atuais do sistema elétrico com a entrada de fontes renováveis variáveis. A abordagem foi aplicada no sistema equatoriano e incorporou ferramentas probabilísticas e simulações dinâmicas que permitiram uma representação mais precisa das incertezas associadas à variabilidade das fontes renováveis e às falhas de componentes do sistema, propondo avanços significativos em relação à abordagem utilizada atualmente.

Os resultados das simulações mostraram que os custos operacionais aumentaram com o acréscimo no nível de reserva girante, devido à necessidade de maior ativação de recursos adicionais. Em contrapartida, o custo de energia não suprida diminuiu à medida que o nível de reserva aumentou, mitigando os impactos de falhas no sistema de geração e transmissão. O equilíbrio entre esses custos permitiu determinar o nível de reserva ótimo, garantindo a confiabilidade do sistema ao menor custo total.

O uso de modelos probabilísticos possibilitou dimensionar as reservas de forma eficiente, evitando alocações excessivas, que aumentariam os custos operacionais, e insuficientes, que poderiam comprometer a confiabilidade. A consideração das incertezas associadas à variabilidade das fontes renováveis e às falhas dos componentes do sistema contribuiu para identificar o nível de reserva ótimo e equilibrar os custos operativos e os custos associados à ENS.

Para o ano de 2029, o nível ótimo de reserva operativa foi identificado com uma configuração que combinou 7% da demanda com a reserva probabilística dinâmica para compensar a variabilidade das fontes renováveis, além da reserva individual dos geradores hidráulicos e térmicos, responsáveis por atuar de forma imediata em momentos de desvio de frequência. Essa configuração demonstrou-se eficiente na redução dos custos totais e na melhoria da confiabilidade do sistema.

Embora a metodologia tenha sido aplicada para o sistema equatoriano, ela oferece potencial para futuros estudos em outros sistemas. A integração de tecnologias, como armazenamento de energia, redes inteligentes e previsão avançada de renováveis, pode otimizar ainda mais o planejamento da reserva operativa e a resposta do sistema a cenários dinâmicos. Essas evoluções reforçam a relevância da metodologia como uma ferramenta robusta e adaptável para enfrentar os desafios de sistemas elétricos em transição energética, garantindo confiabilidade e eficiência econômica em um contexto de alta penetração de renováveis.

5. REFERÊNCIAS

[1] Internation Energy Agency, “Renewables 2024 Analysis and forecast to 2030”, 2024.

[2] Ministerio de Energía y Recursos Naturais Não Renováveis, “Plan Maestro de Electricidad 2023-2032”, Equador, 2023.

[3] B. A. Palmintier, E. Ibanez, and D. E. Moyer, “Estimating Operating Reserve Requirements for Variable Renewable Integration”, National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2018.

[4] D. Teng et al., “Optimal Spinning Reserve Allocation Strategy under Uncertainties and Contingencies”, IEEE, pp. 316-329, Apr. 2016.

[5] Consejo Nacional de Electricidad, “Manual de Procedimientos de Despacho y Operación CONELEC 006/00”, Equador, 2000.

[6] Operador Nacional do Sistema Elétrico, & Universidade Federal de Santa Catarina, “Indicadores de Desempenho Probabilístico de Componentes de Geração e Transmissão do SIN”, disponível em https://www.researchgate.net/publication/281938955_Indicadores_de_Desempenho_Probabilistico_de_Componentes_de_Geracao_e_Transmissao_do_SIN. Acesso em Set. 2024.

Comité de Estúdios CE C1 – Desarrollo de sistemas eléctricos y economía

Mitigación de restricciones e incremento en la flexibilidad operativa mediante optimización topológica

V.A. PALACIO*
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.
Colombia
vpalacio@isa.com.co

J.M. AREIZA
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.
Colombia
jareiza@isa.com.co

G.G. LORENZON
NewGrid, Inc.
Argentina
german.lorenzon@newgridinc.com

P.A. RUIZ
NewGrid, Inc.
Estados Unidos
pablo.ruiz@newgridinc.com

Resumen *– Este trabajo muestra los resultados de los análisis realizados sobre el impacto de reconfiguración topológica en la mitigación de algunas de las restricciones del área Oriental del sistema eléctrico de potencia colombiano que imponen limitación a las transferencias de potencia hacia el área y el requerimiento de generación de seguridad.*

En primer lugar, se recrearon las condiciones operativas que ponen en evidencia las restricciones que limitan la importación de potencia del área Oriental e imponen los requerimientos de generación de seguridad. Posteriormente, se identificaron y evaluaron reconfiguraciones topológicas que flexibilizan estas restricciones sin generar dificultades adicionales para la operación utilizando software de optimización de la topología de la red de transmisión. El desempeño de la reconfiguración topológica se midió en términos del incremento factible en la importación de potencia del área.

Palabras clave: Topología – Restricción – Reconfiguración – Optimización – Seguridad

1 INTRODUCCIÓN

El código de operación del sistema de potencia colombiano contiene los criterios, procedimientos y requisitos de información necesarios para realizar el planeamiento, despacho económico, coordinación, supervisión y control del Sistema Interconectado Nacional (SIN). En este se señala que el planeamiento operativo se fundamenta en que la planeación de la operación debe hacerse de forma integrada, con el objetivo de minimizar los costos operativos y procurando atender la demanda con los niveles de calidad, seguridad y confiabilidad definidos en dicho código [1].

Respecto a la búsqueda de minimizar costos operativos, tradicionalmente la red de transmisión es considerada como un conjunto de activos fijos con pocos grados de libertad al momento de gestionar restricciones en los sistemas de potencia. Sin embargo, reconfiguraciones identificadas mediante software de optimización de topología han mostrado ser un potencial complemento para la operación eficiente de los sistemas de potencia y una herramienta para la toma de decisiones por parte de los operadores y planeadores.

Los algoritmos de optimización topológica buscan reconfiguraciones que permitan aliviar una o más restricciones, identificando soluciones correctivas o preventivas mediante la apertura o cierre interruptores, división de barras o redefinición de contingencias.

* Calle 12 sur # 18-168, Medellín, Colombia. vpalacio@isa.com.co

El objetivo de este trabajo consiste en presentar los resultados de los análisis realizados sobre el impacto de reconfiguración topológica en la mitigación de algunas de las restricciones del área Oriental del sistema eléctrico colombiano que imponen limitación a las transferencias de potencia hacia el área.

El impacto de la reconfiguración topológica en la gestión de restricciones se evalúa en un caso de estudio del sistema eléctrico de potencia colombiano, escenario de demanda máxima y topología prevista para finales de 2024 según los supuestos y consideraciones del operador colombiano.

2 GENERALIDADES ÁREA ORIENTAL DEL SIN COLOMBIANO

El sistema eléctrico de potencia colombiano, por sus características geográficas y la topología de la red, está dividido en cinco áreas operativas: Antioquia, Caribe, Nordeste, Oriental y Suroccidental. Para finales de 2024, la capacidad efectiva neta de generación se ubica alrededor de 21.4 GW, y según el planeamiento operativo eléctrico del operador, para 2025 se espera que la demanda llegue a cerca de 11.56 GW [2]. En la Fig. 1-(a) se muestra un esquema geográfico aproximado de las áreas operativas del sistema colombiano. Por su parte, en la Fig. 1-(b) se indica un esquemático del Sistema de Transmisión Nacional (STN) colombiano, el cual comprende líneas y transformadores con devanado de media tensión superior o igual a 220 kV. En esta última se resalta el área Oriental y algunos proyectos de transmisión previstos para el mediano plazo.

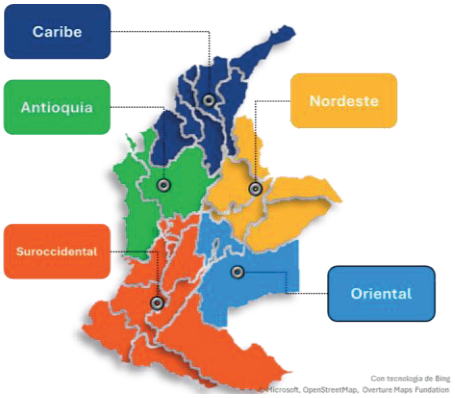


Fig. 1-(a). Esquema áreas del SIN

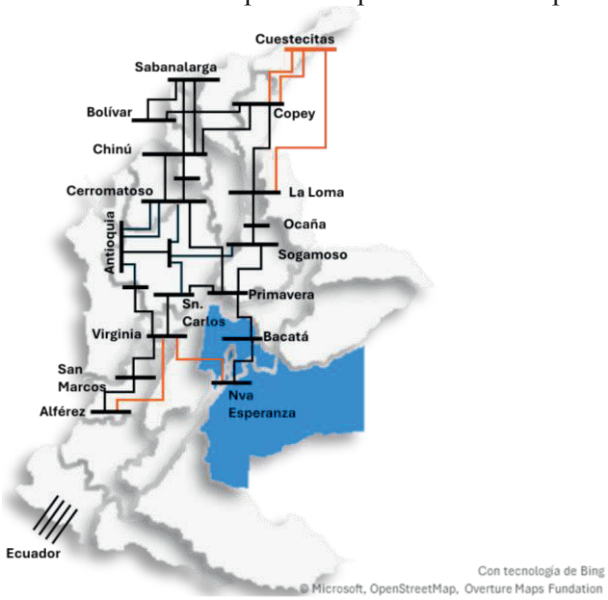


Fig. 1-(b). Esquema del STN colombiano

El área Oriental se interconecta con las áreas: Antioquia, Nordeste y Suroccidental, y se compone de las subáreas Bogotá y Meta. Su demanda máxima se encuentra alrededor de 3000 MW y tiene una capacidad instalada de generación de aproximadamente 3611 MW, de los cuales el 7% es térmica [2].

De acuerdo con el operador colombiano en [2], la capacidad de importación del área Oriental se limita a 900 MW por el circuito Primavera – Bacatá 500 kV, dado que la contingencia de esté pude ocasionar dificultades en el cumplimiento de criterios de respuesta dinámica en tensión y sobrecarga del corredor Purnio – Noroeste 1 y 2 220 kV según lo definido en [1].

Asimismo, de acuerdo con el planeamiento operativo eléctrico de largo plazo [3], el operador colombiano señala que actualmente, el área Oriental tiene cerca de 366 MW de nueva demanda supeditada a la entrada en operación de proyectos de expansión en transmisión, esto es, mas del 10% de la demanda actual del área. No obstante, es importante mencionar que estos proyectos presentan retrasos en su fecha de entrada en operación, en algunos casos llegando incluso a superar los 9 años [4]. La razón, en parte, para la supeditación de esta nueva demanda es que, con base en índices de indisponibilidad de las diferentes unidades de generación del área, se ha identificado que la probabilidad de contar con las unidades necesarias para el control de tensión en el área y nivel de importación disminuye a medida que la demanda crece y no entran los proyectos de transmisión. Por esta razón, acciones encaminadas a flexibilizar la operación, como lo son optimización de topología para redistribución de flujos y mitigación de restricciones y Dynamic Line Ratings

(DLR), entre otros, son herramientas fundamentales a explorar para asegurar que la demanda del área se viabilice y atienda con los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad estipulados en la normatividad vigente.

En la Fig. 2 se muestra un esquema del área Oriental del SIN y se resalta la contingencia crítica y los elementos que imponen la restricción a la importación por sobrecarga.

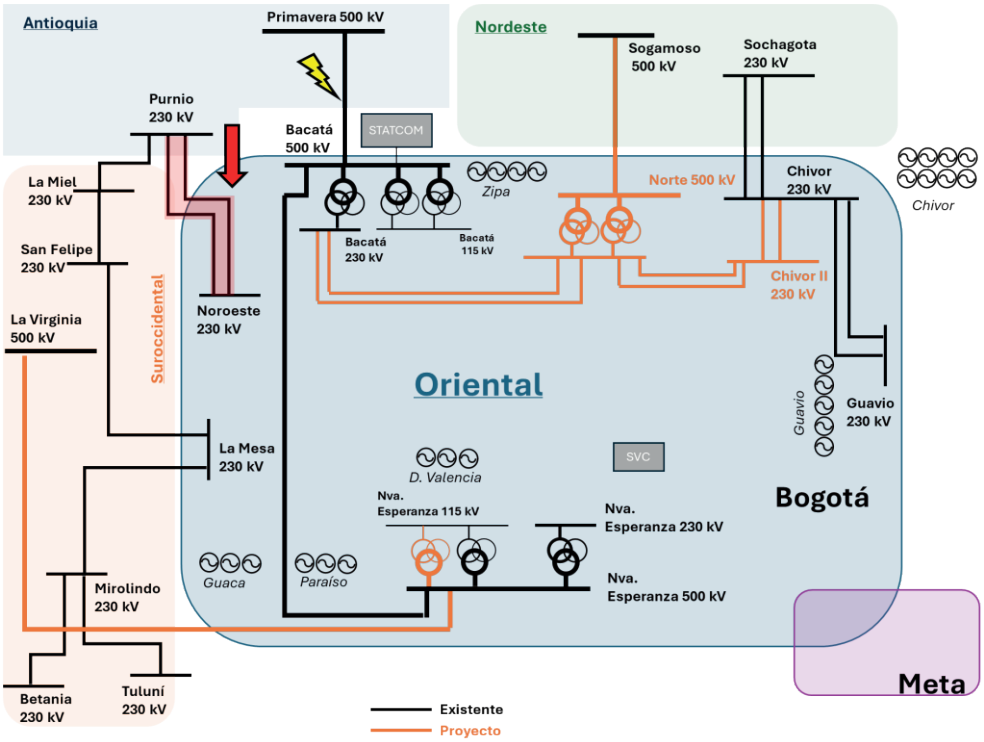


Fig. 2. Esquema área Oriental y contingencia crítica

3 OPTIMIZACIÓN DE TOPOLOGÍA

Tradicionalmente existen tres acciones para el control de flujos de potencia con los activos existentes en un sistema eléctrico de potencia: redespacho de generación, el cual puede incurrir en vertimientos de generación renovable, reconfiguración de la red y, en última instancia, desconexión de demanda.

3.1 Reconfiguración y optimización topológica

En la práctica, las reconfiguraciones en la red de transmisión son identificadas por operadores con base en su experiencia y conocimiento del sistema, por lo tanto, la cantidad de opciones y la calidad de estas depende de la experiencia de los ingenieros de operación y requieren de tiempo para su identificación y evaluación.

Por el contrario, la optimización topológica permite encontrar soluciones de manera eficaz y eficiente, aprovechando la flexibilidad de la red sin limitar la cantidad y calidad de las soluciones a la experiencia de los operadores, y mejorar la gestión de congestiones y sus costos asociados.

Al igual que los sistemas de navegación, la optimización de topología identifica opciones para desviar el flujo de la red, a través de elementos de transmisión menos cargados, con el objetivo de incrementar la capacidad de transferencia del sistema de forma eficiente. Este desvío o redireccionamiento de los flujos de potencia se logra reconfigurando la red, es decir, maniobrando interruptores.

Las reconfiguraciones sugeridas por un proceso de optimización dependerán de las características y condiciones del sistema, así como de la cantidad y tipo de restricciones a mitigar. Estas soluciones pueden ser implementadas, de manera preventiva o correctiva, en función del horizonte de planeamiento operativo y alcance deseado, y pueden clasificarse en tres grupos:

- Apertura o cierre de ramas: Estas reconfiguraciones involucran la apertura de uno o más elementos serie como: líneas, transformadores, capacitores/reactores serie o interruptores.
- Seccionamiento o conexión de barras. Estas reconfiguraciones involucran la modificación de la configuración de subestaciones y pueden realizarse en aquellas cuya topología contenga ciclos, como las subestaciones en anillo, doble barra, interruptor y medio, entre otras.
- Modificación de contingencias. Estas reconfiguraciones no generan cambios en condiciones de red completa, pero durante una contingencia pueden dividir barras en una subestación o desconectar otro elemento en subestaciones adyacentes a la contingencia. Estas reconfiguraciones son implementables cuando los interruptores son parte de ciclos en la topología de la subestación.

Finalmente, la optimización de topología es una herramienta probada para mitigar congestiones, flexibilizar el despacho generación y reducir los costos al usuario final al hacer un mejor uso de la infraestructura existente. Algunos operadores de red en Estados Unidos, como MISO, han implementado reconfiguraciones identificadas a través de este tipo de Grid Enhancing Technologies (GETs), con evidencias de incremento en la capacidad de transporte de entre 5 y 25% y reducción de costo asociado a congestiones entre 25 y 50% [5].

3.2 Software de Optimización Topológica

Un software de optimización topológica es una herramienta de soporte de decisiones que identifica opciones de reconfiguración de la red para redirigir el flujo de potencia y mitigar restricciones. Las metodologías incluyen búsqueda exhaustiva, formulación del problema utilizando programación lineal entera mixta, algoritmos basados en factores de sensibilidad, algoritmos genéticos y métodos de machine learning e inteligencia artificial.

La herramienta utilizada para la búsqueda de reconfiguraciones en el área Oriental del SIN colombiano, que permita flexibilizar las restricciones por sobrecarga que imponen, en parte, el límite de importación de esta, se enfoca en la búsqueda de soluciones prometedoras, utilizando una serie de herramientas de preselección, incluyendo métricas basadas en teoría de grafos y factores de sensibilidad, y utilizando técnicas computacionales para modelar cambios de topología de forma eficiente y acelerar la solución de la optimización. Esta herramienta es capaz de encontrar soluciones para sistemas con hasta más de 50.000 barras en tiempos que varían entre 15 s y 2 min aproximadamente, dependiendo de las características del sistema y problema a resolver, e incluye modelo de flujo de potencia AC y análisis de contingencia linealizado.

4 ANÁLISIS Y RESULTADOS

En esta sección se presentan los resultados y análisis respectivos del impacto que se obtuvo, sobre el problema de sobrecarga ante contingencia sencilla que supone una de las limitantes a la importación de potencia del área Oriental del SIN colombiano, al implementar cambios en la topología de las subestaciones Purnio y La Mesa 220 kV como resultado de un proceso de optimización.

En adelante se identificarán dos casos de estudio para fines de la presentación de los resultados. El caso base, que corresponde al escenario operativo en el que se reflejan las condiciones de límite de importación de potencia del área Oriental según [2]; y el caso optimizado, que contiene la implementación de la topología sugerida mediante el proceso de optimización y la capacidad adicional de importación de potencia que se logra.

4.1 Topología en las subestaciones Purnio y La Mesa 220 kV

El proceso de optimización de topología identificó, tanto la ubicación de cambios topológicos beneficiosos, en este caso reconfiguraciones de las subestaciones Purnio y La Mesa, como su definición particular. La optimización se realizó con el objetivo de mitigar el impacto de la contingencia del enlace Primavera – Bacatá 500 kV, con una transferencia de 900 MW hacia el área Oriental, sobre el doble circuito Purnio – Noroeste 220 kV.

En la Fig. 3-(a) y Fig. 3-(b) se muestra la topología de la subestación Purnio 220 kV, tanto para el caso base, como para el caso optimizado. En el caso base, las barras operan conectadas. Por su parte, el proceso de optimización identificó que el seccionamiento de estas, de acuerdo con lo indicado en la Fig. 3-(b) provee mejoras en la capacidad de transferencia.

De igual forma, en la Fig. 4-(a) y Fig. 4-(b) se muestra la topología de la subestación La Mesa 220 kV para el caso base y para el caso optimizado respectivamente. En este caso, la recomendación topológica consistió en una redistribución de campos en ambas barras.

Una vez realizado el proceso de optimización de topología, se implementaron las distribuciones de campos sugeridas. Luego de evidenciar que efectivamente estas distribuciones mitigan el impacto de la contingencia crítica del área sobre el doble enlace Purnio – Noroeste 220 kV, se aumentó progresivamente la transferencia de potencia hacia el área Oriental a través del circuito Primavera – Bacatá 500 kV hasta que se cumplieran los criterios operativos descritos en [1], no obstante, se mantuvo el número de unidades en línea según se indica en [2]. Al final de este proceso, se encontró un incremento viable de 60 MW (7%) hacia el área Oriental a través del circuito en 500 kV mencionado.

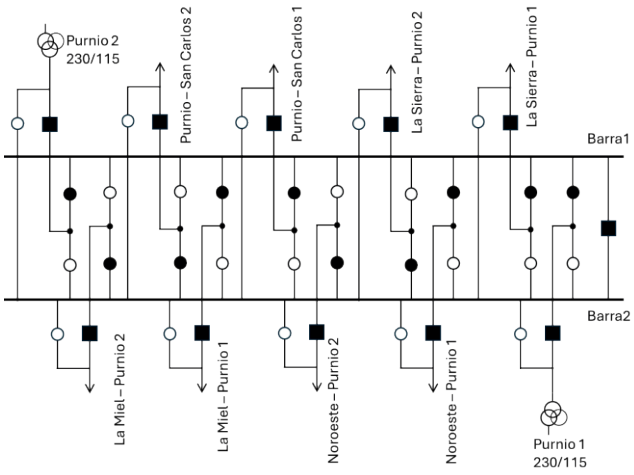


Fig. 3-(a). Topología subestación Purnio 220 kV. Caso base

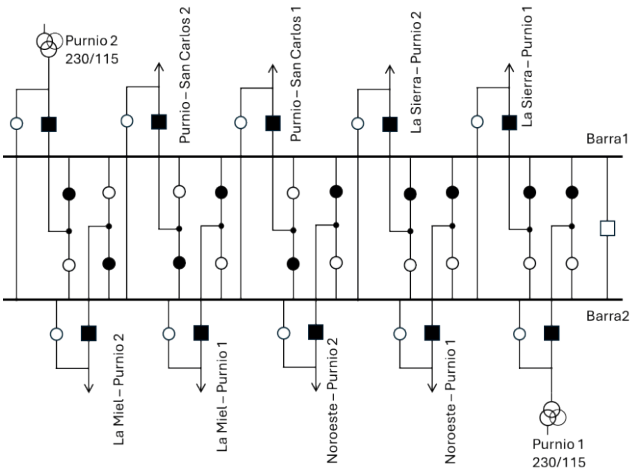


Fig. 3-(b). Topología subestación Purnio 220 kV. Caso optimizado

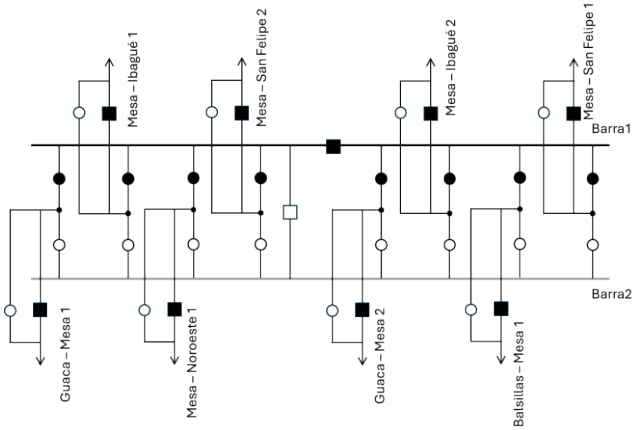


Fig. 4-(a). Topología subestación La Mesa 220 kV. Caso base

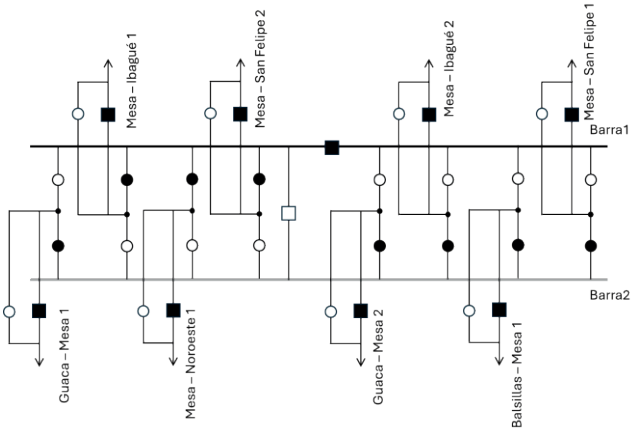


Fig. 4-(b). Topología subestación La Mesa 220 kV. Caso optimizado

4.2 Análisis de contingencias

En la Fig. 5-(a) y Fig. 5-(b) se muestran los resultados del análisis de contingencias para el caso base y el caso optimizado respectivamente. En ambas figuras, las barras corresponden a la cargabilidad de aquellos elementos que, ante contingencia sencilla, fue superior al 100%. Las barras azules indican la cargabilidad en red completa, por su parte, las barras color naranja indican la cargabilidad ante contingencia sencilla, y las barras verdes dan cuenta del margen que tendrían estos elementos respecto a la máxima cargabilidad de emergencia declarada para el equipo por hasta 30 minutos, según la normatividad colombiana.

Como puede apreciarse en la Fig. 5-(a) y Fig. 5-(b), tanto en el caso base, como en el caso optimizado, los elementos que presentaron sobrecarga ante contingencia no exceden los límites de emergencia declarados, sin embargo, para el caso optimizado, en el cual se consideraron 60 MW adicionales en la importación del área por el enlace Primavera – Bacatá 500 kV, el número de elementos en sobrecarga ante contingencia es significativamente menor, esto es, 17 elementos en el caso optimizado, respecto a 41 elementos en el caso base, para una reducción aproximada del 60% en el número de elementos con sobrecarga. Adicionalmente, se destaca que la configuración topológica implementada (ver sección 4.1) muestra que se mitiga la condición de sobrecarga por el doble enlace Noroeste – Purnio 220 kV que actualmente impone, en parte, el límite a la importación de potencia del área Oriental.

Por otro lado, es importante destacar que en escenarios como el del caso optimizado, el doble enlace Nueva Esperanza – Paraíso 220 kV puede presentar cargabilidades significativas (ver Fig. 5-(b)), no obstante, de acuerdo con lo indicado en [2], este fenómeno es controlable con la generación del recurso Pagua, y obedece a una restricción local.

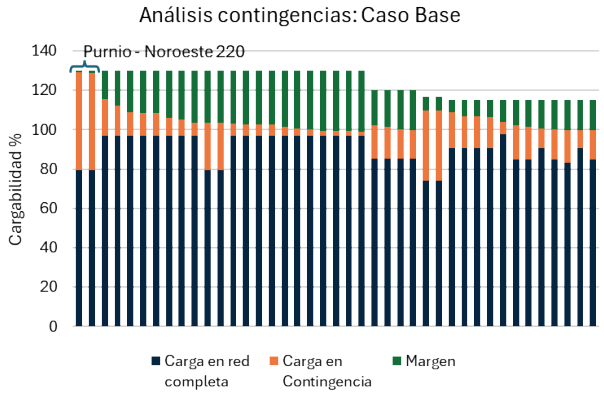


Fig. 5-(a). Análisis de contingencias. Caso base

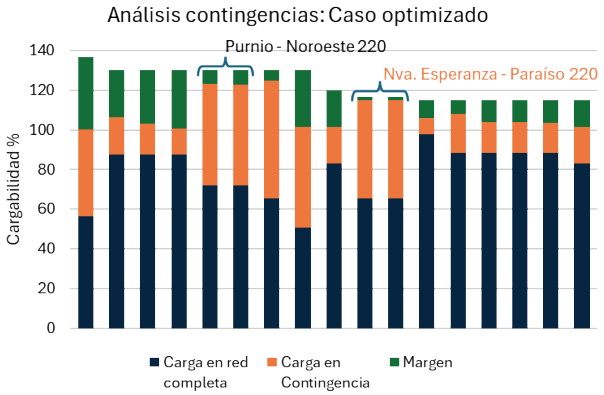


Fig. 5-(b). Análisis de contingencias. Caso optimizado

4.3 Respuesta dinámica en tensión

En la Fig. 6-(a) y Fig. 6-(b) se muestra el comportamiento dinámico de la tensión del Sistema de Transmisión Regional (STR), del área Oriental del SIN colombiano, comprendido por el conjunto de activos con nivel de tensión entre 57.5 kV y 115 kV, al simular una falla trifásica franca sobre la línea Bacatá – Primavera 500 kV, al 1% de esta medido desde la subestación Bacatá y con transferencias hacia el área oriental de 900 y 960 MW respectivamente. Adicionalmente, se simuló despeje de falla en tiempos de protección principal de aproximadamente 100 ms con apertura del circuito (ver Fig. 2).

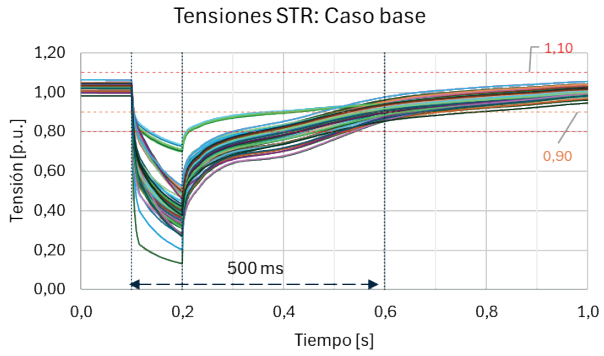


Fig. 6-(a). Respuesta dinámica en tensión STR área Oriental. Caso base

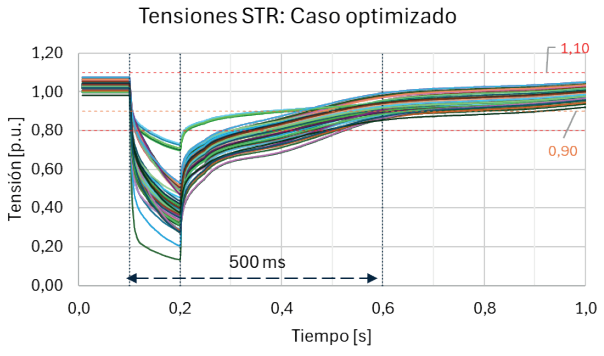


Fig. 6-(b). Respuesta dinámica en tensión STR área Oriental. Caso optimizado

Como puede apreciarse en las Fig. 6-(a) y Fig. 6-(b), tanto en el caso base, como en el caso optimizado, las tensiones se recuperan a valores por encima de 0,9 p.u., no permanecen por debajo de 0,8 p.u. por mas de

500 ms y tampoco exceden valores de 1,1 p.u., por lo que se da cumplimiento a los criterios establecidos en [1] y aquellas que modifican aspectos operativos en Colombia. De esta forma, los 60 MW adicionales sobre el límite de importación de potencia del área Oriental que supone el caso optimizado, resultan viables desde el punto de vista del comportamiento dinámico de la tensión.

5 CONCLUSIONES

Considerando que la matriz energética del sistema colombiano es, en la actualidad, predominantemente hidráulica [6], y que además Colombia, por su ubicación geográfica está expuesta a las condiciones del fenómeno El Niño, en el cual los aportes hídricos disminuyen por debajo de la media histórica por periodos prolongados, resulta relevante explorar e implementar acciones encaminadas a flexibilizar la operación de los diferentes recursos.

Por otro lado, como se indicó en la sección 2, en Colombia, y en particular en el área Oriental, algunos de los proyectos que se encuentran en ejecución y que están concebidos para mejorar las condiciones operativas y de intercambio del área con el resto del SIN, presentan atrasos significativos, por lo que cada vez resulta más retador operar el sistema con los criterios de calidad y confiabilidad estipulados en la normatividad vigente.

En ese sentido, los resultados presentados en la sección 4 muestran que software de optimización de topología representan una alternativa para el planeamiento operativo en la gestión de restricciones. En el caso del área Oriental del SIN colombiano, se logró encontrar un incremento viable en la importación de potencia a través del circuito Primavera – Bacatá 500 kV de aproximadamente el 7%(60 MW), a costo de inversión nulo y con la gestión de recursos disponibles, sin que ello representara incluso dificultades en el comportamiento dinámico de la tensión, y únicamente cambiando la distribución de campos en dos subestaciones. Adicionalmente, se logró identificar una disminución en el número de elementos en sobrecarga ante contingencia para un escenario operativo de estrés, como el de alta importación de potencia del área, lo cual supone, además, que este tipo de alternativas pueden encontrar formas mas eficientes de operar los sistemas y son un complemento a la experiencia de los operadores.

Finalmente, considerando la eficiencia computacional de este tipo de herramientas, y que adicionalmente en horizonte de corto plazo, e incluso en la operación, el tiempo para realizar análisis exhaustivo es menor, la optimización de topología representa la posibilidad de viabilizar manteamientos, o mitigar su impacto, repercutiendo en una operación mas eficiente del sistema de potencia.

6 REFERENCIAS

[1] CREG, https://gestornormativo.creg.gov.co/PUBLICAC.NSF/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1995-CRG95025.html

[2] XM, Informe de planeamiento operativo eléctrico de mediano plazo Trimestre 4 de 2024, https://www.xm.com.co/planeaci%C3%B3n/planeaci%C3%B3n-mediano-plazo/informe-de-planeamiento-operativo-electrico-del-mediano-plazo

[3] XM, Informe de planeamiento operativo eléctrico de largo plazo Segundo semester 2024, https://www.xm.com.co/planeaci%C3%B3n/planeaci%C3%B3n-largo-plazo/informe-de-planeamiento-operativo-electrico-de-largo-plazo

[4] XM, Informe Trimestral de Evaluación de Restricciones Octubre de 2024, https://www.xm.com.co/planeaci%C3%B3n/planeaci%C3%B3n-largo-plazo/analisis-trimestral-de-restricciones

[5] P.A. Ruiz et al, "Congestion and overload mitigation with optimal transmission reconfiguration in MISO and SPP," FERC Tech. Conf. on Increasing Market and Planning Efficiency through Improved Software, Washington, DC, EE.UU., Julio de 2024, https://www.ferc.gov/media/presentation-congestion-and-overload-mitigation-optimal-transmission-reconfiguration

[6] XM, https://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad

Comité de Estúdios C1 – Desarrollo de sistemas eléctricos y economía

APLICACIÓN DE METODOLOGÍA DE PLANEAMIENTO FLEXIBLE. ESTUDIO DE CASO DE PROPUESTAS AL PLAN DE EXPANSIÓN COLOMBIANO 2024-2040

J.M. AREIZA*
ISA
Colombia
jareiza@isa.com.co

M.M. TAMAYO
INTERCOLOMBIA
Colombia
mmtamayo@intercolombia.com

J.G. ORTEGA
INTERCOLOMBIA
Colombia
jortega@intercolombia.com

V.A. PALACIO
ISA
Colombia
vpalacio@isa.com.co

N. RODAS
INTERCOLOMBIA
Colombia
nrodas@intercolombia.com

G.E. VINASCO
INTERCOLOMBIA
Colombia
gevinasco@intercolombia.com

J.P. HOYOS
INTERCOLOMBIA
Colombia
jphoyos@intercolombia.com

J.A. ARCOS
INTERCOLOMBIA
Colombia
jarcos@intercolombia.com

Resumo *– O artigo apresenta a aplicação prática de uma metodologia flexível de planeamento de transmissão que inclui os novos desafios do problema de expansão, nomeadamente a resolução horária, a integração de energias renováveis e novas tecnologias de transmissão. O trabalho baseia-se numa proposta formal apresentada ao "Unidad de Planeamiento Minero Energético" (UPME), o departamento responsável pelo planeamento energético da Colômbia, para a avaliação e definição técnico-económica de obras de expansão viáveis no período de 2024-2040. O trabalho inclui análises elétricos e energéticos, recorrendo a uma metodologia aprimorada para o cálculo dos benefícios de onze projetos propostos com diferentes tecnologias, dos quais a maioria foi aprovada de forma abrangente pelo planejador.*

Palavras-chave: Expansão – Otimização – Planejamento – Inovação – Aplicabilidade – Flexibilidade – Crescimento – Sustentabilidade - Metodologia

1 INTRODUÇÃO

A crescente incerteza nos sistemas de eletricidade mundiais, resultante da incorporação de fontes de geração renováveis intermitentes, variações na procura de energia, consumidores mais ativos e outros fatores, deu origem a uma maior diversidade de cenários de geração e carga que devem ser tratados com segurança pelo sistema de transmissão. Além disso, existem várias restrições ambientais, sociais e prediais para a expansão da rede, o que leva à necessidade de incorporar novas soluções de expansão por meio de tecnologias de transmissão flexíveis, como o Advanced Power Flow Control (APFC), o Battery Energy Storage System (BESS), os Flexible Alternating Current Transmission Systems (FACTS) e, em geral, tudo o que permita aproveitar os corredores de rede existentes com flexibilidade, segurança e confiabilidade.

No primeiro semestre de 2024, a UPME, responsável pela expansão na Colômbia, solicitou aos transportadores nacionais, no âmbito da chamada "missão de transmissão", que apresentassem uma série de obras candidatas para a construção dos documentos do plano de expansão e do plano indicativo. Em resposta ao pedido do planejador, a ISA e a INTERCOLOMBIA desenvolveram uma proposta para a apresentação formal de trabalhos candidatos prioritários para avaliação pela UPME.

* Calle 12 sur # 18-168, Medellín, Colombia – jareiza@isa.com.co

O artigo descreve o processo realizado pela ISA e pela INTERCOLOMBIA para apresentar as suas propostas, o qual consiste nas quatro etapas seguintes:
A primeira etapa consiste na apresentação do histórico e dos componentes gerais da metodologia de planeamento flexível utilizada em 2023 para realizar a expansão referencial do sistema colombiano, destacando os desafios e as soluções aplicadas para identificar um plano base com cerca de 45 reforços, incluindo candidatos a planeamento do tipo APFC, FACTS e BESS, bem como equipamentos convencionais.
A segunda etapa descreve os critérios de priorização para as 11 obras de reforço selecionadas para uma análise técnico-económica detalhada para o período de 2024-2040.
A terceira mostra a metodologia e o resultado da avaliação das obras de reforço, indicando as etapas pelas quais as restrições elétricas aplicáveis a cada reforço são calculadas e modeladas com análises energéticas, a partir das quais os benefícios dos projetos são identificados para elaborar uma proposta formal de obras para o planejador colombiano.
Ao final, a quarta etapa inclui as conclusões observadas entre os sinais dados pela metodologia de planeamento flexível e a avaliação técnico-económica de um modelo de otimização para cada obra, qualificando a aplicabilidade da referida metodologia a casos de sistemas reais.
As análises e descrições das etapas acima mencionadas baseiam-se num estudo de caso real, com resultados obtidos por meio de modelos de otimização da operação utilizados comercialmente e aplicados a um sistema existente, de modo a incorporar as recomendações ao planejador colombiano como reforços de transmissão a médio prazo, ou seja, extensões e reforços nos próximos 5 anos.

2 METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO FLEXÍVEL

O sistema elétrico colombiano alcançou um nível de robustez que lhe permite cobrir a demanda atual de maneira efetiva, graças a uma infraestrutura consolidada. No entanto, diante do rápido crescimento da demanda energética e da necessidade de diversificar a matriz de geração, é necessária uma transição para fontes renováveis não convencionais. Nesse contexto, é necessário um processo constante e eficiente de planejamento do sistema de transmissão para garantir uma transição energética segura e sustentável.
O presente documento resume a proposta à UPME de uma série de obras destinadas a adaptar a rede de transmissão aos desafios da transição energética. Elaboradas pela ISA e suas empresas, essas obras se baseiam em análises técnicas e econômicas, visando otimizar a densidade de energia por meio dos corredores existentes, utilizando novas tecnologias e métodos de expansão convencional. O objetivo das obras propostas é continuar transportando a energia gerada de maneira confiável para as áreas de demanda.
O estudo se baseia em dados do sistema de transmissão e geração atual, na expansão projetada da infraestrutura elétrica, na geração com assinação de capacidade aprovada pela UPME, na evolução e crescimento da demanda e nos critérios técnicos estabelecidos. O objetivo é garantir que o sistema elétrico colombiano esteja preparado para atender às necessidades futuras e contribuir para o desenvolvimento sustentável do país. A metodologia utiliza análises técnicas e econômicas para obras propostas pela ISA e suas empresas em diferentes áreas do Sistema Elétrico Colombiano, com base no exercício de Planejamento Flexível [1] desenvolvido em 2023. Esse exercício resultou em um conjunto de cerca de 45 recomendações baseadas em uma metodologia geral de três abordagens, nas quais são feitas análises de curto, médio e longo prazo, utilizando diferentes ferramentas. As etapas usadas em cada abordagem para adaptar a rede em resposta à transição energética são descritas a seguir.

2.1 Medidas Corretivas para Restrições Operacionais - Curto Prazo

Devido ao atraso na entrada em operação de projetos de geração e expansão de redes, há riscos para a operação do sistema no curto prazo para atender à demanda em determinadas áreas do sistema elétrico colombiano. Esses riscos são evidenciados em reuniões de acompanhamento das áreas afetadas, nas quais participam entidades governamentais e agentes da área, como distribuidores, geradores, executores de projetos em construção e transmissores.
Considerando os sinais de risco e a alta probabilidade de que eles se concretizem, são realizados estudos elétricos para suportar obras que possam ser implementadas nas redes do grupo ISA e mitigar ou eliminar o problema.
Desde 2022, têm sido desenvolvidas múltiplas análises elétricas considerando o atraso na construção de projetos, condições críticas decorrentes de contingências e exigências de despacho de Unidades Mínimas

Equivalentes (UME) para manter os perfis de tensão dentro dos limites operacionais e suportar dinamicamente o fenômeno de recuperação lenta de tensão, conhecido como Fault Induced Delayed Voltage Recovery (FIDRV). A partir das análises elétricas, foram identificadas três possíveis obras: DFACTS nos corredores de 230 kV San Felipe - La Mesa, Guavio - Torca e Chivor - Torca; uma bateria de 50 MW em Bacatá 230 kV; ou o aumento da capacidade do STATCOM de 500 kV de Bacatá em 100 Mvar. Como resultado, verificou-se que a primeira medida seria equivalente a 3 UMEs, e as outras duas, a 1 UME.
Essas três obras foram incluídas em uma lista de 16 alternativas propostas pelos agentes e pelo operador da rede para que a UPME as considere como candidatas à mitigação dos problemas do sistema.

2.2 Oportunidades de Conexão - Médio Prazo

O segundo foco busca identificar as obras necessárias no Sistema Nacional de Transmissão (STN) para possibilitar a conexão de nova geração e demanda nas subestações do Grupo ISA.
Os sinais de médio prazo são extraídos do estudo de oportunidades de conexão [3], apresentado anualmente à UPME, que avalia as condições das subestações do grupo ISA para conexão de até 500 MW de geração ou demanda em um horizonte de 5 anos, e dos relatórios de capacidade das subestações [4], publicados pela UPME em atendimento à Resolução CREG 075 de 2021.
Considerando os resultados e as informações desses dois documentos, são definidas as subestações mais relevantes para novas conexões. Os critérios de priorização são: subestações com projetos aprovados pela UPME que representam casos de negócios para a ISA em contratos de construção, operação e manutenção da conexão ou conexões compartilhadas, e subestações que receberam o maior número de solicitações de conexão, mostrando as áreas com maior penetração de Fontes de Energia Renováveis Não Convencionais (FERNC).
A capacidade de transmissão foi alocada em 18 subestações do grupo ISA, conforme demonstrado na Fig. 1. A partir da análise das oportunidades de conexão de geração, constatou-se que, em 8 dessas subestações, não há capacidade adicional de conexão de geração. Por esse motivo, elas são priorizadas para análise, começando com La Sierra 230 kV, depois San Marcos 500 kV, e assim por diante.



Fig. 1. Subestações priorizadas

As condições e limitações das subestações priorizadas são analisadas. No caso da subestação La Sierra 230 kV, por exemplo, a oportunidade de conexão é limitada devido à sobrecarga do circuito La Sierra - San Carlos 230 kV. A partir da análise elétrica, considerou-se viável implementar o DFACTS nesse circuito e complementar a solução com o DFACTS no circuito La Sierra - Primavera 230 kV para maximizar o uso da STN e aumentar a capacidade de conexão em La Sierra 230 kV em 450 MW. Outras variáveis a serem analisadas são a capacidade de conectar mais geração sem atingir a capacidade de projeto de curto-circuito e a viabilidade física da instalação do DFACTS, e ambas foram constatadas como viáveis. É importante observar que essas análises avaliam o impacto das obras propostas não apenas na subestação em análise, mas em toda a sua área de influência.
Após a priorização das subestações com projetos aprovados, são ponderadas as subestações que não tiveram nenhum projeto aprovado, mas que receberam muitas solicitações de conexão. As 10 primeiras estão apresentadas na Fig. 2, sendo a subestação Bolívar 220 kV a que mais recebeu solicitações sem nenhuma

aprovação. Outros casos de análise que podem ser relevantes são as cinco subestações que não têm oportunidade de conexão de geração.



Fig. 2. Subestações priorizadas sem projetos adjudicados

Os casos analisados são divulgados com a UPME e o "Centro Nacional de Despacho" (CND) do operador do sistema, para que possam ser considerados como possíveis medidas para eliminar restrições de rede que não demandem obras de expansão.

Com essa metodologia, planeja-se analisar cada subestação do grupo ISA na ordem de priorização e ter sinais específicos para cada uma. Além disso, poderá haver outros acionamentos de análises elétricas por solicitação da Gerência de Projetos da INTERCOLOMBIA, como, por exemplo, analisar segundos circuitos em torres que ainda não tenham sido revestidas pela área comercial da empresa, quando houver contato direto com promotores de projetos que tiveram a conexão negada.

2.3 Planejamento Flexível para o Longo Prazo

A crescente incerteza no sistema elétrico, seja pela inclusão de fontes de geração renováveis intermitentes, aumento da demanda de energia, consumidores mais ativos, entre outros, tem levado a uma maior diversidade de cenários de geração e carga que devem ser atendidos pela rede de transmissão de maneira segura e confiável.

Essa nova realidade exige que a rede de transmissão opere cada vez mais próxima de seus limites de capacidade. A operação da rede elétrica é afetada por problemas relacionados à estabilidade, resultando em um comportamento de maior risco para a operação do sistema.

Nesse contexto, soluções mais econômicas e que proporcionem maior controle à operação do sistema podem ser preferíveis à extensão da rede de transmissão com o uso de equipamentos tradicionais, como linhas e transformadores [5].

A expansão da rede de transmissão por meio da adição de novas linhas enfrenta uma série de desafios, incluindo questões sociais, prediais e ambientais. Em muitos países, as licenças para o uso de novas servidões são difíceis de serem obtidas, limitando a entrada de novos reforços. Com isso, a rede de transmissão existente precisa suportar as mudanças operacionais derivadas de fontes intermitentes, o que torna necessário estudar novas tecnologias com maior capacidade de controle da operação. Esses equipamentos devem reforçar o sistema, aproveitando a capacidade de transmissão dos corredores existentes.

Assim, ao longo do tempo, têm sido estudadas formas de incorporar flexibilidade aos sistemas de transmissão. Entre esses equipamentos, destacam-se os FACTS, FACTS série "Static Synchronous Series Compensator" (SSSC) ou SSSC distribuídos chamados DFACTS. Além disso, os links HVDC e as baterias BESS (Battery Energy Storage System) são amplamente conhecidos na literatura e em vários sistemas de energia para tornar o sistema de transmissão mais flexível, confiável e robusto [5].

No entanto, ainda não há uma metodologia definida na literatura sobre como considerar esses dispositivos que ampliam a flexibilidade da transmissão no planejamento da expansão. Geralmente, esses equipamentos são inseridos como uma solução para problemas específicos da rede.

Portanto, para o planejamento de longo prazo, foi usada uma metodologia que considera a expansão da transmissão no nível do sistema, incluindo candidatos ao planejamento, como BESS, FACTS, SSSC/DFACTS e dispositivos convencionais. A metodologia visa incorporar esses dispositivos ao planejamento do sistema de energia, com a intenção de desenvolver o planejamento do sistema de transmissão de maneira hierárquica. Assim, o planejamento flexível do sistema de transmissão pode ser dividido em três etapas principais:

- Etapa 1: Planejamento de transmissão integrada com foco na expansão de energia ativa;
- Etapa 2: Compensação de energia reativa e planejamento de controle de tensão.
- Etapa 3: Análise do comportamento dinâmico do sistema.

A Tabela I mostra os tipos de equipamentos candidatos utilizados no planejamento flexível, e a Fig. 3, os modelos matemáticos utilizados na ferramenta analisada neste trabalho em cada nível de resolução do planejamento da expansão.

TABELA I. APLICAÇÃO DE EQUIPAMENTOS DE TRANSMISSÃO FLEXÍVEL

Equipamento	Controle de potência ativa	Controle de tensão	Controle de potência reativa
SVC		X	X
STATCOM		X	X
TCSC	X		
SSSC	X		X
HVDC-LCC	X		
HVDC-VSC	X	X	X
BESS	X	X	X

A primeira etapa do planejamento é otimizar a ampliação do sistema de transmissão, visando aumentar a capacidade de fluxo nas linhas. Para essa finalidade, é utilizado o modelo de fluxo de potência linearizado de corrente contínua (CC), que incorpora apenas dispositivos FACTS com conexão em série para controlar o fluxo de potência ativa.

Posteriormente, na etapa dois, os elementos de controle de tensão e compensação reativa são estendidos para garantir que as tensões dos barramentos de corrente alternada (CA) permaneçam dentro dos limites operacionais normais. Nesse contexto, a formulação de fluxo de potência ideal é utilizada para análises de estado estável.

A cadeia de modelos utilizada inclui modelos de otimização da expansão e de operação do sistema que funcionam de maneira integrada. Para realizar a expansão flexível do sistema, são usados os softwares SDDP/TSL [6], OptGen e NetPlan/OptFlow [7]. A Fig. 3 apresenta um esboço geral da metodologia.

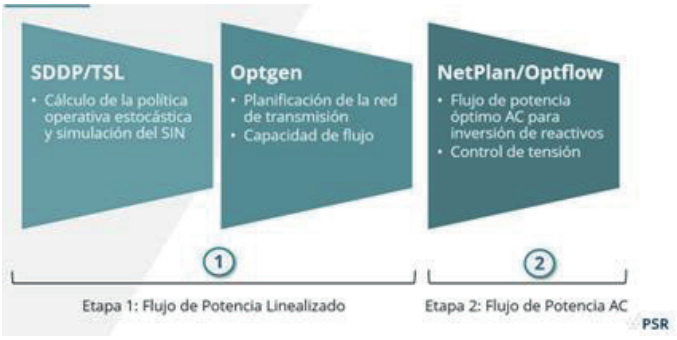


Fig. 3. Esquema de modelos utilizados

A terceira etapa da análise dinâmica não foi desenvolvida neste trabalho, mas foi analisada posteriormente com o uso da ferramenta DIgSILENT PF, avaliando os planos definidos até o estágio 2 da metodologia.

A metodologia aplicada ao caso colombiano para o desenvolvimento do projeto é a seguinte: utilização de um banco de dados com a representação do sistema de transmissão nacional fornecido pelo operador do sistema, denominado "Expertos en Mercados" (XM).

- Realiza a etapa 1: seleção dos reforços BESS, DFACTS e elementos de compensação reativa, definidos a partir de um conjunto de opções, usando uma metodologia de seleção de candidatos que busca os melhores locais na rede para instalá-los.

- Determina os custos de investimento para todos os projetos candidatos, flexíveis e convencionais.
- Executa a simulação integrada OptGen/SDDP/NetPlan para determinar o plano de investimento que minimiza o investimento e a função de custo operacional.
- Em seguida, na etapa 2, simula-se o módulo de expansão de fonte reativa (OptFlow) para determinar uma estratégia de expansão para os elementos de compensação reativa.

A Fig. 4 ilustra, de forma geral, o procedimento de expansão realizado e os programas utilizados.

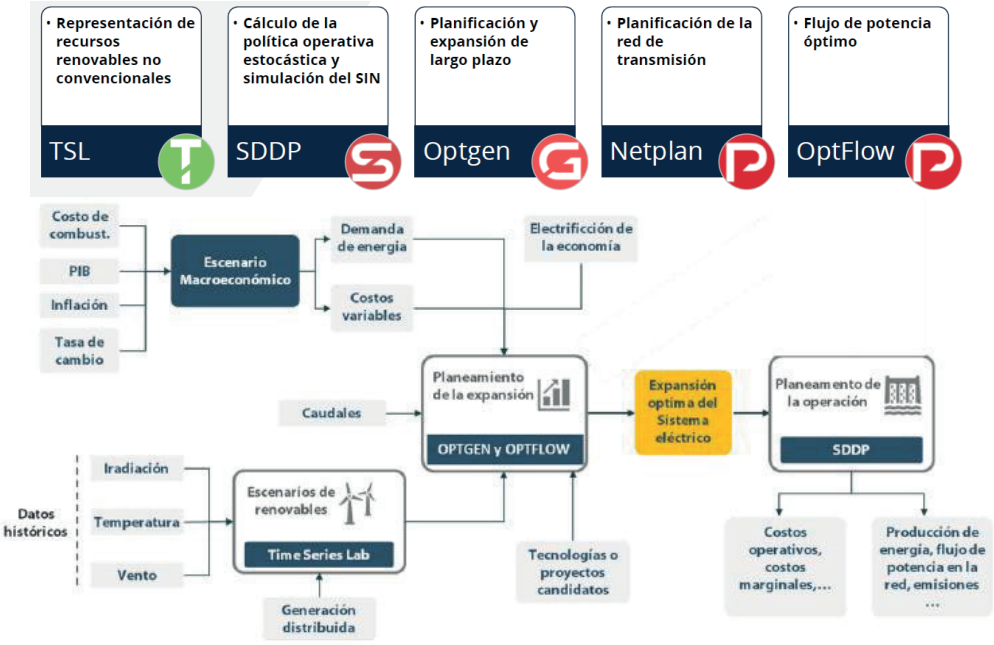


Fig. 4. Procedimento de expansão

É importante destacar que o modelo considera uma resolução horária para a simulação e otimização, com um módulo SDDP que incorpora séries sintéticas de radiação e ventos, permitindo uma simulação da operação ajustada às novas tecnologias de geração. O plano obtido é um conjunto de reforços convencionais e flexíveis que minimizam o custo de investimento e operação para o cenário de geração e demanda definido.

Conforme indicado, durante o ano de 2023, foram realizadas as diferentes análises para as três abordagens, das quais foram identificados 45 reforços, que foram apresentados ao final do ano à UPME para referência. Comentou-se que, durante 2024, algumas das obras recomendadas seriam priorizadas para avaliação e aprovação da UPME dentro do plano de expansão colombiano 2024-2040.

3 CRITÉRIOS PARA A PRIORIZAÇÃO DE REFORÇOS

No primeiro semestre de 2024, a UPME, responsável pela expansão na Colômbia, solicitou aos transportadores nacionais, no âmbito da chamada "missão de transmissão", que apresentassem uma série de obras candidatas para a elaboração dos documentos do plano de expansão e do plano indicativo. De acordo com a solicitação acima, a ISA e a INTERCOLOMBIA desenvolveram uma proposta para a apresentação formal de reforços prioritários para avaliação pela UPME.

Considerando que, em 2023, foi realizado o estudo de planejamento, que resultou na expansão de 45 reforços, a próxima etapa foi definir critérios, com a atribuição de pesos percentuais, para aplicar à lista de recomendações e priorizar alguns reforços que pudessem ser avaliados detalhadamente do ponto de vista físico, técnico e econômico, para que fossem levados à UPME como projetos viáveis e justificáveis para aprovação. Os critérios de priorização foram os seguintes:

- Data de comissionamento (FPO): um dos principais critérios de viabilidade era poder desenvolver o projeto dentro do tempo necessário para cumprir a recomendação encontrada no plano. Portanto, levando em conta que a construção de projetos é uma questão crítica, foi analisado se o projeto era viável para ser construído dentro do tempo necessário. Atualmente, há atrasos significativos, especialmente em linhas de transmissão, onde a construção pode levar de 36 a 60 meses, dependendo do comprimento e da complexidade da linha. Para outros equipamentos, os prazos podem ser mais curtos, dependendo do caso. O critério foi avaliado entre 0 e 1, sendo 1 se pudesse ser implementado

para a FPO necessária e 0 se fosse inviável. A ponderação desse critério em relação à priorização é de 30%.

- Projeto identificado no estudo de oportunidades de conexão (OPCON): conforme indicado no item 2.2, o estudo de oportunidades de conexão [3] fornece sinais de reforço. A pontuação será 1 se um projeto selecionado no plano aparecer no OPCON; caso contrário, será zero. Esse critério tem peso de 20% na priorização final.
- Projeto identificado no estudo de planejamento flexível de longo prazo: resulta dos reforços encontrados de acordo com o item 2.3. A partir desse resultado e do julgamento dos especialistas no sistema, é determinada uma classificação de recomendação entre 0 e 1, sendo 1 um reforço altamente recomendado. Esse critério tem peso de 10%.
- Razoabilidade do reforço: a razoabilidade é definida de acordo com o conhecimento do sistema elétrico colombiano e os sinais de longo prazo, especialmente se o projeto é necessário diante dos sinais de conexão e expansão que foram dados com base no que os investidores planejam para novos projetos de geração ou demanda no futuro. Também se considera a viabilidade física, especialmente em termos de extensões de subestações ou a possibilidade de conectar linhas a subestações existentes. Ele é classificado entre 0 e 1, com peso de 10%.
- Projeto de ampliação: este critério indica se o projeto seria adjudicado diretamente à INTERCOLOMBIA como uma expansão dos ativos existentes ou se iria a leilão. No primeiro caso, é avaliado como 1; no segundo, como 0. Este critério é relevante e tem um peso de 30%.

Após a aplicação dos critérios acima e considerando as informações disponíveis para análise elétrica e energética, foi selecionado um conjunto de 11 projetos para avaliação detalhada e aprovação da UPME. As características básicas dos projetos selecionados estão apresentadas na Tabela II.

TABELA II. LISTAGEM DE PROJETOS PRIORIZADOS

Nro.	Equipamento	Descrição	FPO	Custo (MUSD)	Tipo
1	Transformador	T2 Cerromatoso y T2 Chinú 500/220/34,5 kV; 450 MVA	2028	48,36	Leilão
2	Transformador	T2 Cuestecitas 500/230/34,5 kV; 450 MVA	2027	24,93	Leilão
3	Linha	Sogamoso – La Loma – C2 500 kV (295 km)	2028	121,75	Ampliação
4	Linha	Fundación – Copey – C3 220 kV (49,51 km)	2030	42,45	Ampliação
5	SSSC	DFACT La Sierra – San Carlos 230 kV	2032	15,13	Ampliação
6	Linha	Heliconia – Occidente – C2 230 kV (32,45 km)	2033	34,06	Leilão
7	Linha	Heliconia – AncónEPM – C2 230 kV (109,53 km)	2035	33,70	Ampliação
8	SSSC	DFACT Chivor – Guavio 230 kV	2031	31,03	Ampliação
9	Transformador	T2 La Virginia 500/230/34,5 kV; 450 MVA	2031	22,67	Leilão
10	Reconfiguração	Subestação Fundación 220 kV de anel para disjuntor e meio	2030	12,90	Ampliação
11	Reconfiguração	Subestação Valledupar 220 kV de anel para disjuntor e meio	2033	18,90	Ampliação

4 METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO DAS OBRAS DE REFORÇO E RESULTADOS

4.1 Metodologia de Avaliação de Benefício-Custo

Para calcular os benefícios econômicos dos projetos analisados, o modelo de otimização "Stochastic Dual Dynamic Programming" (SDDP©) é utilizado a partir do banco de dados (BD) de longo prazo da XM de

julho de 2024, adaptado para obter a projeção do custo operacional até junho de 2040 para 100 séries estocásticas de despacho de geração.
A partir de uma execução de base com rede e restrições, o impacto de cada projeto é avaliado individualmente com e sem o projeto e suas restrições associadas, e o valor presente líquido da diferença no impacto sobre o custo operacional do sistema trazido pelo projeto em cada série é calculado como benefício.
Em seguida, para cada série, é calculada a relação benefício/custo encontrada com o projeto, e o resultado é apresentado em uma curva de probabilidade cumulativa, de modo que seja possível identificar em quantos casos a relação benefício/custo é maior que um. A metodologia utilizada é ilustrada na Fig. 5.

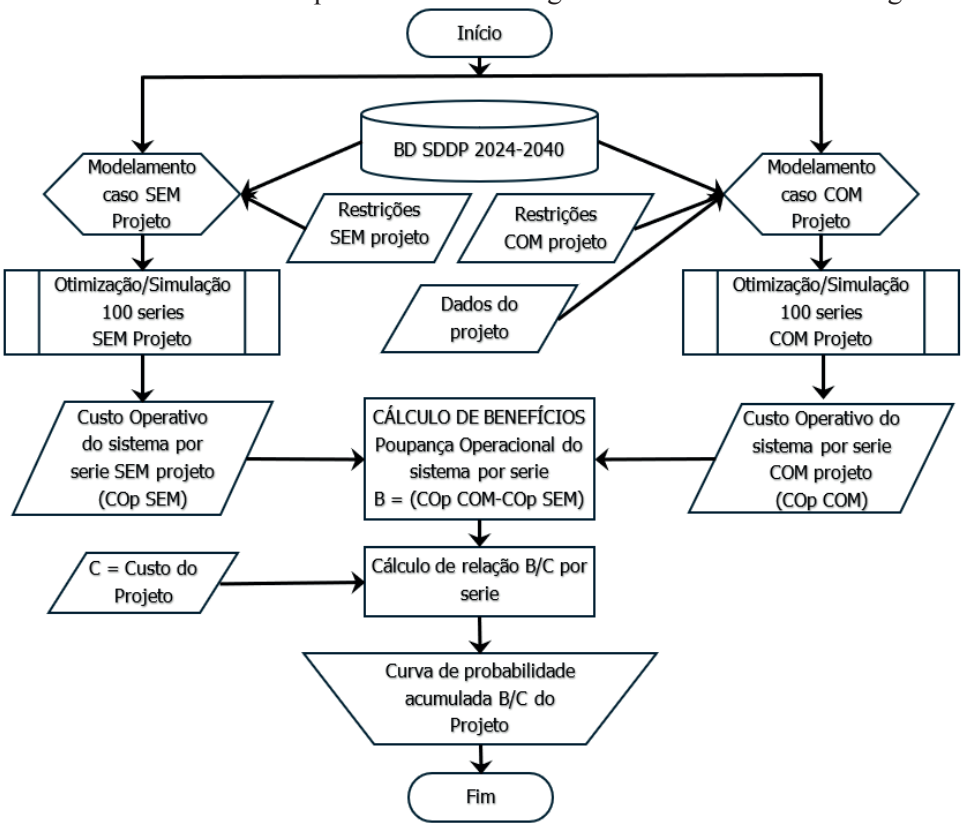


Fig. 5. Metodologia para cálculo de benefícios usando DLR

Para a avaliação dos benefícios, o modelo do SDDP da XM de julho de 2024 para o longo prazo, na versão 17.3, é utilizado como modelo base e estendido para simular a operação até junho de 2040. Os benefícios de economia de custos operacionais encontrados para cada projeto são calculados até 2040 e convertidos em valor presente líquido em dezembro de 2023, utilizando uma projeção do Índice de Preços ao Produtor - Oferta Interna (IPP_Base Dezembro 2014 [8]).

4.2 Resultados da Avaliação dos Projetos

Para calcular os benefícios, procedemos conforme indicado na seção 4.1, calculando a diferença nos custos operacionais entre o caso com e sem o projeto para 100 séries estocásticas de geração convencional e renovável. Dessa forma, são obtidos 100 resultados de poupança operacional, que são levados ao valor presente líquido em dezembro de 2023 usando o IPP [8] e calculados em dólares a uma taxa de câmbio de 3.822 pesos por dólar. A título de ilustração, a Fig. 6 mostra o resultado das curvas de probabilidade cumulativa para os projetos 1 e 3, e a Tabela III mostra os resultados resumidos para os outros projetos analisados e sua qualificação de aprovação perante a UPME, segundo o plano diretor para modernização e expansão da infraestrutura de transmissão elétrica [9].

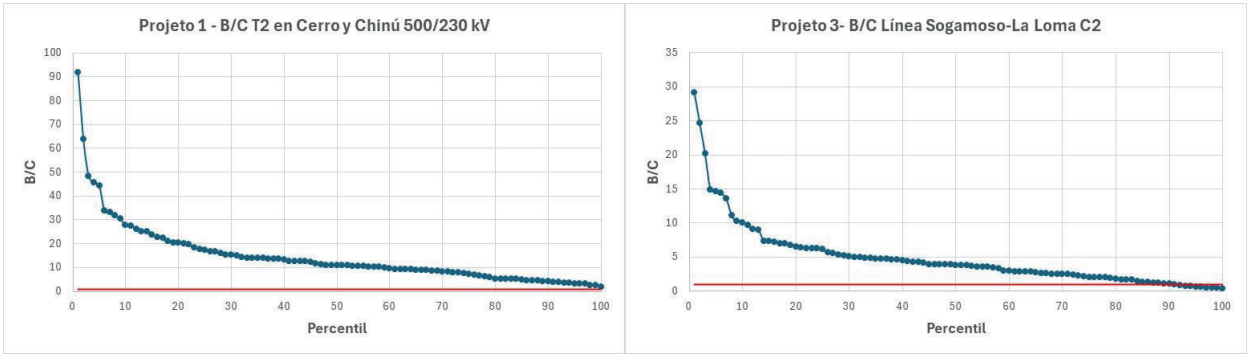


Fig. 6. Curva de probabilidade cumulativa de benefício-custo para os projetos 1 e 3

TABELA III. RESULTADOS RESUMIDOS DOS PROJETOS PRIORIZADOS

Nro.	Descrição	Porcentagem B/C>1	B/C Percentual 95	B/C Percentual 50	Aprovação da UPME
1	T2 Cerromatoso y T2 Chinú 500/220/34,5 kV; 450 MVA	100%	3,3	11,0	Integral
2	T2 Cuestecitas 500/230/34,5 kV; 450 MVA	100%	21,0	43,0	Integral
3	Sogamoso – La Loma – C2 500 kV (295 km)	90%	0,6	3,8	Integral
4	Fundación – Copey – C3 220 kV (49,51 km)	99%	2,3	11,6	Parcial
5	DFACT La Sierra – San Carlos 230 kV	100%	9,9	30,0	Integral
6	Heliconia – Occidente – C2 230 kV (32,45 km)	100%	4,5	19,3	Parcial
7	Heliconia – AncónEPM – C2 230 kV (109,53 km)	100%	5,1	20,2	Parcial
8	DFACT Chivor – Guavio 230 kV	95%	1,6	11,5	Negada
9	T2 La Virginia 500/230/34,5 kV; 450 MVA	100%	5,3	13,6	Integral
10	Subestação Fundación 220 kV de anel para disjuntor e meio	100%	8,1 (*)		Integral
11	Subestação Valledupar 220 kV de anel para disjuntor e meio	100%	2,7 (*)		Integral

(*) Os projetos 10 e 11 foram valorizados considerando energia não fornecida evitada, conexão de nova geração, eliminação de restrições operacionais, aumento da flexibilidade operacional da subestação e possibilidade de expansão de novas conexões de geração.

5 CONCLUSÕES

O resultado obtido pela metodologia de planejamento flexível mostrou que ela é eficaz e aplicável a casos reais de expansão, permitindo encontrar um conjunto de reforços viáveis para a atenção futura de projetos de demanda e geração no período de 2024 a 2040.

As obras priorizadas foram avaliadas pelo planejador colombiano UPME no final de 2024, que realizou um exaustivo exercício de expansão próprio, a partir do qual apresentou, dentro da chamada "Missão de Transmissão", uma série de reforços para atualizar e, ao mesmo tempo, modernizar o Sistema Nacional de Transmissão, com base em necessidades urgentes não atendidas de forma eficaz e na obrigação de planejar levando em conta a transição energética e as mudanças climáticas [9].

No exercício da UPME, publicado em janeiro de 2025, sete dos onze projetos apresentados neste trabalho foram totalmente aprovados, três foram parcialmente aprovados e um não foi recomendado, obtendo-se a aprovação de cerca de 70% dos investimentos recomendados, por um valor aproximado de 285 milhões de dólares americanos.

6 REFERÊNCIAS

[1] ISA - PSR. Consultoría Planificación para la Expansión del Sistema de Transmisión en Colombia. Informe Final – Rev. 2. Febrero de 2024

[2] UPME. Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2020 – 2034. Volumen 3 Transmisión.

[3] ISA INTERCOLOMBIA. Estudio de oportunidades de conexión de ISA 2023-2027. Medellín, 2023.

[4] UPME. Reporte de cálculo de capacidad por barra para cada área y subárea operativa. Bogotá, 2022

[5] PSR. HPPA. MRTS. P&D Planejamento Integrado e Flexível de Sistemas de Transmissão. Desenvolvimento da metodologia de planejamento flexível de sistemas de transmissão. Produto 5. Relatório Final. Setembro 2021

[6] PSR. https://www.psr-inc.com/es/software/?tabId=sddp&subPanelId=sub-panel-sddp-1

[7] PSR. https://www.psr-inc.com/es/quienes-somos/

[8] Departamento Administrativo Nacional de Estadística, https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-del-productor-ipp

[9] UPME. Plan maestro de modernización y expansión de la infraestructura de transmisión eléctrica. https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Plan_maestro_modernizacion_Tomo_1.pdf

Comité de Estúdios CE C1 – Desarrollo de sistemas eléctricos y economía

EL PRONÓSTICO DE DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA Y EL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA PLANEACIÓN A LARGO PLAZO Y SU IMPORTANCIA PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

LUIS MIGUEL AGUILAR LUNA*
Centro Nacional de Control de Energía
México
luis.aguilar13@cenace.gob.mx

JOSÉ GUILLERMO GARCÍA TOBÓN
Centro Nacional de Control de Energía
México
guillermo.garcia@cenace.gob.mx

Resumen *– Este artículo se presenta desde la visión del operador del sistema sobre la importancia de contar con un pronóstico de demanda máxima integrada y consumo de energía eléctrica de largo plazo para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en México. Se presenta el proceso de preparación y previsión de la demanda máxima integrada y el consumo eléctrico a largo plazo, se aborda la descripción de los factores que tienen mayor o menor influencia en la estimación de los valores de demanda máxima integrada y el consumo de energía eléctrica, se menciona los modelos ocupados para el Pronóstico de Demanda y Consumo, así como la descripción de los principales resultados.*

Palabras clave: Consumo Eléctrico (GWh) – Demanda Máxima Integrada (MWh/h) – Sistema Eléctrico Nacional (SEN) – Gerencia de Control Regional (GCR) – Pronóstico de Demanda y de Consumo.

1 INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica ha demostrado que, desde los primeros usos realizados por el hombre, es un bien esencial y fundamental para el desarrollo económico en todas las actividades productivas de cualquier nación, así como para su transformación social, ya que incide directamente en los servicios básicos de la población y su bienestar. En este artículo se describe la importancia del Pronóstico de Demanda Máxima Integrada y Consumo Eléctrico del SEN de México y las etapas de elaboración de este. Es importante mencionar que el pronóstico es un instrumento de gran relevancia y elemental en la planeación y toma de decisiones para la expansión de del Sistema Eléctrico en diferentes niveles: local, regional y nacional. Pues derivado de las fluctuaciones de la demanda y el consumo de energía eléctrica en un sistema, se requiere contar con una planeación robusta, especialmente cuando es necesaria la consideración de los efectos ocasionados por eventos globales con un impacto socioeconómico así como de los fenómenos climatológicos, contingencias de seguridad sanitaria, conflictos internacionales o cualquier otro acontecimiento de importancia que pueda influir en el comportamiento de la demanda, sin dejar de lado los patrones de consumo de energía eléctrica locales. Todo lo anterior con el propósito de garantizar que el suministro de energía eléctrica cumpla con los criterios de eficiencia, confiabilidad, seguridad, continuidad, calidad y sustentabilidad en el SEN.

En este artículo se describirá inicialmente la importancia del proceso del pronóstico de la demanda máxima integrada y el consumo eléctrico a largo plazo para el SEN, seguido de la integración del SEN, así como la descripción de los factores relevantes que influyen en el comportamiento de la demanda y el consumo. Posteriormente se realiza una reseña del proceso de elaboración (conformado por tres etapas), las metodologías empleadas en el pronóstico y los principales resultados.

1. Gestión: tratamiento y análisis de la información para el pronóstico de demanda y consumo
2. Pronóstico: elaboración y validación del pronóstico de demanda y consumo
3. Resultados: publicación de los pronósticos de demanda y consumo.

2 IMPORTANCIA DEL PRONÓSTICO DE DEMANDA Y CONSUMO PARA EL SEN

El pronóstico de la demanda máxima integrada y el consumo eléctrico permite recopilar y plasmar las necesidades de crecimiento de la red eléctrica para un horizonte de planeación determinado (1, 3, 6, 15, 21 y 31 años) para la identificación, evaluación, aprobación y ejecución de los proyectos de infraestructura más relevantes para la expansión del SEN, en las diferentes etapas de la cadena de valor como son: generación, transmisión, subtransmisión y distribución, Ver Tabla 1.

TABLA 1. IMPORTANCIA DEL PRONÓSTICO DE DEMANDA Y CONSUMO PARA EL SEN

Identificación de infraestructura en el SEN para el mediano y largo plazo		**Soporte a la planeación operativa de corto y mediano plazo**	**Apoyo a la planeación administrativa de corto plazo**
Anual, Cuatrimestral y horario (PDC y PDH) n+14, n+20, n+30	Anual y horario (PDS y Numérico) n+14, n+20	Mensual y horario (PDC y PDH) n+2	Mensual (PDC y PDH) n+1
• Estudios de expansión y modernización de Generación • Estudios de expansión y modernización de la Red Nacional de Transmisión • Metas de energías limpias del SEN • Estudios de interconexión de generadores • Subastas de energía • Políticas energéticas • Transición energética • Plan de negocios y Programa de Obras de Inversión de la CFE • Base para los Programas de Ampliación RNT y RGD	• Estudios de expansión y modernización de las Redes Generales de Distribución • Estudios de conexión de centros de carga • Prospectiva de la Industria Eléctrica • Políticas energéticas • Electrificación de las RGD • Plan de negocios y Programa de Obras de Inversión de la CFE • Base para los Programas de Ampliación de Distribución	• Programa de mantenimientos de generación y de la Red Nacional de Transmisión • Programa de requerimientos de combustibles • Programa de límites de capacidad en la Red Nacional de Transmisión • Programa de demanda máxima de verano n+1	• Tarifa del mercado del operador y del transportista • Presupuesto anual del CENACE • Estudios de Energía Inyectada y Energía Retirada del MEM • Comités de confiabilidad del CENACE • Balance de energía SENER • Seguimiento semanal de la demanda real vs. pronóstico

En el proceso de planeación de largo plazo, derivado de que el tiempo de gestión de recursos económicos y etapa de construcción varía entre tres y cinco años para los proyectos de mayor alcance. El pronóstico de demanda y de consumo permite planificar adecuadamente la incorporación de nueva infraestructura para atender los diferentes polos de desarrollo, proyectos de alto impacto y centros de carga futuros en seis sectores de consumo, incluso ofrece la posibilidad a tener referencias para establecer políticas y estrategias tendientes a impulsar el crecimiento de algún sector en específico; el pronóstico también da opción a considerar diferentes esquemas de tarifas eléctricas tanto reguladas como en el Mercado Eléctrico Mayorista y sin duda es referencia para la tarifa del operador del sistema, del transportista e incluso del distribuidor, Además, para periodos mayores de 6 años, con los pronósticos de demanda máxima integrada y consumo de energía eléctrica se pueden establecer planes estratégicos en el marco de políticas públicas como el impulso a la transición energética, inclusión de tecnologías (generación distribuida, eficiencia energética y electromovilidad) y el posible cambio de la matriz energética (hoy día se conoce como electrificación).

3 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

En la figura 1, se muestra el Sector Eléctrico Nacional en México, el cual está regionalizado en ocho Gerencias de Control Regional; siete de ellas se encuentran interconectadas entre sí y se conocen como el Sistema Interconectado Nacional (SIN), la última GCR no está interconectada con el SIN y tiene tres

Sistemas Interconectados (SI), los cuales están aislados eléctricamente entre ellos. Se tienen interconexiones con los países vecinos al norte con los Estados Unidos y al Sur con Belice y Guatemala.

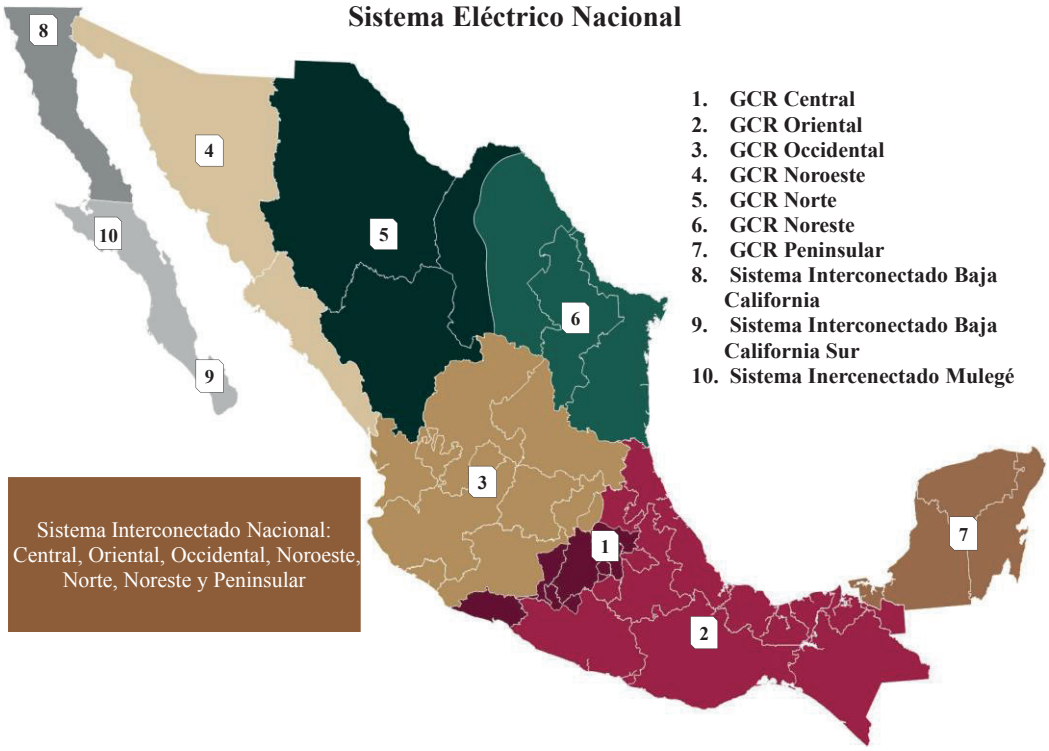


Fig. 1. Integración del Sistema Eléctrico Nacional [1].

Cada una de las GCR y los SI tienen diferentes características en cuanto a cobertura geográfica, equipamiento eléctrico en generación, transmisión, distribución, número de zonas eléctricas y centros de carga, y sectores de consumo. La visión de pronóstico de demanda y consumo debe de considerar todas las características de cada región para representar su comportamiento eléctrico y poder desarrollar los pronósticos regionales y finalmente su integración tiene como resultante una visión de corto, mediano y largo plazos el Sistema Eléctrico Nacional.

A continuación, se enuncian algunos datos del SEN registrados en 2023. El consumo bruto de energía eléctrica creció 3.2% alcanzando un valor de 351,584 GWh, y en Demanda Máxima Integrada Anual (suponiendo la interconexión de todas las GCR y los SI) creció 8.3% registrando 55,332 MWh/h, con relación al consumo final se presentó un crecimiento de 3.4% logrando un valor de 298,599 GWh y se atendió a poco más de 48.2 millones de usuarios.

4 PRINCIPALES FACTORES QUE INFLUYEN EN EL PRONÓSTICO DE DEMANDA Y CONSUMO

Es importante identificar algunos factores [1] que pueden influir en mayor o menor medida en el comportamiento de la demanda máxima integrada y el consumo de energía eléctrica en México y que deben ser considerados en los modelos de pronóstico a largo plazo, algunos de los más relevantes se describen a continuación:

TABLA 2. FACTORES QUE INFLUYEN EN EL PRONÓSTICO DE DEMANDA Y CONSUMO

Factor	Descripción	Impacto
Crecimiento económico	Toda nación y sociedad tiene como objetivo mejorar los ingresos mediante un desarrollo equilibrado y sostenible para la mejora de las condiciones de vida de la población. También es necesario considerar la estructura económica	Si aumenta el crecimiento de la economía de una localidad o región, aumenta también el consumo de electricidad, es decir, si la población presenta una mejora en sus ingresos económicos, se dinamizan las ventas de

Factor	Descripción	Impacto
	actual y sus tres sectores: agrícola, industrial y servicios.	servicios (electricidad) y productos (electrodomésticos y equipos eléctricos).
Población y clientes	Toda sociedad y país presentan un crecimiento poblacional y se aumenta la vivienda, los servicios y productos. En el SEN el comportamiento de clientes por sector va en aumento generalmente y de manera diferenciada por sector de consumo.	A mayor población y clientes del SEN se incrementa el consumo de electricidad en los diferentes sectores residencial, comercios e industrias.
Estacionalidad	Comportamiento cíclico de la demanda y el consumo afectado por factores climáticos – temperaturas extremas, nevadas, lluvias, olas de calor –, por regiones.	La demanda máxima o demandas mínimas y el consumo de energía eléctrica obedece a patrones de comportamiento, con picos y valles, que pueden ser afectados por factores climatológicos que incrementen la demanda y el consumo en un sistema eléctrico o a provocar perturbaciones y/o apagones.
Precio de la electricidad	Es importante considerar la estructura de precios de tarifas reguladas en cada uno de los sectores de consumo y las tarifas del mercado eléctrico mayorista.	Influye de manera importante al alza o a la baja tanto en cantidad y ritmo al consumo eléctrico y la demanda máxima integrada.
Pérdidas de energía eléctrica	En un sistema eléctrico, las pérdidas son inherentes al servicio de energía eléctrica, se presentan pérdidas técnicas (calentamiento por efecto Joule) y pérdidas no técnicas (mayormente usos ilícitos).	Pueden aumentar la demanda máxima y el consumo de energía eléctrica en la medida que no existan programas específicos para su atención, control y seguimiento y control.
Eficiencia energética	Es importante considerar las políticas de eficiencia energética, en el caso de México, las Normas Oficiales de Eficiencia Energética, programas y proyectos de alcance nacional, son de suma importancia para la estimación de la demanda y consumo de energía eléctrica.	Un factor que mitiga el crecimiento del consumo eléctrico es la eficiencia energética y ofrece plasticidad en la operación al SEN.
Generación distribuida (GD)	El desarrollo tecnológico, ha posibilitado que la GD este presente en el sector eléctrico en los hogares y comercios.	Otro atenuador en el crecimiento del consumo de energía eléctrica es a través del uso de tecnologías de generación de energía a pequeña escala.
Electromovilidad	La movilidad eléctrica a través de vehículos privados y transporte público se presenta paulatinamente en cada región y zona del Sistema Eléctrico Nacional	El consumo de energía eléctrica y la demanda máxima integrada se incrementan debido a la carga del sistema de almacenamiento de energía de los vehículos eléctricos y transporte masivo.
Transición energética	Este factor está estrechamente ligado al cumplimiento de las políticas públicas establecidas por la Secretaría de Energía de México a mediano y largo plazo, Así como al cumplimiento de compromisos internacionales.	Pueden incrementar significativamente el consumo eléctrico o en su caso, disminuir la participación de la industria eléctrica en la matriz energética del país.
Estructura del consumo final de electricidad	La estructura del consumo tiene diferentes esquemas en los que los usuarios finales (sectorizados como: residencial, comercial, servicios, agrícola, mediana y gran industria) reciben el suministro eléctrico en México. Son atendidos por diferentes Entidades Responsables de Carga a través de diferentes tarifas no reguladas y tarifas reguladas.	El incremento en cualquier sector implica un dinamismo diferenciado de cada sector que se verá reflejado en los patrones de consumo eléctrico a mediano y largo plazo.

5 PROCESO DE ELABORACIÓN DEL PRONÓSTICO DE DEMANDA Y CONSUMO

La elaboración del pronóstico de demanda máxima integrada y del consumo de energía eléctrica por parte del operador del sistema eléctrico, además de asegurar un correcto funcionamiento del sistema y garantizar el suministro de energía, cobra relevancia ya que integra todas las perspectivas de los participantes de la

Industria Eléctrica, así como los lineamientos económicos y energéticos dictaminados por la Administración del Estado.

La integración, elaboración y desarrollo de uno o más escenarios prospectivos con base en las necesidades locales de demanda máxima integrada y consumo eléctrico consta de tres etapas. Gestión de la información: se requiere contar con información estadística de la demanda integrada (MWh/h), el consumo de energía eléctrica (GWh) y la generación horaria (MWh) de energía eléctrica de al menos 10 años de historial (n – 10). Pronóstico: se elabora utilizando la información recopilada en diferentes modelos matemáticos para pronóstico: series de tiempo, modelos econométricos y procesamiento de la demanda horaria. Publicación: de los pronósticos en algunos horizontes temporales de tiempo: 1 a 3 años, 15 años [2] de acuerdo con la legislación vigente, 21 años para las evaluaciones técnico – económicas de infraestructura, 31 años, para los estudios de transición energética y acuerdos internacionales.

En la figura 2 se muestra un panorama general (línea de tiempo anual) del proceso de pronóstico de corto, mediano y largo plazo de la demanda máxima integrada y del consumo de energía eléctrica que realiza el operador del SEN de México, el proceso se divide en tres grandes etapas, las cuales serán descritas con mayor detalle más adelante.

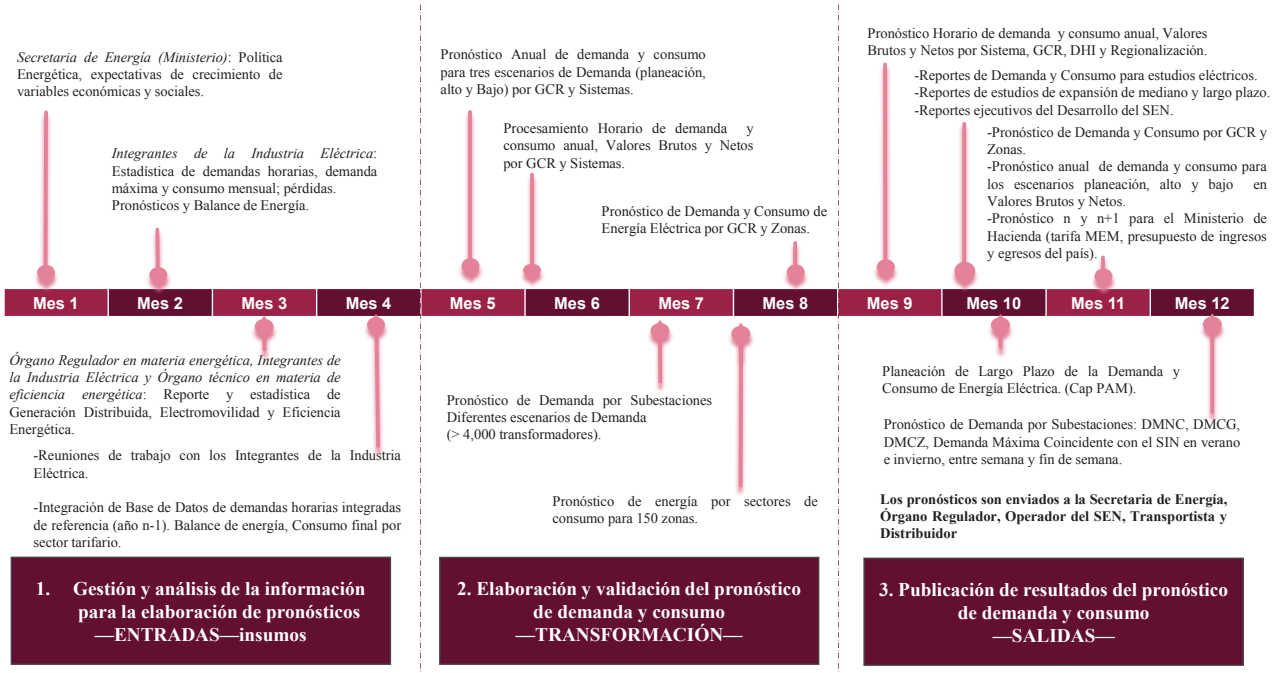


Fig. 2. Proceso general de pronóstico de la demanda y consumo

5.1 Etapa 1. Gestión y análisis de la información (entradas)

Se solicita la información estadística de las variables de consumo y demanda de energía eléctrica (incluyendo todos los consumos por Entidades Responsables de Carga [3]) del año en curso desagregadas en forma horaria, así como sus expectativas de crecimiento, avance de obras de reforzamiento de la infraestructura de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución del Sistema Eléctrico, a las Autoridades del sector energía las políticas energéticas actuales: eficiencia energética, pérdidas eléctricas, generación distribuida y crecimiento económico regional del Producto Interno Bruto (PIB), para alinear el pronóstico con las expectativas oficiales de las entidades gubernamentales del Estado. Esto se hace con el fin de tener una visión completa y global de la oferta eléctrica actual y de las necesidades de infraestructura identificadas en el corto y mediano plazo para que puedan ser cubiertas.

La integración del balance energético en las 10 regiones de estudio se realiza con la información recopilada de todos los participantes del mercado de la Industria Eléctrica, la cual se encuentra constituida por el consumo final (de los seis diferentes sectores), la energía empleada por usos propios de distribución y

transporte, las pérdidas eléctricas totales (en las etapas de distribución y transmisión), consumo neto, usos propios de generación y el consumo bruto.

Como siguiente actividad, se identifica la demanda máxima integrada compuesta por elementos de transformación (que son más de 4,000 elementos que integran la infraestructura actual de distribución del SEN) y posteriormente por 150 zonas diferentes, la previsión inicial de demanda y consumo n + 14 y n + 20.

Al final de esta etapa, con la información recabada se inicia la estructuración de la base de datos de la demanda horaria integrada para cada una de las diez regiones (un nivel superior de agrupación a las 150 zonas), eliminando datos atípicos que pueden ser ocasionados por errores de medición, maniobras operacionales, fenómenos meteorológicos, cambios de horario, para que una vez ya depurados servirán como una curva horaria de referencia para las proyecciones requeridas en el horizonte de estudio.

5.2 Etapa 2. Elaboración y validación (transformación)

En esta parte es procesada toda la información recibida (las mediciones de las variables eléctricas de consumo y potencia, variaciones de temperatura, PIB, expectativas de crecimiento económico y poblacional, precios de los combustibles); se integran las bases de datos que alimentarán a los modelos de consumo de energía eléctrica y la estimación de las demandas máximas integradas anuales, así como las proyecciones de los valores de demanda y consumo eléctrico de forma horaria y mensual para los horizontes de planeación que abarcan 1, 3, 15, 21 y 31 años.

Para la variable de consumo final de energía eléctrica se elabora un estudio a nivel regional, en donde se realiza la proyección de consumo de energía (GWh) para los tres SI y siete GCR, siendo así diez regiones que conforman al SEN. Las proyecciones regionales se basan en estudios estadísticos de demanda y consumo de energía eléctrica, modelos de pronóstico y series de tiempo, complementados con estimaciones derivadas de las nuevas solicitudes de conexión de usuarios de alta tensión o grandes consumidores. El resultado es una primera aproximación al pronóstico regional en términos del consumo final de energía eléctrica por sectores – Residencial, Comercial, Servicios, Agropecuario, Empresa Mediana y Gran Industria –. Adicionalmente, se realiza un estudio del escenario de crecimiento macroeconómico más probable, el cual incluye variables como el PIB por sector y subsectores económicos, crecimiento poblacional, previsiones de precios de combustibles y la población económicamente activa particulares de cada una de las diez regiones. Simultáneamente, se realiza un estudio de demanda utilizando la información de demandas horarias para cada región, así como la demanda máxima integrada (MWh/h) e instantánea (MW), demanda máxima en bancos de transformación de alta a media tensión, así como la información histórica de los factores de carga. Con lo anterior, se obtienen las estimaciones de la demanda máxima integrada anual – aplicada a la energía bruta regional de cada GCR y los factores de carga correspondientes –. A estas estimaciones resultantes de energía bruta y demanda máxima integrada por GCR se le integra el impacto de las previsiones de penetración de generación distribuida para de esta forma disponer con los escenarios finales del pronóstico.

Posteriormente, mediante el procesamiento horario de la demanda, el resultado de la curva horaria de referencia y las previsiones anuales de demanda y consumo eléctrico, se obtiene la demanda máxima anual integrada del SIN – GCR Central, Oriental, Occidental, Noroeste, Norte, Noreste y Peninsular – (este dato se encuentra referido al valor máximo de la demanda en un momento determinado del año). Con este procesamiento se integra la base de datos de demanda horaria, se identifican las demandas máximas del SIN para cada año y a su vez, para cada GCR se toman las demandas coincidentes correspondientes. Finalmente, con la utilización del método Top –Down, se desagrega el Pronóstico de Demanda y Consumo de Energía Eléctrica por Sistemas y Regiones de manera que cada zona, cada sector de consumo y cada elemento de transformación de las subestaciones de alta a media tensión incluyan el comportamiento de todas las variables que se incluyen en el modelo econométrico.

5.3 Etapa 3. Publicación de resultados (salidas)

En esta etapa son publicados los resultados del pronóstico anual de la demanda máxima integrada y consumo de energía eléctrica para los tres SI y las siete GCR, las bases de datos de las demandas horarias, el pronóstico de demanda por subestaciones, el pronóstico de la demanda y consumo de energía por zona y

sectores, así como informes ejecutivos para las diferentes dependencias gubernamentales involucradas en el proceso de planeación de la infraestructura eléctrica de México.

6 METODOLOGÍA PARA PRONOSTICAR LA DEMANDA Y EL CONSUMO

A continuación, en la figura 3 se muestra la metodología para la elaboración del pronóstico de demanda y consumo, la cual es ampliamente utilizada en diferentes Sistemas Eléctricos del mundo por los planificadores responsables de estos análisis (incluso esta metodología es aplicada en otros sectores como economía, comunicaciones, transportes, comercio, entre otros). La secuencia de la aplicación de la metodología inicia con el método de **Bottom – Up**, en donde se analiza la información (estadísticas y pronósticos iniciales base – series de tiempo –) desde el nivel base, para los seis sectores de consumo (Residencial, Comercial, Servicios, Agrícola, Mediana y Gran Industria) en cada una de las 150 zonas de distribución (información recabada en más de 4,000 elementos de transformación) que conforman la estructura actual del SEN, posteriormente esta información de los seis sectores de consumo es integrada en un nivel superior denominado Sistemas y Gerencias de Control Regional (el Centro Nacional de Control de Energía de México ejerce el control operativo del SEN a través de 10 regiones), en este punto, por medio del método **Top – Down** es posible la incorporación y manejo de variables econométricas (como el crecimiento del Producto Interno Bruto, incremento poblacional y de usuarios, precios de tarifas eléctricas) obteniendo un pronóstico final para las diez regiones y el SEN para todo el horizonte de estudio, con este resultado del método **Top – Down** el pronóstico inicial del **Bottom – Up** es retroalimentado para obtener el pronóstico final para los seis sectores de consumo de cada una de las 150 zonas de distribución de suministro de energía eléctrica.

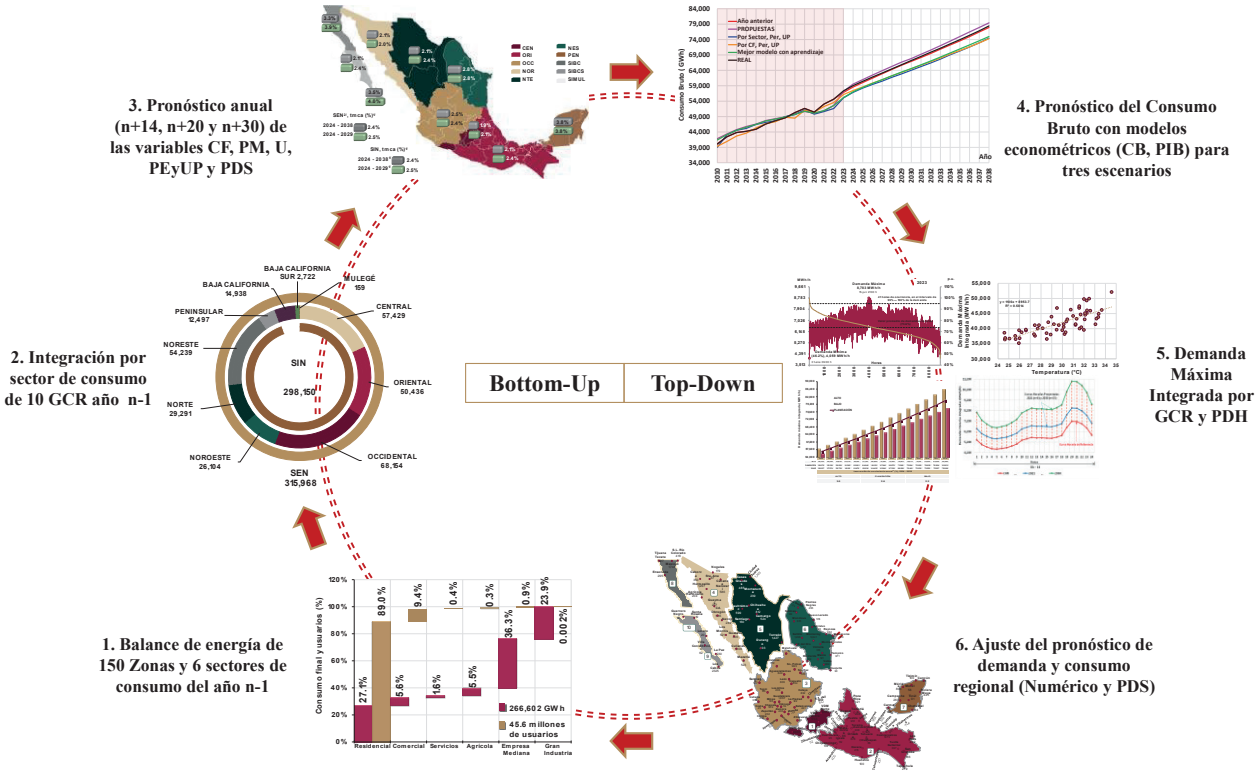


Fig. 3. Metodología para la elaboración del Pronóstico de Demanda y de Consumo

Bottom – Up: una de sus principales características es el alto nivel de granularidad que presentan para la evaluación de la demanda y oferta futura de energía. En general esta metodología no puede considerar los impactos macroeconómicos de las políticas energéticas, así como tampoco considera la variable del precio de la electricidad, que sí se utilizan en los modelos Top – Down. Es importante destacar que con este método es posible estimar con mayor detalle los elementos individuales del SEN para luego agruparlos e integrar componentes mayores, que a su vez se vinculan hasta conformar los Sistemas y Gerencias de Control Regional.

Top – Down: los modelos diseñados bajo este método buscan representar principalmente las políticas energéticas vigentes (transición energética, generación distribuida, eficiencia energética) y variables económicas (Producto Interno Bruto, precios de tarifas eléctricas, crecimiento poblacional) a nivel Sistema Nacional o por Gerencia de Control Regional para la evaluación de los requerimientos de energía eléctrica. Estos modelos están diseñados con ecuaciones que toman una visión agregada de las variables de los sectores energético y económico.

7 RESULTADOS PRONÓSTICO DE DEMANDA Y CONSUMO DEL SEN 2024-2038

A continuación, se presentarán los resultados del pronóstico de demanda y consumo, de acuerdo con el PAMRNT 2024-2038[4], que fueron utilizados para la planeación de largo plazo por la Secretaría de Energía, CENACE y CFE. Las estimaciones de consumo consideran los escenarios Macroeconómicos 2024—2038, las metas relativas a disminuir las pérdidas de energía eléctrica en el SEN, el ahorro y uso eficiente de la electricidad, la electromovilidad y la generación distribuida.

En la tabla 3 se muestra la evolución para los próximos 15 años de la demanda máxima integrada anual y algunos conceptos del consumo de energía eléctrica del SEN del escenario de planeación. Se estima que el escenario de planeación tenga una tasa media de crecimiento anual del 2.6% para la demanda máxima integrada anual, 2.4% en consumo bruto, 2.8% en consumo final, 1.1% los usuarios del SEN para ubicarse en 56.3 millones de usuarios, la intensidad energética pasa de 14.8 Wh/$ a 14.4W/h en 2038, entre otros.

TABLA 3. PRONÓSTICO DE DEMANDA Y CONSUMO DEL SEN 2024-2038

Variable (concepto)	Unidad	2024	2038	tmca (%)
Demanda Máxima Integrada Anual	MWh/h	56,678	80,931	2.6
Consumo Bruto Anual	GWh	365,708	504,260	2.4
Consumo Final	GWh	315,170	449,964	2.8
Desarrollo Normal (Sectores Residencial, Comercial y Servicios)	GWh	105,050	146,412	2.6
Sector Agrícola	GWh	17,187	27,094	3.5
Sectores Empresa Mediana e Industria	GWh	192,933	276,458	2.8
Pérdidas Eléctricas	GWh	38,922	39,471	--
Producto Interno Bruto	Millones de Pesos ($) a precios 2018	24,259,255	34,010,974	2.5
Número de Usuarios	Miles	48,732	56,325	1.1
Capacidad Generación Distribuida Nueva	MW	622	9,730	--
Energía Aportada Generación Distribuida Nueva	GWh	596	16,457	--
Intensidad Energética	Wh/$	14.8	14.4	--
Consumo Medio	kWh/U	7,360	8,802	--
Consumo Per Cápita	kWh/hab	2,759	3,516	--

Es importante mencionar que otro beneficio del pronóstico de demanda y consumo en el ámbito de implementación de políticas públicas es que nos permite advertir el posible patrón futuro de la estacionalidad de la demanda analizando el impacto de la penetración de la generación distribuida fotovoltaica, la electromovilidad y el aprovechamiento del consumo eléctrico mediante el uso de tecnología más eficiente. En la figura 4 se muestra el comportamiento estacional de la demanda máxima mensual por unidad del SIN del 2024, 2029, 2033 y 2038. Se observa que la máxima anual se presentará en junio. Así también, con relación al día y a la hora que se estima se presentará la demanda máxima anual del SIN, se puede apreciar la aportación de la GD-FV nueva, que no incluye el beneficio de la capacidad instalada histórica al 2023 que sería alrededor de 2,358 MWh/h en el 2038.

La hora de ocurrencia de la máxima integrada del SIN de 2024 − 2028 se presentará a las 17:00 horas y conforme avanza los años para 2029 − 2038 la máxima se desplaza a las 21:00 horas, lo anterior por la influencia de la GD-FV, lo que significa que las demandas máximas nocturnas al final del horizonte de planeación son muy similares en magnitud a la máxima de las 17:00 horas. El área café es el impacto de la GD-FV a partir de 2023, la capacidad instalada actual ya tuvo su impacto en el pronóstico y series de tiempo.

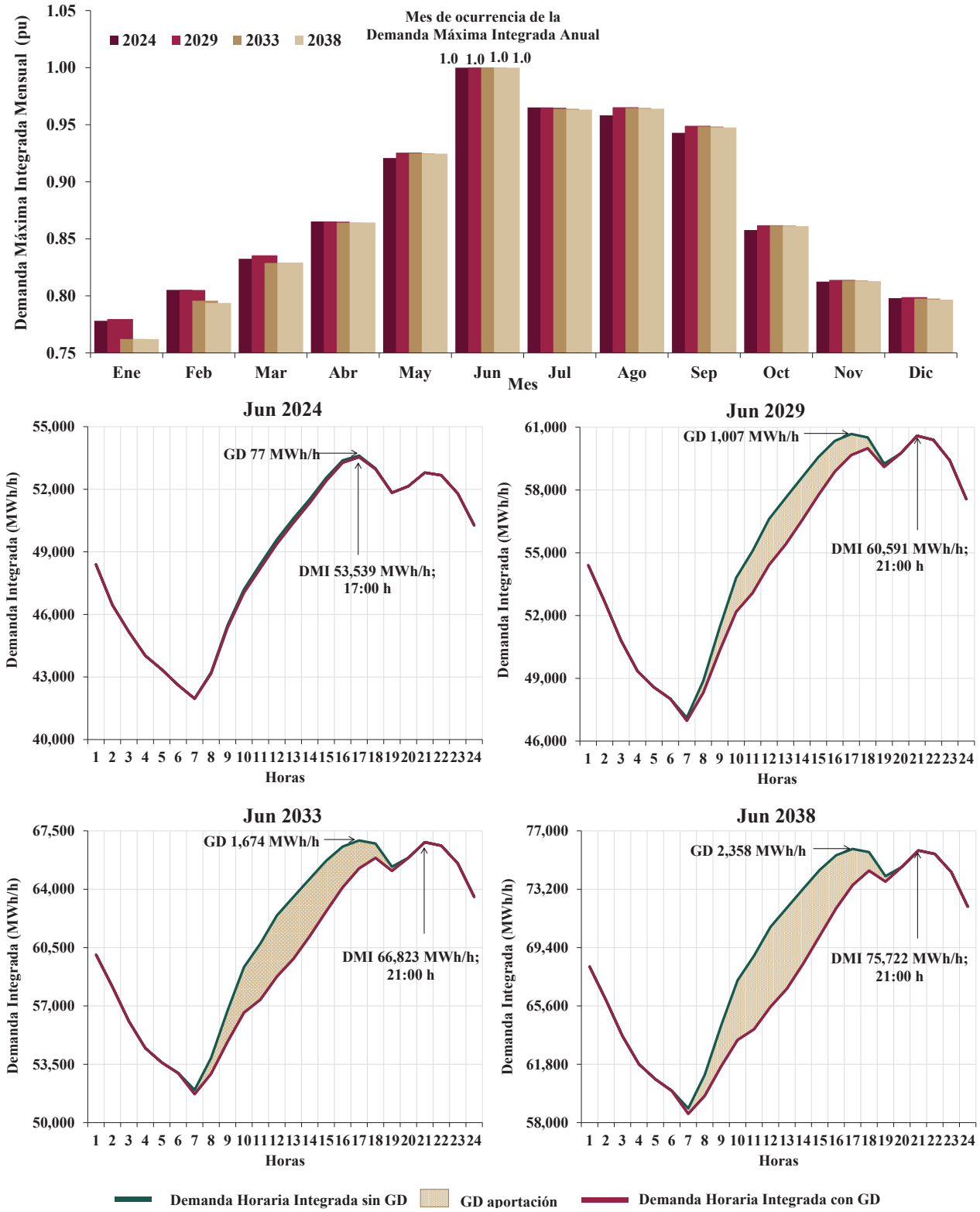


Fig. 3. Comportamiento estacional de la demanda máxima integrada mensual (pu) y día de la demanda máxima integrada anual del SIN [4]

La consideración de estos efectos en el pronóstico de demanda y consumo de largo plazo permite al Operador del Sistema(CENACE) cuantificar la liberación de unidades de generación en las horas de mayor demanda de energía eléctrica, así como su impacto en el dimensionamiento de la infraestructura necesaria en las redes generales de distribución, derivado de que este tipo de generación, al estar conectada cerca de los centros de consumo, puede ser un factor en la mitigación de pérdidas eléctricas por distribución, así como un mitigador social y económico de posibles fallas en el suministro de energía eléctrica.

8 CONCLUSIONES

El presente artículo proporciona una sensibilización sobre la relevancia de la elaboración del pronóstico de la demanda máxima integrada y del consumo eléctrico en la planeación a largo plazo de un sistema eléctrico de potencia, la ausencia de esta información comprometería la garantía de suministro para satisfacer la demanda energética a nivel nacional, lo que desencadenaría en una crisis energética que afectaría el ámbito social y económico de un país. Como sabemos, la energía eléctrica es estratégica en el desarrollo de un país, por lo tanto, la calidad del pronóstico es relevante debido al impacto en los planificadores y tomadores de decisiones en el aprovechamiento de los recursos existentes y en la optimización de los recursos futuros de infraestructura que deben incorporarse al Sistema Eléctrico Nacional.

La importancia de publicar un pronóstico de demanda y consumo de energía eléctrica considerando los aspectos económicos, sociales y energéticos radica en que brinda un alto grado de confianza a las instituciones gubernamentales responsables como la Secretaría de Hacienda responsable de la asignación de los recursos monetarios para la construcción de proyectos de infraestructura; así como de la Secretaría de Energía responsable de la planeación y la autorización de los proyectos de infraestructura; ya que estas previsiones elaboradas por el Operador del Sistema están alineadas con las políticas económicas y energéticas nacionales además de la sincronización de los requerimientos individuales de cada zona y región que conforman el Sistema Eléctrico Nacional, permitiendo a que las empresas de transmisión y distribución gestionen y construyan los proyectos de infraestructura que realmente representen un beneficio significativo tanto para el SEN como para los usuarios finales.

9 REFERENCIAS

[1] Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2024-2038, Secretaría de Energía, cap.3, mayo 2024. https://www.gob.mx/sener/articulos/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-2024-2038

[2] Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, Artículo 9, fracción I, Diario Oficial de la Federación. 31 de octubre de 2014. https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/regley/Reg_LIE.pdf

[3] Ley de la Industria Eléctrica, Artículo 3. Fracciones XLVI. Suministrador de Servicios Básicos, XLVII. Suministrador de Servicios Calificados, XLVIII. Suministrador de Último Recurso (Entidades Responsables de Carga). Diario Oficial de la Federación. 11 de mayo de 2022. https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIElec.pdf

[4] Programa de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y de los elementos de las Redes Generales de Distribución (RGD) correspondientes al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), 2024-2038, CENACE, 2024. https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/ProgramaRNT_RDG.aspx

Comité de Estudios C1 – Desarrollo de sistemas eléctricos y economía

PRINCIPIOS ECONÓMICOS DE LA OPERACIÓN DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS DE GENERACIÓN

Anastacio Sebastian Arce E.
Facultad Politécnica - UNE
Paraguay
arce@fpune.edu.py

Esteban Campuzano G.
Facultad Politécnica - UNE
Paraguay
esteban_campuzano@fpune.edu.py

Resumen *– Este trabajo presenta algunos de los principios económicos que rigen la operación de los sistemas hidrotérmicos de generación de energía eléctrica. El modelado, la formulación matemática del problema y metodología de solución fundamentan el rol que deben desempeñar las hidro junto con las termoeléctricas para el atendimiento de la demanda, en un régimen óptimo de operación.*

La generación en el sistema eléctrico brasileño es mayoritariamente hidroeléctrica, esta realidad propicia que los diferentes casos de estudios presentados sean en base a parte de su sistema hidrotérmico de generación. Para el efecto se considera una termoeléctrica equivalente, cuya función costo de producción es representada por un polinomio de segundo grado, que resulta de la agregación de las termoeléctricas de una parte de su sistema en una única, considerando el costo lineal y capacidad de cada unidad. Los coeficientes de la función costo de producción de la termoeléctrica equivalente se obtiene a través del despacho de cada unidad de potencia adicionada por orden de mérito, que genera un conjunto de puntos que relacionan el costo con el valor de potencia despachado.

La generación hidroeléctrica es representada por un conjunto de centrales propias del sistema eléctrico brasileño, con sus características técnicas propias alimentadas por caudales afluentes naturales medios de largo plazo o MLT.

Los diferentes casos de estudio presentados muestran el rol que desempeña las hidroeléctricas para la minimización del costo operativo, el costo marginal de operación, la relación operativa entre las hidroeléctricas y el valor del agua acumulado en sus embalses, datos que determinan el posicionamiento de los diferentes actores de los mercados de energía eléctrica.

Palabras clave: Planeamiento de la operación, sistemas hidrotérmicos de generación, optimización, costo marginal de la operación, valor del agua.

1. INTRODUCCIÓN

En todas las etapas de la operación de los sistemas eléctricos de potencia se busca la eficiencia, caracterizada por el atendimiento de la demanda a un mínimo costo. Esta tarea se dificulta cuando el sistema hidrotérmico está compuesto por centrales termoeléctricas con diferentes características de costo y capacidad de producción, por centrales hidroeléctricas acopladas hidráulicamente e hidrologías diferentes [1].

El costo de la operación de un sistema hidrotérmico generalmente está asociado al combustible de las termoeléctricas, por lo que es importante conocer el costo del despacho termoeléctrico. Debido a las características de las termoeléctricas, su costo de generación es mejor representado por una función cuadrática, estimada a partir de datos de tasa de consumo del combustible de las unidades termoeléctricas [2]-[3]. Sin embargo, en el planeamiento de la operación del sistema eléctrico brasileño, se considera un costo lineal para las termoeléctricas.

En este trabajo se propone representar la generación termoeléctrica a través de una función costo de producción no lineal cuadrática, que se obtiene a través de la agregación de todas las termoeléctricas en un único equivalente considerando el costo lineal y capacidad de producción de cada unidad. El conjunto de centrales termoeléctricas incluye aquellas inflexibles, todas con funciones de costo de producción representadas por funciones lineales y diferentes capacidades de producción. La obtención de los parámetros de la función costo de producción de la termoeléctrica equivalente, resulta del despacho de cada unidad de potencia adicionada por orden de mérito, que genera un conjunto de puntos que relacionan el costo con el valor de potencia despachado, desde el mínimo hasta el total de la suma de las capacidades de las unidades consideradas.

La generación hidroeléctrica es representada por un conjunto de centrales propias del sistema eléctrico brasileño, con capacidad de regulación en sus embalses y otras características técnicas propias, alimentadas por caudales afluentes naturales medios de largo plazo o MLT.

Llevando en cuenta que la dinámica de los mercados de energía eléctrica a corto plazo se basa en la disponibilidad del recurso hídrico, del costo marginal del sistema hidrotérmico de generación, que define el posicionamiento estratégico de los diferentes actores del mercado, este trabajo considera diferentes escenarios con el objeto de evidenciar el rol que desempeña las hidroeléctricas para la minimización del costo operativo, el valor del agua acumulado en sus embalses, como también la relación operativa entre ellas.

El primer caso estudiado es una termoeléctrica y una hidroeléctrica operando como central de pasada, el segundo caso es una termoeléctrica y una hidroeléctrica con capacidad infinita de regulación y. el tercer caso estudiado es una termoeléctrica y un conjunto de centrales hidroeléctricas con características técnicas propias.

2. SISTEMAS HIDROTÉRMICOS DE GENERACIÓN

El sistema hidrotérmico adoptado para el estudio está compuesto por las termoeléctricas disponibles conforme al Planeamiento Mensual de la Operación, PMO, elaborado por el Operador Nacional del Sistema – ONS para el mes de setiembre del 2024 para el sistema Sudeste del Brasil, y tres usinas hidroeléctricas de la cuenca del Rio Paranaiba, conforme se puede ver en la Tabla I y Figura 1, respectivamente [4].

TABLA I. DATOS DE LAS CENTRALES TERMOELECTRICAS

Nº	UTE	CVU[R$/MWh]	POT.[MW]	Nº	UTE	CVU[R$/MWh]	POT. [MW]
1	Angra 2	20,12	1.350	18	Aur. Chavez	683,16	235
2	Angra 1	31,17	640	19	Norte Flu 4	763,12	127
3	Norte Flu 1	111,91	400	20	Tres Lagoa	830,07	350
4	Norte Flu 2	128,33	100	21	M. Lago	931,49	928
5	Baixada Fl	138,83	530	22	Juiz de Fo	959,16	87
6	O.Pintada	138,91	50	23	Karkey 013	969,66	258,64
7	Santa Cruz	168,47	565,5	24	Karkey 019	969,66	115,92
8	Sta. VI	207,98	239	25	Seropedica	1.022,02	386
9	M.Azul	247,09	200	26	F Gasparian	1.101,81	560
10	LuizOrmelo	207,98	239	27	Viana	1.109,04	175
11	Norte Flu 3	247,09	200	28	Porsud II	1.126,98	115,92
12	Atlantico	249,46	490	29	Porsud I	1.129,14	115,92
13	GNA I	263,26	1.338	30	MP Paulinia	1.387,45	24
14	St. Cruz 34	310,41	436	31	Povoacao I	1.420,68	74,96
15	Termorio	407,28	1.036	32	Viana I	1.420,68	37,5
16	Cubatao	432,83	216	33	Lorm_PCS	1.420,68	240
17	Pirat. 12 O	470,34	200	34	Palmeir_Go	1.731,11	175

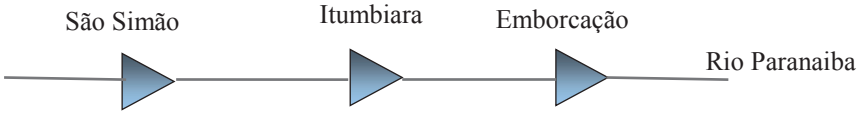


Fig. 1. Sistema de generación hidroeléctrica.

Los datos que muestra la Tabla I se refieren al Costo de Variable Unitario, en R$/MWh, y la capacidad máxima, en MW, de cada termoeléctrica.

2.1 Modelado del Sistema

2.1.1 Sistema Termoeléctrico

La metodología adoptada para obtener la función costo de producción de la termoeléctrica equivalente, representada a través de un polinomio cuadrático consiste en resolver el problema de optimización, minimizando el costo de cada MW agregado por las unidades termoeléctricas. La formulación matemática es dada por:

$$Min \sum_{j \in J} c_j(p) \tag{1}$$

s.a.

$$c_j(p) = \sum_{j \in J} B_j p \,, \forall p \in \{p^m, +2, +3 \ldots, p^T\} \tag{2}$$

$$p^T = \sum_{j \in J} \overline{p_j} \tag{3}$$

$$p^m = \sum_{j \in J} \underline{p_j} \tag{4}$$

$$\underline{p_j} \leq p \leq \overline{p_j} \;\; \forall p \in \{p^m, +2, +3 \ldots, p^T\}, \nabla j \in J \tag{5}$$

La función objetivo (1) representa el costo de la generación termoeléctrica para cada valor de potencia que varía entre la suma de capacidades mínimo y máximo de las unidades (3)-(4), multiplicado por sus respectivos valores de CVU, (B_j). La solución (1)-(5), caracterizada como un problema de programación lineal, genera un conjunto de puntos $(C_i(p_i), p_i)$ que permite ajustar un polinomio cuadrático a la función costo de producción de la termoeléctrica equivalente [5].

Este procedimiento aplicado a las termoeléctricas de la Tabla I, consistió en la resolución de más de 2.000 problemas de optimización de despacho, resultando en la siguiente función costo de producción:

$$c(p) = 8{,}499739 \times 10^5 - 408{,}095335 \times p + 0{,}064007 \times p^2 \qquad \left[\frac{R\$}{MWh}\right] \tag{6}$$

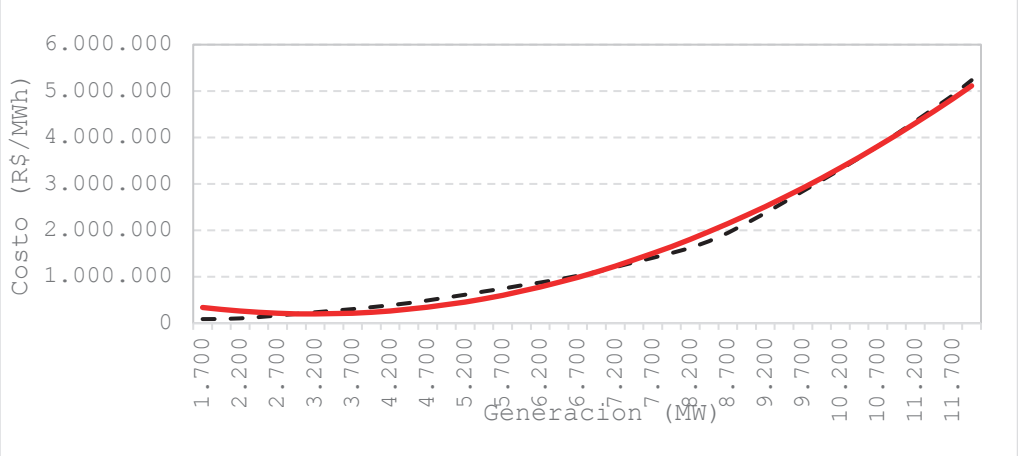


Fig. 2. Termoeléctrica equivalente**.**

2.1.2 Sistema Hidroeléctrico

La generación hidroeléctrica es representada por la siguiente ecuación:

$$ph(V,Q) = k \times h_l(V,Q) \times \min[Q, Q_{max}] \tag{7}$$

Donde $ph(V,Q)$es la generación hidroeléctrica, k es una constante que incluye la productividad especifica de la central y de transformación de unidades, en $[\frac{MW}{m^3/_{s \times m}}]$, $h_l(V,Q)$ es la altura de salto líquido y Q es el caudal turbinado. A su vez:

$$h_l(V,Q) = h_e(V) - h_{cf}(Q) - p_c(Q,V) \tag{8}$$

donde $h_e(V)$ es el nivel del embalse, $h_{cf}(Q)$ es el nivel del canal de fuga y $p_c(Q,V)$ es pérdida hidráulica.

2.2 Formulación Matemática del Problema

La formulación matemática del planeamiento de la operación óptima de un sistema hidrotérmico de generación es dada a continuación.

$$Min \sum_{t=1}^{T} c(p_t) \tag{9}$$

s.a.

$$p_t = D_t - ph_t \tag{10}$$

$$ph_t = k \times h_{lt} \times Q_t \tag{11}$$

$$V_t = V_{t-1} + y_t - Q_t + \sum_{\Omega} Q_t \tag{12}$$

$$V_{min} \leq V_t \leq V_{max} \tag{13}$$

$$Q_{min} \leq Q_t \leq Q_{max} \tag{14}$$

$$V_T = M_T \tag{15}$$

Donde:
T= 12 meses;
$c(p_t)$ es el costo mensual de la generación termoeléctrica;
p_t es la generación mensual de la termoeléctrica en el mes *t*;
D_t es la demanda en el mes *t;*
ph_t es la generación hidroeléctrica en el mes *t*;
V_t es el volumen acumulado en el embalse al final del mes *t;*
y_t es el caudal afluente al embalse en el mes *t;*
Q_t es el caudal turbinado en el mes *t;*
Ω es el conjunto de hidroeléctricas de aguas arriba;
M_T es la meta a alcanzar el volumen del embalse al final del periodo, *T;*

El Lagrangeano obtenido sobre las restricciones del atendimiento de la demanda, del balance hídrico y atendimiento de la meta de acumulación al final del periodo, ecuaciones (9), (10), (12) y (15) respectivamente se tiene:

$$L = \sum_{t=1}^{12} \left(c(p_t) + \lambda_t (D_t - p_t - ph_t) + \varphi_t \left(V_t - V_{t-1} - y_t + Q_t + \sum_{\Omega} Q_t \right) \right) + \sigma (V_T - M_T) \tag{16}$$

Derivando el Lagrangeano con respecto a la generación termoeléctrica e igualando a cero, se obtiene el costo marginal operacional del sistema:

$$\frac{dL}{d_{p_t}} = \frac{dc(p_t)}{d_{p_t}} - \lambda_t = 0 \rightarrow \lambda_t = \frac{dc(p_t)}{d_{p_t}} \tag{17}$$

Derivando el Lagrangeano con respecto a la variable del caudal turbinado Q_t e igualando a cero se tiene:

$$\frac{dL}{dQ_t} = -\lambda_t \cdot \frac{dph_t}{dQ_t} + \varphi_t = 0 \quad \rightarrow \varphi_t = \lambda_t \cdot \frac{dph_t}{dQ_t} \tag{18}$$

Donde φ_t es conocida como el Valor Natural del Agua, considerando que cada hectómetro cúbico de agua acumulada en el embalse puede generar una cierta cantidad de energía que depende de su productividad, y que tiene un valor estipulado en función a la economía de la sustitución de la generación termoeléctrica [6].

3. ESTUDIOS DE CASOS

Los estudios de casos fueron realizados tomando las hidroeléctricas de Emborcação, Itumbiara y São Simão, con sus respectivas características técnicas y restricciones operacionales del embalse y capacidad de turbinado. La termoeléctrica adoptada es la equivalente obtenida a través de la metodología presentada en la sección 2.1.1.

Las hidroeléctricas son alimentadas por sus respectivos caudales afluentes naturales de MLT, con horizonte de un año. En los diferentes casos presentados fue adoptado el mes de mayo como inicio del periodo de estudio, que coincide con el inicio del periodo seco en términos de afluencias en la región sudeste del Brasil, y abril como el último mes del periodo lluvioso de dicha región. En todos los casos analizados fueron considerados que las hidroeléctricas comienzan el periodo con el embalse lleno, y terminan el periodo también lleno de modo a asegurar un suministro adecuado para el año siguiente.

3.1 Termoeléctrica y una hidroeléctrica operando como central de pasada

La operación de una hidroeléctrica en régimen de pasada se caracteriza por la incapacidad de controlar la afluencia, es decir todo el caudal afluente debe ser descargado a través de las turbinas o a través del vertedero. Con estas consideraciones, en el modelo presentado en la sección 2.2, la restricción del balance hídrico (12) se reduce a:

$$Q_t = y_t \tag{19}$$

Del mismo modo las restricciones referentes a limites operativos y meta de acumulación en el embalse al final del periodo, ecuaciones (13) y (15), son desconsideradas. De esta forma el Valor Natural del Agua que es definida por las variaciones que pueda tener el salto hidráulico por cuenta de las variaciones del nivel del canal de fuga:

$$\varphi_t = \lambda_t . \frac{dph_t}{dQ_t} \rightarrow \varphi_t = \lambda_t . \psi_t \tag{20}$$

Donde ψ_t es la productividad de la hidroeléctrica.

3.2 Termoeléctrica y una hidroeléctrica operando con capacidad infinita de regulación

Este caso considera una capacidad infinita de acumulación, que permitiría mantener la descarga y generación constante durante todo el periodo, a pesar de las variaciones del caudal afluente. Con estas consideraciones la ecuación del balance hídrico (12) del modelo hidrotérmico se reduce a:

$$V_T = V_0 + \sum_{t=1}^{12} y_t - \sum_{t=1}^{12} \frac{ph_t}{\psi_t} \tag{21}$$

Así también las restricciones operativas de la central hidroeléctrica referente a los límites del embalse de la capacidad de turbinado son desconsiderados, ecuaciones (13) y (14), respectivamente.

3.3 Termoeléctrica y una hidroeléctrica operando con capacidad limitada de regulación

Semejante al caso anterior, con una termoeléctrica y una hidroeléctrica, pero con la capacidad de regulación limitada. La formulación matemática es idéntica a la presentada en la sección 2.2, desconsiderando apenas las descargas que pudieran realizar las centrales de aguas arriba, es decir:

$$\sum_{\Omega} Q_t = 0 \tag{22}$$

3.4 Termoeléctrica y tres hidroeléctricas en cascada

Este caso es aquel en que se busca determinar la participación de las hidroeléctricas en la minimización del costo operativo del sistema hidrotérmico y la relación operativa entre ellas en un régimen óptimo de operación, con la restricción de comenzar y terminar el periodo con los embalses llenos.

4. RESULTADOS

Los diferentes casos fueron realizados considerando los caudales afluentes con previsión perfecta, MLT, la demanda igual a 4.300 MW para los casos de una termoeléctrica y una hidroeléctrica, y la demanda igual 7.200 MW para los casos de la termoeléctrica con tres hidroeléctricas.

4.1 Una termoeléctrica y una hidroeléctrica

Los casos que en esta sección son analizados consideran la operación de una hidroeléctrica y una termoeléctrica, en el periodo de un año.

Las Figuras 3 y 4 muestran la generación de la termoeléctrica e hidroeléctrica, en las condiciones de operación sin capacidad de regulación de la hidroeléctrica, con capacidad limitada de regulación, y el caso hipotético de una hidroeléctrica con capacidad infinita de regulación

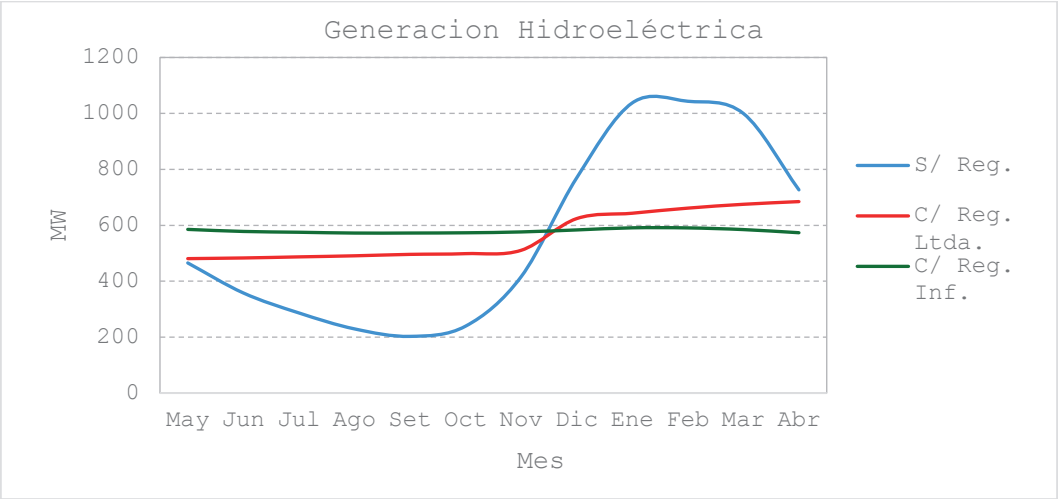


Fig. 3. Generación Hidroeléctrica

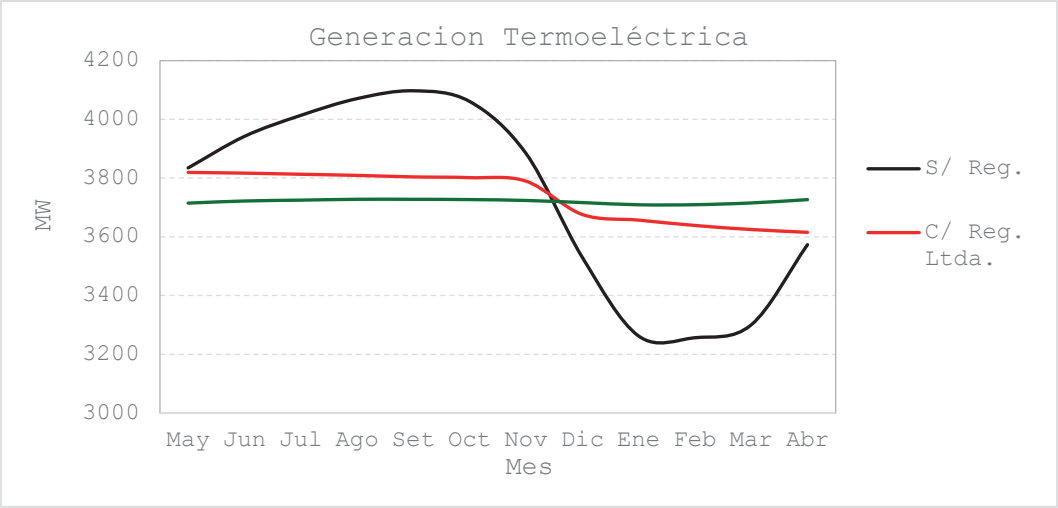


Fig. 4. Generación Termoeléctrica

Se puede verificar en estas figuras el comportamiento complementar de la generación termoeléctrica e hidroeléctrica, tanto en la condición de operación como central de pasada de la hidroeléctrica, como en las condiciones de operación con capacidad de regulación limitada e infinita. En la condición de central de pasada, la generación de la hidroeléctrica acompaña el régimen estacional de las afluencias, baja producción en el periodo seco, alcanzando niveles mínimos en el mes de setiembre, para luego aumentar la producción con el inicio del periodo lluvioso y el aumento de los caudales afluentes, alcanzando su mayor producción en el mes de enero y febrero. La producción de la termoeléctrica complementa la producción hidroeléctrica de modo a atender la demanda.

En el caso de la hidroeléctrica con capacidad limitada de regulación, la hidroeléctrica opera con una producción en leve y continuo de aumento en el periodo seco. En el mes de noviembre cambia este régimen para un aumento mayor, suficiente para crear un volumen de espera y así evitar vertimiento y aprovechar las afluencias del periodo lluvioso que termina en abril, conforme se puede observar en la Figura 5. La termoeléctrica completa la generación para atender la demanda.

En el caso hipotético de una hidroeléctrica con capacidad infinita, la generación termoeléctrica e hidroeléctrica mantienen un perfil constante de producción en todo el periodo gracias a la capacidad infinita de regulación de la hidroeléctrica.

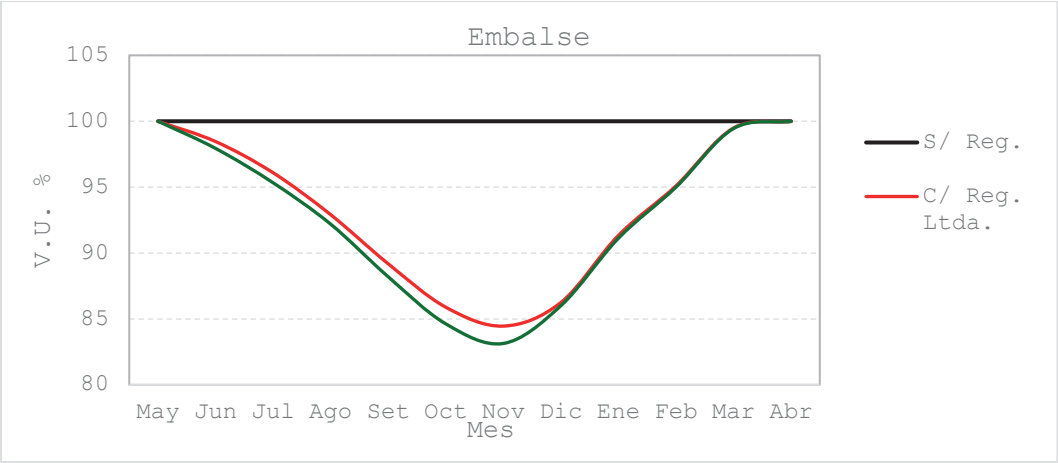


Fig. 5. Comportamiento del embalse.

El Costo Marginal del sistema muestra un comportamiento similar a la generación termoeléctrica. Conforme se puede ver en la Figura 6, en el periodo de bajas afluencias aumenta, cuando su participación es mayor en el atendimiento de la demanda. Este comportamiento es más evidente en el caso de la hidroeléctrica sin regulación.

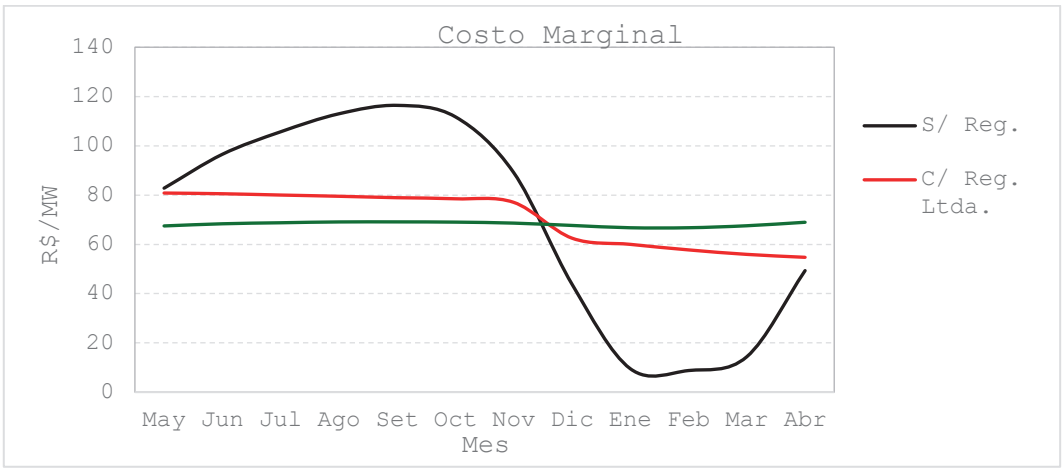


Fig. 6. Costo Marginal

El Costo Marginal y el Valor Natural del Agua presentan comportamientos similares, conforme se puede observar en la Figura 6 y 7, respectivamente. El Valor del Agua es definida en la ecuación (20), como el producto del Costo Marginal y la Productividad de la hidroeléctrica. En el periodo seco tiene el valor maximizado y reducido en el periodo húmedo, comportamiento complementar a la estacionalidad del agua.

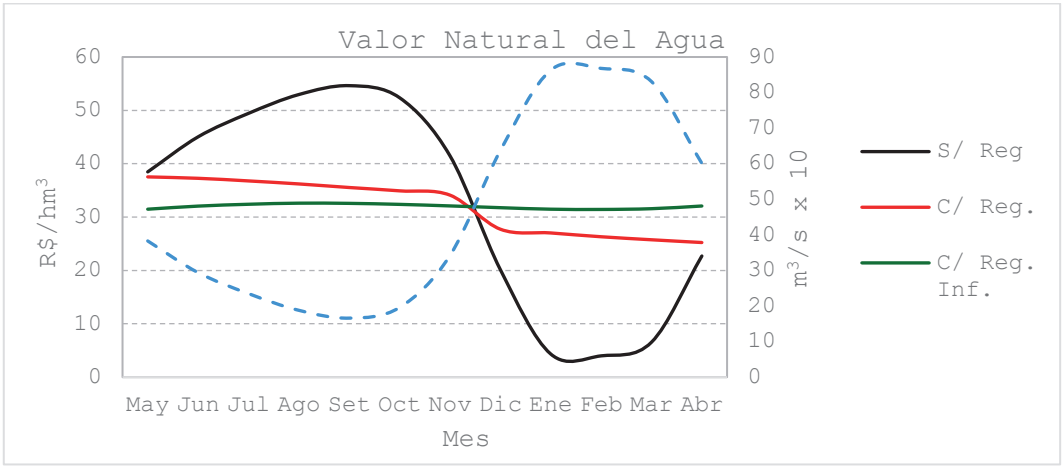


Fig. 7. Valor Natural del Agua.

Los diferentes casos analizados muestran que la participación de la hidroeléctrica en la minimización del costo operacional del sistema hidrotérmico es valorizar la disponibilidad del agua, transfiriendo del periodo lluvioso al periodo de menor disponibilidad, a través de la capacidad de acumulación en el embalse. Esto resulta en una política de operación caracterizada por la ecualización del Costo Marginal y el Valor Natural del Agua en todo el periodo de estudio, dentro de los límites de la capacidad de regulación de los embalses de las hidroeléctricas.

4.2 Una termoeléctrica y tres hidroeléctricas

En el caso que sigue fueron adoptadas las hidroeléctricas Emborcação, Itumbiara y São Simão del Rio Paranaiba, representadas en la Figura 1 y la MLT de la serie de caudales naturales de cada hidroeléctrica. Acompañan a las hidroeléctricas la termoeléctrica equivalente que fue desarrollada en la sección 2.1.1, y la demanda con 7.200 MW.

Las Figuras 8 y 9 muestran el comportamiento del embalse, el total de la generación hidroeléctrica y termoeléctrica, respectivamente.

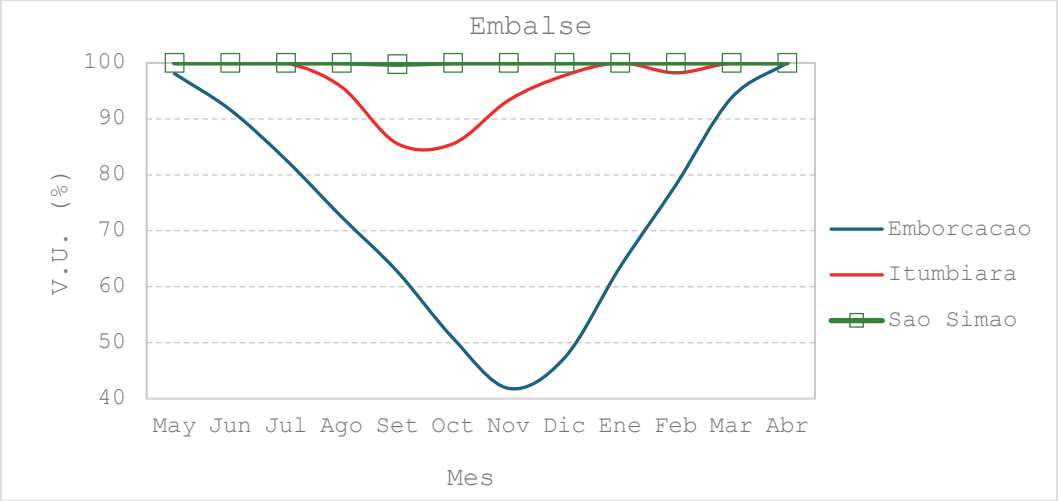


Fig. 8. Embalses de las hidroeléctricas.

Se puede observar una mayor variación del volumen en el embalse de la central de Emborcação, seguido por el embalse de la central de Itumbiara, mientras que el embalse de São Simão, permaneció constante, con 100 % de acumulación.

Este comportamiento pone en evidencia el compromiso de las hidroeléctricas de aguas arriba con la regulación de los caudales que alimentan las centrales de aguas abajo.

La Figura 9 muestra la participación de la generación hidroeléctrica y termoeléctrica para el atendimiento de la demanda. Aun con una mayor generación de las hidroeléctricas en el atendimiento de la demanda, se nota una variación de la generación termoeléctrica, debido a la limitada regulación de las hidroeléctricas para ese nivel de demanda.

La Figura 10, muestra las variaciones del costo marginal de operación del sistema. Las variaciones responden a las variaciones de la complementación termoeléctrica, que se ajustan a las limitaciones en la capacidad de regulación del sistema hidroeléctrico.

La Figura 11 muestra el comportamiento del Valor Natural del Agua de las tres hidroeléctricas. Se puede apreciar que Emborcação tiene el agua más valorizada, seguido por el agua de Itumbiara. El valor del agua de la central de Sao Simão, es el de menor valor, inclusive muestra bajos valores negativos, ocasionado por el vertimiento registrado a partir del mes de noviembre.

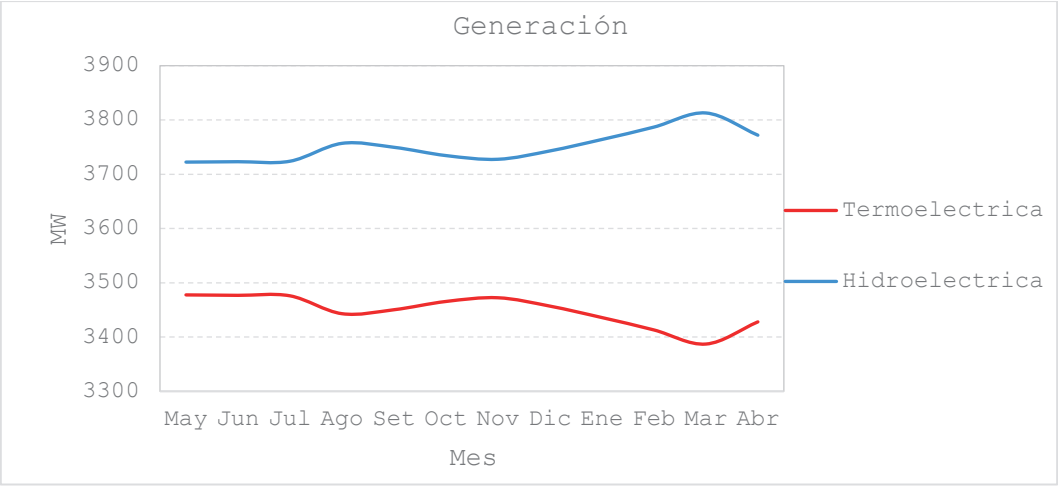


Fig. 9. Generación termo e hidroeléctrica



Fig. 10. Costo Marginal

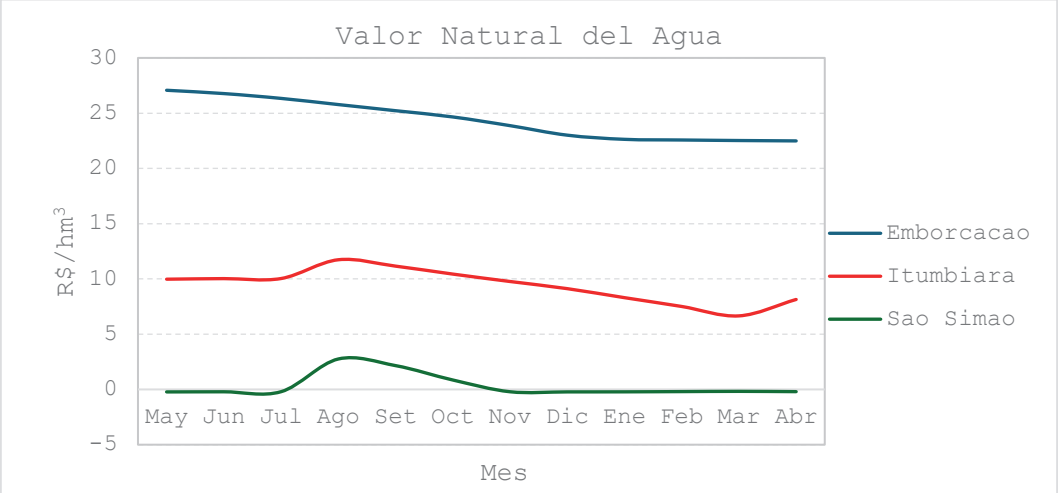


Fig. 11. Valor Natural del Agua.

La tendencia de disminución del Valor Natural del Agua y aumento del Costo Marginal, al final del periodo responde a la estrategia de acumulación del agua para atender la restricción de terminar el periodo lluvioso con el embalse lleno, resultando también en una mayor complementación termoeléctrica.

5. CONCLUSIONES

Este trabajo presenta algunos de los principios económicos que rigen la operación de los sistemas hidrotérmicos de generación de energía eléctrica. El modelado, la formulación matemática del problema y metodología de solución fundamentan el rol que deben desempeñar las hidro junto con las termoeléctricas para el atendimiento de la demanda, en un régimen óptimo de operación.

La presentación de los estudios de casos se basó en sistemas de generación del sistema eléctrico brasileño. En una primera instancia fue modelada una termoeléctrica con función costo de producción representada por un polinomio de segundo grado, basado en un conjunto de termoeléctricas escaladas en Planeamiento Mensual de la Operación, PMO, elaborado por el Operador Nacional del Sistema – ONS para el mes de setiembre del 2024 en el sistema Sudeste, basado en técnicas de optimización para el despacho por orden de mérito.

La generación hidroeléctrica es representada por un conjunto de centrales propias del sistema eléctrico brasileño, con capacidad de regulación en sus embalses y otras características técnicas propias, alimentadas por caudales afluentes naturales medios de largo plazo o MLT.

Los diferentes casos analizados muestran que la participación de la hidroeléctrica en la minimización del costo operacional del sistema hidrotérmico es valorizar la disponibilidad del agua, transfiriendo del periodo lluvioso al periodo de menor disponibilidad, a través de la capacidad de acumulación en el embalse.

Esto resulta en una política de operación caracterizada por la ecualización del Costo Marginal y el Valor Natural del Agua en todo el periodo de estudio, dentro de los límites de la capacidad de regulación de los embalses de las hidroeléctricas.

Política de operación caracterizada por el compromiso de las hidroeléctricas de aguas arriba con la regulación de los caudales que alimentan las centrales de aguas abajo.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

[1] Soares, S. and Carneiro, A. F. M. “Optimal Operation of Reservoirs for Electric Generation”. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 6, p.1101-1107, July 1991.

[2] Wood, A.J. and Wollemberg, B. F., *Power Generation Operation and Control*. John Wiley & Sons, 1984.

[3] El-Hawary, M.E., Christensen, G. S., *Optimal Economic Operation of Electric Power System.* Academic Press, 1979. (Mathematics in Science and Engineering). ISBN 978-0-12-236850-9.

[4] ONS, Programa Mensal de Operação- Setembro 2024. https://www.ons.org.br

[5] Hillier, F.S., Lieberman, G.F., Introducción a la Investigación Operativa, 3º Edición, Mc Graw-Hill, México, 1991.

[6] E. G. Read, "Economic Principles of Reservoir Operation 1: Perfect Foresight," CBER, University of Tennessee, Management Science June 1982.

Comité de Estúdios C1 – Desarrollo de sistemas eléctricos y economía

HERRAMIENTA DE CODIGO ABIERTO PARA EL CÁLCULO DE PENALIZACIONES POR ENERGIA NO SUMINISTRADA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

A.M. SANDRES*
Instituto de Energía Eléctrica
IEE-UNSJ-CONICET
Argentina
asandres@iee.unsj.edu.ar

M.E. SAMPER
msamper@iee-unsjconicet.org

G.D. BARON
gbaron@iee-unsjconicet.org

A. CABALLERO
acaballero@iee.unsj.edu.ar

E. BALMACEDA
Distribuidora Eléctrica de Caucete S.A.
Argentina
ebalmaceda@decsacaucete.com.ar

E. MONTAÑO
emontano@decsacaucete.com.ar

Resumen *– En este trabajo se desarrolló una herramienta de cálculo diseñada para determinar las penalizaciones económicas que enfrenta una distribuidora eléctrica debido a la energía no suministrada (ENS). La metodología implementada en esta herramienta se fundamenta en el análisis de registros de interrupciones del servicio, datos de consumo de los usuarios y factores representativos de curvas de carga categorizadas por tarifa. Estos datos se emplean para calcular indicadores clave como el SAIDI y SAIFI, mediante una asociación detallada entre usuarios y transformadores, lo que permite realizar estimaciones más precisas y realistas. La metodología fue aplicada a datos del sistema eléctrico de Caucete, ubicado en la provincia de San Juan, Argentina. Los resultados muestran que el uso de esta herramienta, en contraste con metodologías tradicionales basadas en la capacidad instalada de los transformadores afectados, permite obtener valores de penalización económica significativamente menores, evidenciando una mayor exactitud en los cálculos.*

Palabras clave: Frecuencia de interrupciones – Duración total de interrupción – Calidad del servicio – Normativa – Energía no suministrada – Penalización económica – Empresa distribuidora

1 INTRODUCCIÓN

Las estadísticas sobre fallas en los sistemas de distribución refuerzan la necesidad de diseñar redes eléctricas más confiables y resilientes. La confiabilidad de un sistema eléctrico depende de múltiples factores, pero dos aspectos clave son la reducción de la probabilidad de fallas y la capacidad de minimizar el tiempo de interrupción cuando estas ocurren. Los niveles de confiabilidad están estrechamente vinculados a los incentivos establecidos por los marcos regulatorios vigentes. En gran parte de los países de Latinoamérica, estos marcos se han centrado en reducir los costos de distribución, manteniendo un nivel mínimo de calidad de servicio. Sin embargo, este enfoque ha resultado en menores inversiones, lo que ha impactado negativamente los niveles de confiabilidad del sistema [1].

Diversas razones hacen que las empresas distribuidoras de energía eléctrica prioricen estos objetivos de confiabilidad. Por un lado, las regulaciones impuestas por los organismos reguladores han aumentado en rigurosidad, exigiendo estándares más altos en la calidad del servicio para proteger los derechos de los consumidores. Por otro lado, los clientes mismos se han vuelto más exigentes debido a su creciente dependencia de la energía eléctrica para actividades esenciales y comerciales. La incapacidad de satisfacer

* Av. Libertador Gral. San Martín 1109, J5400, San Juan, Argentina - e-mail: asandres@iee.unsj.edu.ar

estas expectativas puede traducirse en penalizaciones económicas significativas para las distribuidoras, las cuales se aplican en favor de los usuarios afectados. Los entes reguladores deben integrar al análisis de calidad del sistema un marco regulatorio claro y con incentivos que permita a las empresas realizar un esfuerzo financiero y de gestión continuo, además de reflejar las mejoras de eficacia y eficiencia en el mediano plazo [2].
En particular, la empresa distribuidora de Caucete, ubicada en la provincia de San Juan, Argentina, para garantizar una mejora continua en la calidad del servicio eléctrico está obligada a cumplir con las normativas establecidas en el Anexo 3 del contrato de concesión [4] y la Resolución N°156 [5]. Estas normativas definen parámetros y estándares preestablecidos para evaluar y mantener niveles satisfactorios de calidad mediante criterios estrictos para el cálculo de penalizaciones económicas asociadas a la energía no suministrada. En este marco normativo, se estructuran dos etapas en la metodología de cálculo de dichas penalizaciones. La Etapa I, basada en indicadores globales, no logra reflejar de manera precisa el impacto real que las interrupciones del servicio tienen en usuarios individuales. Por su parte, la Etapa II adopta un enfoque más detallado, utilizando indicadores específicos para cada usuario, lo que permite calcular las sanciones económicas con mayor exactitud. Con el propósito que la distribuidora cumpla con la transición hacia la Etapa II dentro del plazo estipulado por la normativa, se desarrolló una herramienta computacional que permite un análisis más detallado de las interrupciones, incrementando la precisión en el cálculo de las sanciones económicas. Esta herramienta no solo asegura el cumplimiento regulatorio dentro del tiempo establecido, sino que también fomenta inversiones destinadas a mejorar la calidad del servicio eléctrico.

2 NORMATIVA CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO

La distribuidora de Caucete, está regulada por el Ente Provincial Regulador de la Electricidad (EPRE) de San Juan. El marco regulatorio aplicado está dividido en dos etapas. En la Etapa I, que actualmente aplica la distribuidora, se emplean indicadores globales como la frecuencia y duración de las interrupciones relacionadas con transformadores y la capacidad instalada en kVA de la red. En cambio, la Etapa II evalúa las interrupciones a nivel individual de cada suministro, considerando el consumo energético de los usuarios y las curvas de carga ponderadas según horarios y variaciones estacionales. A continuación, se describe en detalle el alcance y las características de cada una de estas etapas.

2.1 Metodología Cálculo de Penalizaciones – kVA Fuera de Servicio (Etapa I)

En la Tabla I se presentan los indicadores principales utilizados para evaluar la calidad del servicio técnico en esta etapa. El primero es el índice de interrupción por transformador, que incluye la frecuencia media de interrupción (FMIT) y el tiempo total de interrupción (TTIT). El segundo es el índice de interrupción por kVA nominal instalado, el cual contempla la frecuencia media de interrupción (FMIK) y el tiempo total de interrupción (TTIK). Estos indicadores se calculan mediante fórmulas específicas que involucran variables clave. En (1), Qfsi representa la cantidad de transformadores fuera de servicio debido a interrupciones, mientras que Qinst es el total de transformadores instalados. En (2), Tfsi mide el tiempo durante el cual los transformadores afectados permanecen fuera de servicio. En (3), kVAfsi corresponde a la capacidad nominal en kVA fuera de servicio, y kVAinst representa la capacidad total instalada. Por último, en (4), Tfsi también evalúa el tiempo de indisponibilidad para los kVA afectados, y PTi se define como la energía total facturada anualmente dividida por 8760 horas.

La Tabla I no solo detalla los indicadores principales, sino que también define los límites admisibles para cada uno y los procedimientos a seguir en caso de que se excedan. A partir de esto, se calcula la energía no suministrada, que sirve como base para determinar las sanciones económicas. Estas sanciones se traducen en descuentos aplicados a las facturas del semestre siguiente, en forma de un crédito por kWh proporcional a la energía no suministrada [4]. El monto total de la sanción se calcula con base en dicha energía y se distribuye entre el total de energía facturada en el mismo semestre, garantizando un crédito aplicable al siguiente periodo. Cabe destacar que este esquema no distingue entre tipos de usuarios ni categorías tarifarias, lo cual limita su capacidad para representar con exactitud las penalizaciones asociadas a las interrupciones del servicio por parte de la empresa distribuidora

TABLA I. INDICADORES DE INTERRUPCIÓN POR TRANSFORMADOR
Y kVA NOMINALES INSTALADOS (ETAPA I)

Indicador		Formulación Matemática	Limites Admisibles (veces por semestre)	Energía No Suministrada (kWh)
Interrupción por Transformador	**FMIT**	$\sum_i \frac{Qfs_i}{Q_{inst}}$ (1)	$FMIT \leq 2.6$	$(FMIT_{reg} - 2.6) * (\frac{TTIT_{reg}}{FMIT_{reg}}) * PT_i$
	TTIT	$\sum_i \frac{Qfs_i * Tfs_i}{Q_{inst}}$ (2)	$TTIT \leq 9.6$	$(TTIT_{reg} - 9.6) * PT_i$
Interrupción por kVA Nominal Instalado	**FMIK**	$\sum_i \frac{KVAfs_i}{KVA_{inst}}$ (3)	$FMIK \leq 1.8$	$(FMIK_{reg} - 1.8) * (\frac{TTIK_{reg}}{FMIK_{reg}}) * KVA_{inst}$
	TTIK	$\sum_i \frac{KVAfs_i * Tfs_i}{KVA_{inst}}$ (4)	$TTIK \leq 6.7$	$(TTIK_{reg} - 6.7) * KVA_{inst}$

2.2 Metodología Cálculo de Penalizaciones – Asociación Usuario/Transformador (Etapa II)

En la Etapa II, la evaluación de la calidad del servicio técnico se fundamenta en dos indicadores clave: la frecuencia de interrupciones, que cuantifica el número de interrupciones experimentadas por un usuario en un período determinado, y la duración total de la interrupción, que mide el tiempo acumulado sin suministro durante el mismo período. Asimismo, se establecen límites admisibles para estos indicadores, cuya superación implica la imposición de sanciones económicas calculadas en función de la energía no suministrada.
En esta etapa, el análisis incluye parámetros adicionales que otorgan mayor rigor y precisión al cálculo, tales como el consumo energético de los últimos 12 meses de cada usuario, la categorización tarifaria correspondiente y factores representativos de las curvas de carga asociados a dichas categorías. Esta metodología contribuye a desarrollar una evaluación más precisa y equitativa del impacto de las interrupciones del servicio en los usuarios. A continuación, se detallan los criterios utilizados para la selección de usuarios y los valores límites específicos que rigen la calidad del servicio técnico.

2.2.1 Criterios de Selección y Valores Limites

La calidad del servicio técnico se controlará a nivel del suministro de cada usuario, estableciendo valores máximos permitidos según su categoría para garantizar un monitoreo más preciso y acorde a las necesidades de cada tipo de cliente. En cuanto a la frecuencia de interrupciones, se tienen los siguientes límites: AT (3 interrupciones/semestre), MT (4 interrupciones/semestre) y BT (6 interrupciones/semestre para pequeñas, medianas y grandes demandas). Respecto al tiempo máximo de interrupción permitido, los valores son: AT (2 horas/semestre), MT (3 horas/semestre), BT (10 horas/semestre para pequeñas y medianas demandas, y 6 horas/semestre para grandes demandas). Estos límites reflejan un enfoque diferenciado que busca mejorar la calidad del servicio de acuerdo con las particularidades de cada tipo de usuario.

No se tomarán en cuenta las interrupciones menores a 3 minutos. Se deberá considerar para el cálculo de las penalizaciones solamente las interrupciones que superan, para cada categoría tarifaria, los límites establecidos anteriormente. La mecánica de cálculo particular se definirá teniendo en cuenta la idea conceptual definida previamente, y completándola en la consideración de la casuística que se presente en el análisis de los parámetros de calidad en cada semestre de control [5].

2.2.2 Formulación matemática y factores representativos

Si en el semestre controlado, algún usuario sufriera más cortes (mayores a 3 minutos) que los estipulados, y/o estuviera sin suministro más tiempo que el preestablecido, recibirá de parte de la distribuidora un crédito en sus facturaciones mensuales o bimestrales de semestre inmediatamente posterior al semestre controlado, valorizada de acuerdo a la Tabla II.

TABLA II. PENALIZACION UNITARIA POR CATEGORIA TARIFARIA

Categoría Tarifaria / Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
1-R	2197.79	2758.07	3262.32	3751.45	4225.90	4686.11
1-G	2197.79	2758.07	3262.32	3751.45	4225.90	4686.11
1-AP	2197.79	2758.07	3262.32	3751.45	4225.90	4686.11
2-BT / 3-BT	3563.59	4472.05	5289.67	6082.75	6852.05	7598.26
3-MT	4254.34	5338.89	6314.98	7261.79	8180.20	9071.06
3-AT	4254.34	5338.89	6314.98	7261.79	8180.20	9071.06

La energía no suministrada (no recibida por el usuario) se calculará mediante (5).

$$ENS(kWh) = \sum_i \left(\frac{EA}{525600} * ki\right) \quad (5)$$

Donde Σi representa la sumatoria en las i horas en minutos en que el usuario no tuvo servicio por encima de los limites aquí establecidos, EA es el total de energía facturada al usuario para el que se está calculando la bonificación en los últimos 12 meses y ki el factor representativo de las curvas de carga de cada categoría tarifaria [5]. Para el cálculo de ki se utilizarán los siguientes valores por horario como se muestra en la Tabla III.

TABLA III. FACTOR REPRESENTATIVO DE CURVAS DE CARGA POR CATEGORIA TARIFARIA

Hora/Tarifa	1-R	1-G	1-AP	2-BT	3-BT	3-MT
0	0.85	0.48	2.40	0.82	0.82	0.65
1	0.66	0.48	2.40	0.82	0.82	0.65
2	0.50	0.44	2.40	0.82	0.82	0.63
3	0.50	0.44	2.40	0.82	0.82	0.63
4	0.50	0.52	2.40	0.82	0.82	0.67
5	0.50	0.81	1.20	0.82	0.82	0.81
6	0.59	0.97	0.00	0.82	0.82	0.89
7	0.71	1.16	0.00	1.02	1.02	1.09
8	1.01	1.37	0.00	1.14	1.14	1.25
9	1.27	1.46	0.00	1.14	1.14	1.30
10	1.30	1.53	0.00	1.11	1.11	1.32
11	1.18	1.50	0.00	1.11	1.11	1.30
12	1.18	1.37	0.00	1.34	1.34	1.36
13	1.18	1.37	0.00	1.34	1.34	1.36
14	1.05	1.37	0.00	1.34	1.34	1.36
15	1.05	1.33	0.00	1.34	1.34	1.33
16	1.05	1.34	0.00	1.34	1.34	1.34
17	1.11	1.12	0.00	1.17	1.15	1.15
18	1.23	1.03	0.00	0.73	0.73	0.88
19	1.69	0.96	1.20	0.87	0.87	0.92
20	1.93	0.79	2.40	0.87	0.87	0.83
21	1.23	0.79	2.40	0.82	0.82	0.80
22	0.99	0.70	2.40	0.82	0.82	0.76
23	0.78	0.63	2.40	0.82	0.82	0.73

Para poder determinar la calidad del servicio técnico al nivel del suministro al usuario, la información necesaria debe organizarse en bases de datos. Una con los datos de las contingencias de la red y otra con el esquema de alimentación de cada usuario, de forma tal que permitan identificar los usuarios afectados ante cada falla de la red.

La base de datos de contingencias se debe conformar con la información de los equipos afectados, inicio y fin de la mismas y equipos operados a consecuencia de la contingencia para reponer el suministro a la mayor cantidad posible de usuarios afectados. Estas bases de datos se deben relacionar con los archivos de facturación y debe permitir el cálculo de la energía no suministrada a cada uno de los usuarios a los efectos de la aplicación de las penalidades señaladas anteriormente [5].

3 CASO DE ESTUDIO

3.1 Descripción del Sistema

La red de distribución analizada se encuentra en la localidad de Caucete, ubicada en la Provincia de San Juan, Argentina. La red está conformada por una estación transformadora (ET) y cinco alimentadores principales; Urbano, Cooperativa, De Los Ríos, Santa Rosa y Caucete Centro (ver Fig.1).



Fig.1 Red Media Tensión de Caucete por Alimentador.

3.2 Asignación Transformador-Usuarios

La importancia de tener una secuencia escalonada de transformadores fuera de servicio asociados a una acción de maniobra sirve como punto de partida para la implementación de la metodología de la calidad del servicio técnico a nivel de usuario. Lo anterior es debido a que la distribuidora realiza una asignación de usuarios a un transformador específico de acuerdo a áreas de influencia en el modelo geo-referenciado GIS, al no contar con la red en baja tensión BT modelada en la topología de la red actual, el uso de estas áreas de influencia representa una solución para obtener la asociación transformador-usuarios.

3.3 Desarrollo

A continuación, se presenta el esquema de funcionamiento de la herramienta de cálculo desarrollada en Python (ver Fig. 2). Este código se estructura en dos procesos: A y B. El proceso A se encarga de filtrar las interrupciones que son aplicables a penalizaciones por energía no suministrada, verificando que cumplan con los límites establecidos en la normativa. Por su parte, el proceso B realiza el cálculo de los créditos a favor de los usuarios utilizando únicamente la información filtrada en el proceso anterior. Para el desarrollo de ambos procesos, se emplean librerías como Openpyxl y Pandas para facilitar la manipulación de datos.

3.3.1 Proceso A - Filtrado de Usuarios

En el proceso A, los datos de entrada provienen de dos archivos en formato de planillas de cálculo (.xlsx). El primer archivo contiene la base de usuarios, donde se registran datos clave como el transformador al que pertenecen, los consumos de energía a lo largo de los 12 meses previos al semestre en análisis y el tipo de tarifa según el nivel de consumo del usuario. El segundo archivo contiene el registro de interrupciones, detallando la fecha y hora de inicio y finalización de cada evento por transformador. Cada usuario está identificado de manera única mediante un número de cuenta.

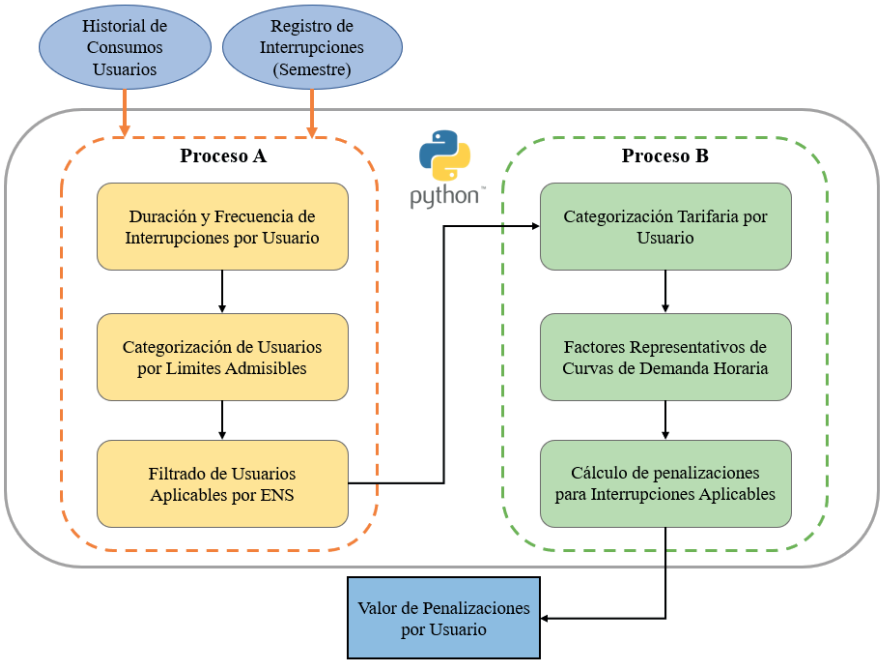


Fig.2 Esquema de funcionamiento de la herramienta para el cálculo de penalizaciones por ENS.

Con esta información, la herramienta determina los indicadores de duración y frecuencia de las interrupciones para cada usuario. A partir de ello, se realiza una clasificación conforme a los límites admisibles establecidos en la normativa, comparando los indicadores obtenidos con dichos límites para identificar cuáles interrupciones son aplicables de penalización por energía no suministrada. Una vez realizada la comparación, se procede a asociar el historial de interrupciones por transformador con los usuarios afectados y sus respectivos consumos. El proceso A calcula la duración de cada interrupción utilizando las fechas y horas de inicio y finalización del evento; además, obtiene las horas totales de interrupción y el número de eventos acumulados durante el semestre para cada cuenta. Al contrastar estos valores con los límites establecidos, se identifican y etiquetan las cuentas que exceden dichos límites.

Posteriormente, se realiza un análisis específico del tiempo excedente, es decir, el período que sobrepasa los límites normativos y durante el cual los usuarios no recibieron el servicio. Este tiempo excedente, expresado en minutos, permite reajustar las fechas y horas de inicio de las interrupciones, de modo que únicamente el tiempo excedente sea considerado para el cálculo final de la energía no suministrada. Es importante destacar que las interrupciones se encuentran ordenadas cronológicamente y solo se consideran aquellas que aportan tiempo excedente al cálculo. Como resultado de este primer proceso, se genera un archivo denominado “SAIDI_SAIFI_Cuenta_Exc.xlsx”, este archivo contiene la siguiente información: cuenta (usuario), seta (transformador al que pertenece el usuario), duración y frecuencia de las interrupciones por cuenta, etiqueta del cumplimiento de los limites admisibles, fecha y hora de inicio reajustada de la interrupción, así como la fecha y hora de finalización de la interrupción. Esta información servirá como datos de entrada para el proceso B que realiza el cálculo de penalizaciones.

3.3.2 Proceso B – Cálculo de Penalizaciones

En este proceso se utiliza como punto de partida el archivo .xlsx generado en el proceso anterior de filtrado de cuentas. Se realiza una nueva categorización de las cuentas, esta vez considerando el valor de ENS según el tipo de tarifa, que varía dependiendo del mes en que ocurrieron las interrupciones, como se muestra en la Tabla I. Posteriormente, se calcula la energía anual (EA) por cada cuenta utilizando los consumos registrados en la base de datos de usuarios durante los últimos 12 meses. Este cálculo se realiza en base a la formulación matemática descrita en (1), expresando la energía anual en minutos (525600 minutos) y multiplicándola por el factor de curvas de carga correspondiente a cada categoría tarifaria (ki). Los valores de ki, detallados por horarios en la Tabla III, se asignan de manera ponderada según los rangos horarios que abarcan las interrupciones, considerando también casos especiales en los que las interrupciones cruzan medianoche o se extienden a fechas diferentes.

Para determinar las penalizaciones aplicables a la distribuidora se realizan iteraciones que consideran los transformadores fuera de servicio y sus cuentas asociadas, siempre que la duración de cada interrupción sea mayor a 3 minutos. El cálculo de la penalización por interrupción para cada usuario se obtiene multiplicando el valor de la ENS por la energía no suministrada que exceda los límites permitidos. El resultado del proceso B es un archivo denominado “Multa_Setas.xlsx”, que contiene información detallada sobre los transformadores (setas) fuera de servicio, las cuentas asociadas a dichos transformadores, la categoría tarifaria de cada cuenta (incluyendo el factor ki correspondiente), el valor de ENS, las fechas y horarios de inicio y fin de cada interrupción, la ENS calculada y el monto de la penalización atribuible a la distribuidora en beneficio de los usuarios afectados. Finalmente, el proceso B genera un archivo resumen denominado “Multas_por_cuenta.xlsx”, que consolida la sumatoria de todas las multas asociadas a las interrupciones sufridas por los usuarios perjudicados por la falta de servicio (ver Fig.2).

3.4 Comparación de Metodologías

Se realizó un análisis correspondiente a un semestre, durante el cual se recopilaron los datos relacionados con transformadores fuera de servicio, incluyendo el código del transformador correspondiente, la fecha y hora de inicio de la interrupción, y la fecha y hora de reposición del servicio. Tras aplicar el proceso A de filtrado, se determinó que el 56.12% de las cuentas de usuario cumplen con los límites de frecuencia y duración de interrupciones establecidos por la normativa vigente. En consecuencia, este porcentaje no genera un crédito a favor en la facturación de energía futura. Sin embargo, el 43.88% de las cuentas restantes exceden dichos límites, lo que conlleva penalizaciones económicas para la empresa distribuidora por la energía no suministrada. La Fig. 3 presenta un gráfico comparativo entre las dos metodologías utilizadas para calcular dichas penalizaciones: la metodología actual (Etapa I), empleada por la distribuidora, y la metodología propuesta (Etapa II), basada en la herramienta de cálculo desarrollada en este estudio. Esta comparación permite destacar las ventajas de la metodología propuesta en términos de precisión y reducción de costos asociados a las penalizaciones.

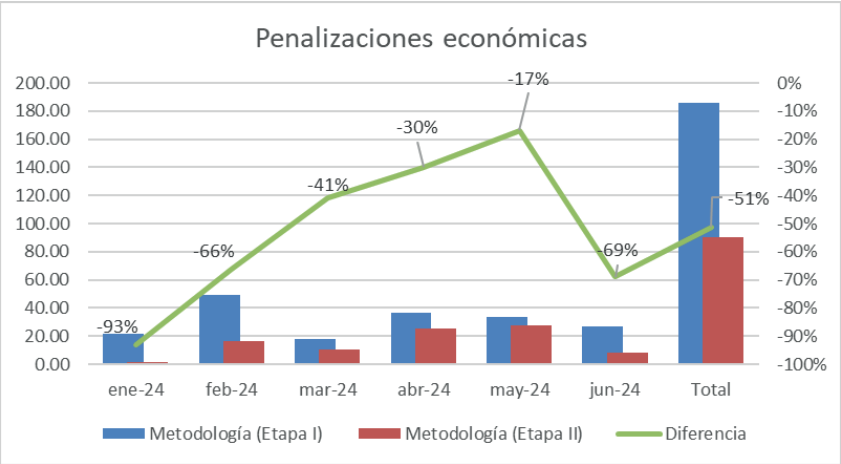


Fig. 3 Gráfica comparativa de penalizaciones mediante metodologías de cálculo distintas.

Con el fin de preservar la privacidad de la información sensible asociada a la empresa distribuidora, los valores presentados en el gráfico han sido representados de forma normalizada, omitiendo las unidades monetarias. Este enfoque permite centrar la atención en la comparación proporcional entre ambas metodologías de cálculo, resaltando de manera clara las diferencias en las penalizaciones económicas sin comprometer datos específicos. Es importante destacar que los valores de penalización se redujeron de manera significativa al utilizar la herramienta de cálculo desarrollada en este trabajo. Esta herramienta incorpora factores adicionales, como los consumos de energía y las curvas de carga de los usuarios, diferenciados por categorías (residencial, comercial, industrial, entre otros), lo que permite una estimación más precisa de las penalizaciones económicas. Durante el semestre analizado, se observó una reducción global de las penalizaciones del 51% en comparación con la metodología tradicional (ver Fig. 3). Particularmente, los meses de enero y junio registraron las mayores disminuciones, alcanzando reducciones del 93% y 69%, respectivamente. Estos resultados evidencian la efectividad de la metodología propuesta para mejorar la precisión en los cálculos y minimizar las penalizaciones económicas asociadas al servicio no suministrado.

4 CONCLUSIONES

En este estudio se desarrolló una herramienta de cálculo en Python para evaluar y comparar las penalizaciones económicas derivadas del servicio eléctrico no suministrado, conforme a la metodología de cálculo establecida en la Etapa II de la normativa vigente. La incorporación de factores adicionales, como los patrones de consumo energético y las curvas de carga diferenciadas por categorías de usuarios, permitió estimar las penalizaciones de manera más precisa. Los resultados evidenciaron una reducción significativa en los valores de sanción económica en comparación con la Etapa I. La herramienta destaca por su capacidad para mejorar la precisión en los cálculos, disminuir los costos asociados y demostrar su efectividad a lo largo de diferentes periodos del semestre analizado. Además, su implementación resalta la capacidad de identificar y reducir las penalizaciones económicas de forma consistente al comparar ambas etapas de la metodología.
En términos generales, esta herramienta facilita la transición entre etapas normativas, simplificando el cálculo de las penalizaciones económicas. Su aplicación tiene el potencial de mejorar el análisis y la toma de decisiones en la gestión del servicio eléctrico, contribuyendo a una administración más eficiente de las interrupciones y sus implicaciones económicas.

5 REFERENCIAS

[1] A. Levy, J. C. “Calidad y confiabilidad de los servicios eléctricos en América Latina,” *Banco Interamericano de Desarrollo (BID),* pp. 13-20, 2020.

[2] David Acosta, D. A. “Desafíos y Perfeccionamientos Regulatorios de la Distribución Eléctrica para la Transición Enérgetica Latinoamericana,” *Asociación de Distribuidoras de Energía Eléctrica Latinoamericanas (ADELAT),* pp. 7-11, 2023.

[3] Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua. “Informe de Calidad de Servicio de Distribución de Energía Eléctrica,” pp. 1-6, 2023.

[4] Ente Provincial Regulador de la Electricidad (EPRE). “Calidad del Producto y Servicio Técnico (Contrato de Concesión),” Anexo III, pp. 10-12, 18-20.

[5] Ente Provincial Regulador de la Electricidad (EPRE). “Resolución N°156 Base Metodológica para el Control de Calidad del Servicio Técnico,” Anexo VI, pp. 61-70, Feb 2021.

Comité de Estúdios C1 - Desarrollo de sistemas eléctricos y economía

HERRAMIENTA DE CÓDIGO ABIERTO PARA EL CÁLCULO DE CONFIABILIDAD EN REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN

M.E. FERNÁNDEZ[a,*]
[a]Instituto de Energía Eléctrica
IEE – UNSJ – CONICET
Argentina
mfernandez@iee-unsjconicet.org

G.F. GIZZI[a]
ggizzi@iee-unsjconicet.org

M.F. JURADO[a]
mjurado@iee-unsjconicet.org

M.E. SAMPER[a]
msamper@iee-unsjconicet.org

Resumen *– Calcular la confiabilidad de una red eléctrica es fundamental porque permite garantizar un suministro continuo y seguro de energía a los usuarios. Al evaluar la confiabilidad, se pueden identificar las áreas vulnerables de una red, prever fallas y planificar adecuadamente las intervenciones necesarias para minimizar interrupciones en el servicio. En este sentido, los índices de confiabilidad SAIDI (System Average Interruption Duration Index), SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) y ENS (Energy Not Supplied), proporcionan métricas clave para que las empresas de distribución optimicen sus sistemas, mejoren su desempeño y eviten sanciones regulatorias, que pueden ocurrir si el suministro eléctrico no cumple con los estándares de calidad establecidos. En este sentido, en este trabajo se presenta el desarrollo de una herramienta computacional open source que calcula los índices de confiabilidad SAIDI, SAIFI y ENS en redes eléctricas de distribución. El análisis incluye la consideración de puntos de transferencia de carga (open points), la incorporación de elementos de protección y maniobra, y su comportamiento ante fallas. Además, considerando la alta complejidad computacional que se pueda presentar en redes reales (grandes, más de mil nodos), se implementa programación paralela para reducir los tiempos de cálculo. Finalmente, con el propósito de validar y probar la robustez y escalabilidad de la herramienta desarrollada, se presentan dos casos de estudio: el sistema de prueba de 13 nodos de la IEEE modificado y un sistema de prueba real de 89 nodos localizado en la Provincia de San Juan, Argentina. Los resultados demuestran que la herramienta ofrece resultados consistentes en todos los escenarios evaluados, y se observa una reducción en los tiempos de cómputo al incorporar programación paralela*

Palabras clave: Calidad del servicio – Confiabilidad – Sistema eléctrico de distribución – Análisis de fallas – Interrupciones del suministro – Restauración del sistema – SAIDI – SAIFI

1 INTRODUCCIÓN

En los últimos años, los sistemas eléctricos han experimentado un aumento significativo en cuanto a la integración de recursos energéticos distribuidos (DER). Principalmente, las redes de distribución de energía eléctrica y los consumidores finales son los más afectados por esta innovación. Cambiando de esta manera el entorno bien consolidado de los sistemas de distribución tradicionales y comenzando una transición paulatina hacia las redes inteligentes, también denominadas como redes activas de distribución. En consecuencia, este nuevo escenario conlleva desafíos principalmente técnicos y operativos en la distribución de energía eléctrica, ya que aumentarán las incertidumbres del sistema, el riesgo de contingencias, así como una degradación en la

calidad del servicio, seguridad y eficiencia del sistema. Por lo tanto, la complejidad de los diversos aspectos mencionados, junto con los exigentes requerimientos de calidad cada vez mayores por parte de los usuarios, obliga a las empresas de distribución a implementar nuevas herramientas computacionales y metodologías robustas de planificación y operación que garanticen un desempeño adecuado de las redes de distribución [1]. Entre los requisitos fundamentales para asegurar un funcionamiento eficiente de las redes de distribución, se incluyen: la seguridad en el suministro, la calidad adecuada del servicio (tanto en términos de servicio como de producto técnico), la provisión de energía al menor costo posible, y la preservación de los recursos naturales y del medio ambiente [2]. En particular, este trabajo se centra en el análisis de la calidad del servicio técnico (confiabilidad), específicamente en lo que respecta a la continuidad del suministro eléctrico. La confiabilidad en los sistemas eléctricos de distribución se mide a través de parámetros que evalúan la continuidad y calidad del suministro eléctrico. Estos índices permiten cuantificar la duración, frecuencia y magnitud de las interrupciones del servicio, proporcionando una base sólida para evaluar el desempeño del sistema.

Para analizar la confiabilidad en los sistemas eléctricos de distribución, se emplean indicadores ampliamente reconocidos que evalúan el desempeño del sistema en términos de la continuidad del suministro [3]:

- **SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*)**: Representa la duración promedio de las interrupciones del servicio por cliente en un periodo determinado. Se expresa en [horas/año] y es clave para evaluar el tiempo total en el que los usuarios se ven privados del suministro eléctrico.
- **SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*)**: Indica la frecuencia promedio de interrupciones experimentada por los usuarios en un periodo específico. Este índice mide la cantidad de veces que un cliente, en promedio, se queda sin servicio durante el año [interrupciones/año].
- **ENS (*Energy Not Supplied*)**: Calcula la cantidad de energía no suministrada debido a interrupciones en el sistema. Este indicador cuantifica el impacto económico de las interrupciones sobre los consumidores y las empresas distribuidoras.

En este contexto, los aparatos de protección y/o maniobras (APM) desempeñan un papel fundamental. Equipos como seccionadores, interruptores, fusibles y reconectadores son clave para gestionar el flujo de energía, aislar fallas y minimizar su impacto sobre los usuarios. Incrementar la cantidad de APM y optimizar la ubicación de estos dispositivos contribuye significativamente a mejorar la confiabilidad del sistema, ya que permite acortar los tiempos de interrupción, reducir áreas afectadas por contingencias y garantizar una mayor flexibilidad operativa. Asimismo, la presencia de puntos de transferencia de carga (*open points*), que son conexiones no energizadas estratégicamente colocadas, facilita la reconfiguración de la red, permitiendo desviar la energía en caso de interrupciones y asegurar la continuidad del suministro en el menor tiempo posible.

El método utilizado en este trabajo se basa en la técnica “Modos Falla y Análisis Efectos” (FMEA - *Failure Mode and Effect Analysis*), mediante la construcción de matrices de estado, matriz de fallas, matriz de tiempo restauración y matriz de indisponibilidad [4], [5]. Estas matrices modelan las conexiones de la red, las posibles contingencias y las repercusiones que generan, permitiendo simular diversas condiciones operativas. A partir de este enfoque, se pueden calcular los índices de confiabilidad mencionados y evaluar escenarios de mejora.

El análisis de confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución, especialmente en redes grandes, enfrenta desafíos importantes debido a la elevada complejidad computacional asociada a la generación y análisis de las matrices de estado. Estas matrices modelan las posibles configuraciones y contingencias de la red, lo que implica un crecimiento exponencial de las combinaciones a medida que aumenta el tamaño del sistema. Este proceso puede resultar considerablemente lento y demandante en términos de recursos computacionales [5].

Para abordar esta limitación, se implementó el uso de técnicas de computación paralela aprovechando la librería Multiprocessing de Python, que permite ejecutar tareas en paralelo distribuyendo la carga de trabajo entre múltiples núcleos del procesador. Este enfoque reduce drásticamente los tiempos de cálculo, haciendo viable el análisis en redes de gran escala.

Adicionalmente, se utilizaron las librerías Networkx y Pandas, dos herramientas fundamentales en este contexto. La librería Networkx resultó crucial para modelar y analizar las redes eléctricas en términos de grafos, proporcionando funcionalidades avanzadas para manejar nodos, ramas y sus conexiones, lo que facilita el desarrollo de algoritmos de confiabilidad. Por otro lado, la librería Pandas permitió gestionar y manipular datos asociados a configuraciones y parámetros de la red de forma eficiente, mediante estructuras como DataFrames, que facilitan la indexación y el procesamiento masivo de información. La elección de herramientas open source, como Python, no solo ofrece flexibilidad para desarrollar soluciones personalizadas, sino también acceso a una comunidad activa que contribuye con librerías robustas, documentadas y continuamente mejoradas. Esto permite optimizar recursos, evitar licencias costosas y fomentar la reproducibilidad de sus métodos. En resumen, la combinación de computación paralela y herramientas de

código abierto proporciona una solución eficiente y accesible para manejar la complejidad del análisis de confiabilidad en redes de distribución de gran tamaño, asegurando resultados precisos en tiempos razonables. Por lo expuesto, en este trabajo se desarrollará una herramienta computacional de código abierto que permita calcular de manera eficiente los índices de confiabilidad SAIDI, SAIFI y ENS en redes de distribución eléctrica. Para ello, se consideran tanto *open points,* como los diferentes indicadores que caracterizan los elementos de la red cuando presentan falla. Además, el análisis incluye diferentes escenarios que evalúan la capacidad de restauración de la red (bajo diferentes configuraciones), junto con un estudio de los tiempos de cálculo debido al uso de programación paralela, que garanticen su aplicabilidad en redes reales.
Cabe mencionar que, esta herramienta forma parte de una Plataforma de Aplicaciones para Redes Inteligentes: OpenREiD. Esta plataforma, desarrollada por el Grupo de I+D+i de Redes Inteligentes (REiD) y el Laboratorio Analizador y Simulador de Redes Inteligentes (LASRI), ambos pertenecientes al Instituto de Energía Eléctrica (IEE), UNSJ-CONICET, integra diversas metodologías y herramientas computacionales diseñadas para analizar y mejorar el desempeño operativo de los sistemas de distribución [6].

2 METODOLOGÍA DEL CÁLCULO DE CONFIABILIDAD

El marco general de la metodología propuesta se sintetiza en el diagrama de bloques que se presenta en la Fig. 1. En este diagrama puede apreciarse que, a partir de los datos de una red eléctrica, principalmente, la información de la topología de la red y las características de los elementos relacionados con la confiabilidad, los cuales se ingresan en formato típico de planilla de cálculo. A partir de estos datos, se construyen las siguientes matrices: Matriz de Estados de los Elementos ante Fallas (MEEF), Matriz de Tiempos de Restauración (MTR), Matriz de Tasas de Falla (MTF) y Matriz de Indisponibilidad (MDI). Una vez formadas las matrices, se realizan los cálculos para obtener los resultados de SAIDI, SAIFI, ENS para el caso en análisis. En las siguientes secciones, se proporciona más detalle sobre cada uno de los componentes de la metodología.

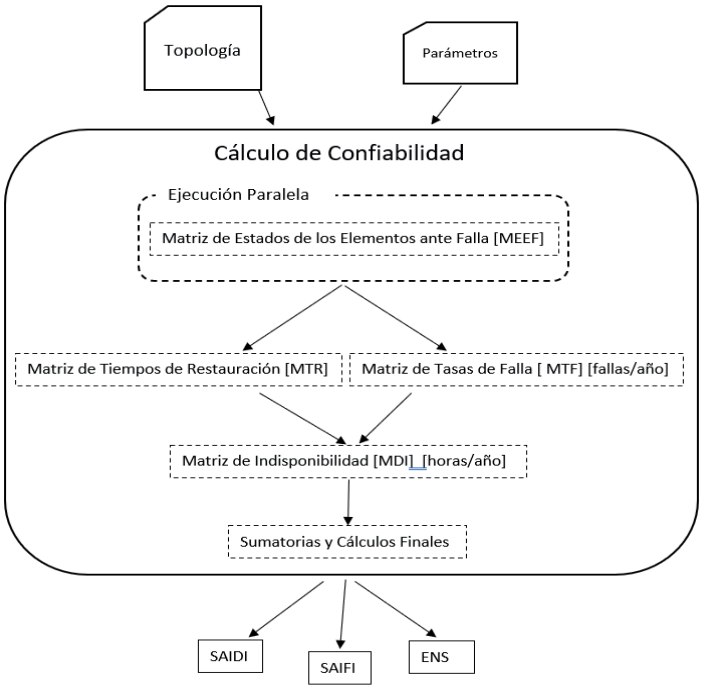


Fig. 1. Metodología del cálculo de confiabilidad para redes eléctricas de distribución

2.1 Modelado de Matrices

Las matrices son herramientas fundamentales para modelar el comportamiento del sistema frente a distintas condiciones operativas y contingencias. Permiten la representación de la estructura de la red, las relaciones entre sus componentes y los estados posibles de funcionamiento. Las principales matrices son:
Matriz de estados: Representa todas las configuraciones posibles de la red, considerando la conexión o desconexión de elementos como líneas y transformadores. Sirve para modelar los escenarios que pueden ocurrir en el sistema bajo distintas condiciones operativas o fallas. Cada elemento de red tendrá un

comportamiento dado ante una falla en sí mismo o en otro elemento de la red. Este comportamiento define el estado de los elementos ante una falla:

- ✓ **Normal (N):** el estado de un tramo "j" se define como normal, cuando su operación no se ve afectada por falla en otro elemento "i" del mismo alimentador
- ✓ **Irrestablecible (I):** son tramos irrestablecibles aquellos que sufren la falla en sí mismos y todos aquellos que no pueden ser transferidos a otra fuente de alimentación
- ✓ **Restablecible (R):** el estado de un tramo "j" se define como restablecible, cuando su servicio puede volver a la normalidad antes de reparar el elemento "i" fallado en el mismo alimentador, aislando "i" mediante un APM
- ✓ **Transferible (T):** un tramo "j" será transferible cuando exista alguna alternativa para re-energizarlo, transfiriendo carga a alimentadores vecinos, antes de reparar el elemento "i" en falla del mismo alimentador que "j"

Matriz de Tasas fallas: Contiene la información sobre la probabilidad de ocurrencia de fallas en los diferentes componentes de la red. Esta matriz es crucial para evaluar el impacto potencial de las interrupciones y diseñar estrategias para mitigarlas.

- ✓ Si [MEEF]ij == N ➔ [MTF]ij = 0
- ✓ Si no [MTF]ij = longitud tramo * Tasa de fallas λ

Matriz de tiempos de restauración: Contiene los tiempos estimados para restaurar el servicio en cada componente después de una falla. Permite evaluar cuánto tarda la red en volver a operar bajo condiciones normales.

- ✓ **Tiempo de restauración Tr:** tiempo total de interrupción de un elemento fallado.
  - o Si [MEEF]ij == I ➔ [MTR]ij = Tr
- ✓ **Tiempo de switching Ts:** tiempo para realizar maniobras en propio alimentador elemento fallado, necesarias para aislar falla y restablecer servicio a tramos donde sea posible.
  - o Si [MEEF]ij == R ➔ [MTR]ij = Ts
- ✓ **Tiempo de transferencia Tt:** tiempo para realizar maniobras necesarias para transferir carga a alimentadores vecinos, y restablecer el servicio a tramos donde sea posible.
  - o Si [MEEF]ij == T ➔ [MTR]ij = Tt

Matriz de indisponibilidad: Representa la duración total de interrupción de cada componente de la red. Contribuye al análisis de la continuidad del servicio y se utiliza directamente en la evaluación de índices como la ENS. Sus valores se obtienen de multiplicar elemento a elemento la Matriz de tiempos de restauración con la Matriz de fallas.

- ✓ $[MDI]ij=[MTR]ij \times [MTF]ij$

2.2 Implementación de la Programación Paralela para el Cálculo de Confiabilidad

En el análisis de confiabilidad, se observó que la generación de la MEEF era la parte más demandante en términos de tiempo computacional. Esta matriz representa todas las posibles configuraciones del sistema bajo diferentes escenarios de falla, lo que implica calcular múltiples combinaciones y evaluar su impacto sobre el desempeño de la red. En el análisis detallado del algoritmo se evidenció que este proceso incluía bucles "for" anidados que iteraban sobre los componentes y escenarios de la red para generar las filas de la matriz. Cada iteración involucraba el uso intensivo de la función *Dijkstra*, proporcionada por la librería Networkx, para calcular las rutas más cortas en el grafo que representa la red. La estructura del algoritmo indicaba que estas iteraciones, correspondientes al cálculo de cada fila de la matriz de estados, eran independientes entre sí. Lo que permitió paralelizar esta parte del proceso, dado que no existían dependencias entre las diferentes filas.

Para implementar la paralelización, se utilizó la librería Multiprocessing de Python, que permite ejecutar tareas simultáneamente en múltiples núcleos del procesador. La Fig. 2 muestra cómo cada núcleo calculó un subconjunto de filas de la matriz de estados, distribuyendo eficientemente la carga de trabajo. Esta estrategia optimizó el tiempo de procesamiento, permitiendo el análisis de redes de gran tamaño y complejidad.

Además, la división del cálculo en paralelo fue complementada con un manejo cuidadoso de los recursos, como la sincronización de procesos y el uso de estructuras compartidas de datos cuando fue necesario, garantizando la integridad de los resultados y el correcto ensamblado de la matriz completa al finalizar el proceso.

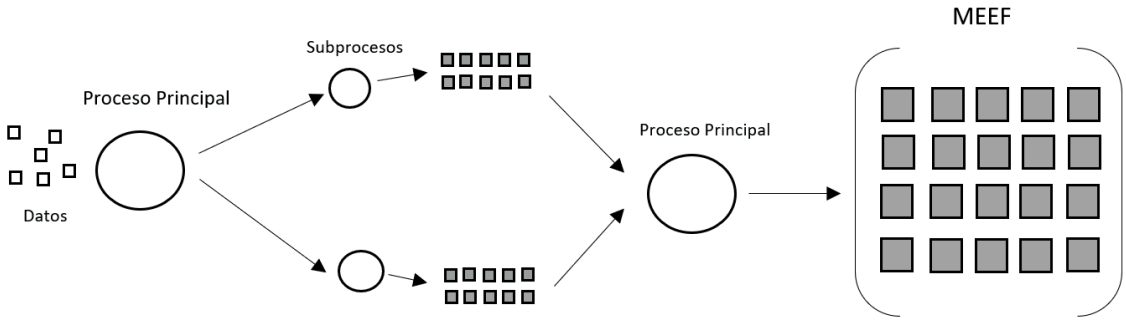


Fig. 2. Diagrama de paralelización de la Matriz de estados de los elementos ante fallas

3 CASOS DE ESTUDIO

Con el fin de evaluar la validez de la metodología propuesta, se utilizó un sistema de prueba IEEE 13 nodos modificado (Sistema de Prueba I) y un sistema de prueba real de 89 nodos ubicado en la provincia de San Juan, Argentina, que forma parte de la Red Eléctrica Inteligente Caucete (REIC) (Sistema de Prueba II).

3.1 Sistema de Prueba I: Sistema IEEE 13 nodos

En la Fig. 3 se muestra el diagrama unifilar del Sistema de Prueba I, junto con los casos de estudio evaluados. Los datos principales del sistema están disponibles en [6].

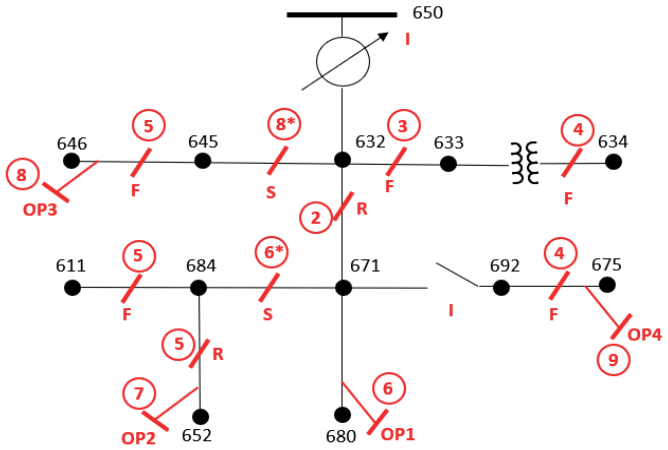


Fig. 3 Diagrama unifilar - Sistema de Prueba I

3.1.1 Escenarios considerados

A continuación, se describen los escenarios analizados para evaluar la metodología de confiabilidad propuesta.
Caso 1: Es el escenario base con dos Interruptores, el Principal conectado en 650 y otro entre los nodos 671-692.
Caso 2: Se agrega un reconectador entre los nodos 632-671.
Caso 3: Se agrega un Fusible entre los nodos 632-633.
Caso 4: Se agrega un Fusible entre los nodos 692-675 y otro Fusible entre nodos 633-634.
Caso 5: Se agrega un Fusible entre los nodos 645-646, otro Fusible en 611-684, y un reconectador en 684-652.
Caso 6: Se agrega un *open point* entre los nodos 671-680.
Caso 6*: Se agrega un seccionador entre los nodos 671-684.
Caso 7: Se agrega un *open point* entre los nodos 684-652.
Caso 8: Se agrega un *open point* entre los nodos 646-645.
Caso 8*: Se agrega un seccionador entre los nodos 645-632.
Caso 9: Se agrega un *open point* entre los nodos 692-675.

3.1.2 Resultados

Un aspecto clave a destacar es que los resultados obtenidos con la herramienta desarrollada en Python no solo optimizan los cálculos mediante técnicas computacionales avanzadas, sino que también han sido validados exhaustivamente mediante un procedimiento manual en planillas de cálculo. La comparación entre ambos métodos confirmó que los valores calculados por el programa son consistentes y precisos, mostrando una coincidencia exacta con los obtenidos manualmente. Esto refuerza la confiabilidad de la herramienta como una solución eficaz para el análisis de redes eléctricas complejas, reduciendo significativamente los tiempos de procesamiento y minimizando errores humanos.
Por otro lado, como parte del análisis, se buscó confirmar que la adición de aparatos de protección y/o maniobras (APM), los cuales no deberían provocar una mejora significativa en los índices, efectivamente no lo hicieran, tanto en la herramienta desarrollada como en los cálculos manuales. Asimismo, a partir del Caso 5, se observa que los valores alcanzan una convergencia debido a las limitaciones de optimización del sistema. La Fig. 4 presenta un resumen de los valores obtenidos de los índices de confiabilidad SAIFI, SAIDI y ENS para todos los escenarios analizados.
Finalmente, en lo que respecta a los tiempos de ejecución, en el "caso 9" la ejecución monoproceso tomó 2 segundos, mientras que la ejecución paralela (con 8 procesos) requirió 5 segundos. Este resultado era previsible, ya que, al tratarse de un proceso tan breve, el tiempo adicional necesario para dividir la matriz, crear los procesos y sincronizar los resultados genera una sobrecarga que, en este caso, termina afectando negativamente el rendimiento.

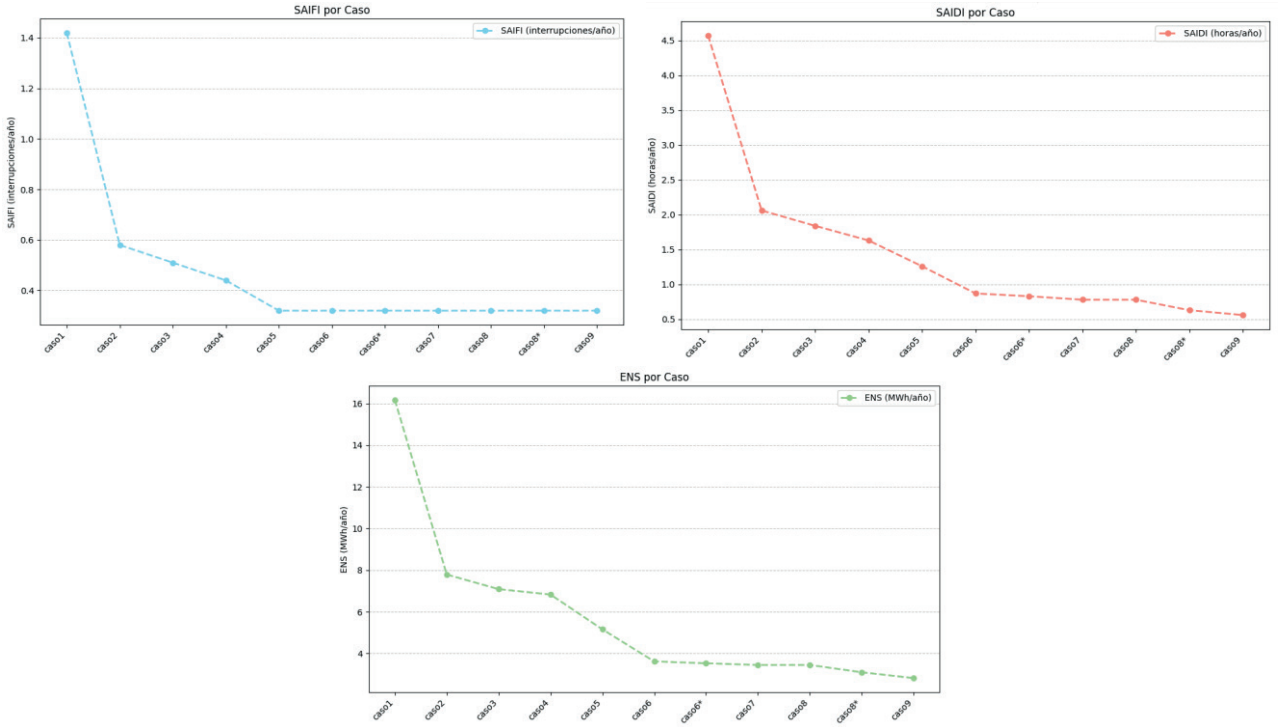


Fig. 4: Resultados índices de confiabilidad SAIFI, SAIDI y ENS - Sistema de Prueba I

3.2 Sistema de Prueba II: Sistema REIC 89 nodos

El Sistema de Prueba II (ver Fig. 5) corresponde a una red eléctrica real compuesta por 89 nodos, ubicado en la provincia de San Juan, Argentina [6], [7]. Su aplicación tiene como objetivo evaluar el rendimiento del algoritmo desarrollado en un entorno de mayor complejidad y tamaño, garantizando que las condiciones de prueba sean representativas de escenarios reales. De igual manera, en la Fig. 5 se muestran los casos de estudio evaluados.

3.2.1 Escenarios considerados

Para analizar el comportamiento de la red y evaluar la efectividad de la metodología propuesta, se plantearon diferentes escenarios que simulan diversas configuraciones operativas y topológicas del sistema de prueba. Cada caso representa modificaciones específicas en los dispositivos de protección y maniobra, así como en la

estructura de la red, con el objetivo de reflejar situaciones realistas que podrían ocurrir en los sistemas de distribución. A continuación, se describen los escenarios considerados:
Caso 1: Es el escenario base solo con el Interruptor Principal conectado al nodo 3.
Caso 2: Se agregan 3 seccionadores, entre nodos 21 y 24, entre nodos 21 y 23, entre nodos 31 y 6.
Caso 3: Se cambia el seccionador entre nodos 21 y 24 por un fusible, se cambia el seccionador entre nodos 31 y 6 por un fusible, se agregan otros 7 fusibles entre: nodos 23-80, 48-65,72-73,56-55,59-96,61-60,103-40.
Caso4: Se cambia el seccionador entre nodos 21-23 por un reconectador.
Caso5: Se cambia el seccionador entre nodos 31-6 por un reconectador.
Caso6: Se agrega un seccionador entre nodos 29-31, se agrega un OP conectado al nodo 35.
Caso7: Se agrega un seccionador entre nodos 20-21, se agrega un OP conectado al nodo 5.
Caso8: Se agrega un OP conectado al nodo 64.

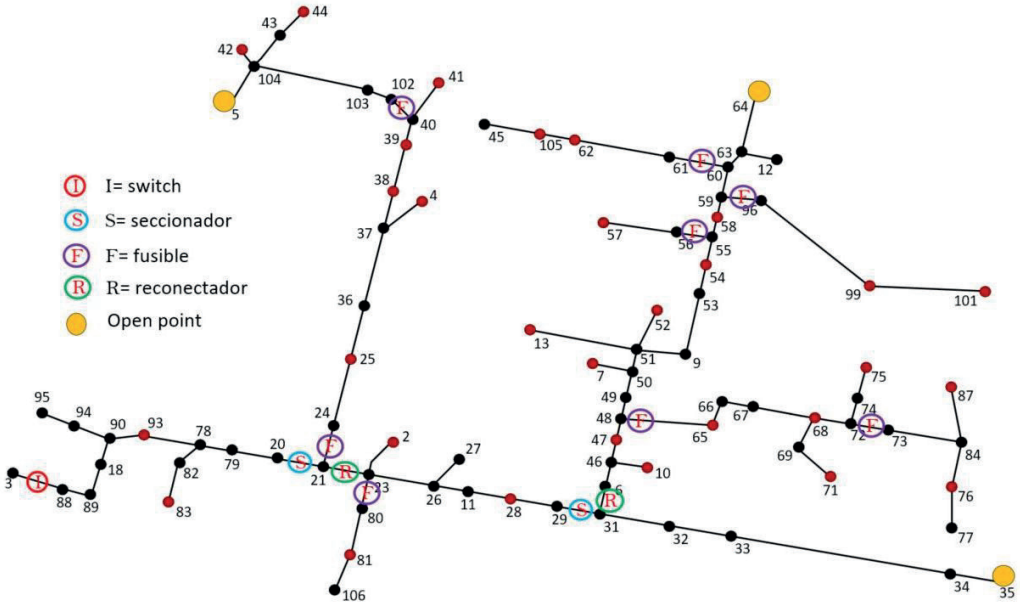


Fig. 5 Diagrama unifilar - Sistema de Prueba II

3.2.2 Resultados

Los resultados obtenidos reflejan una mejora progresiva en los índices de confiabilidad SAIFI, SAIDI y ENS a medida que se implementan los cambios en los escenarios o casos de estudio (ver Fig. 6). En el caso base "Caso 1" los valores de SAIFI, SAIDI y ENS son de 4.99, 14.97 y 54.02, respectivamente. Con la incorporación de dispositivos como seccionadores, fusibles, reconectadores y *open point* (OP), los índices mejoran significativamente. Por ejemplo, en el Caso 8, los valores se reducen a 1.15, 2.2 y 7.65, respectivamente, indicando una disminución sustancial de la duración y frecuencia de interrupciones, así como de la energía no suministrada. Esto demuestra la efectividad de las modificaciones propuestas para aumentar la confiabilidad del sistema eléctrico.
En cuanto a los tiempos de ejecución en este caso de estudio, para el "caso 8" la ejecución monoproceso tardó 16 segundos, mientras que la ejecución en paralelo redujo este tiempo a 7 segundos. Aunque 16 segundos no representan un tiempo considerable para una red de 89 nodos, este resultado demuestra la efectividad de la paralelización al reducir significativamente los tiempos de cálculo. En el caso de redes de mayor tamaño, donde los tiempos de procesamiento aumentan de manera significativa, la utilización de la paralelización se vuelve no solo beneficiosa, sino indispensable.

4 CONCLUSIONES

Este trabajo ha demostrado la importancia y viabilidad de emplear herramientas computacionales avanzadas para evaluar y optimizar la confiabilidad de sistemas eléctricos de distribución. A través del desarrollo e implementación de una metodología que calcula índices clave como SAIDI, SAIFI y ENS, se validó tanto la precisión de los resultados obtenidos como la eficiencia en términos de tiempo de cálculo, particularmente al incorporar programación paralela.

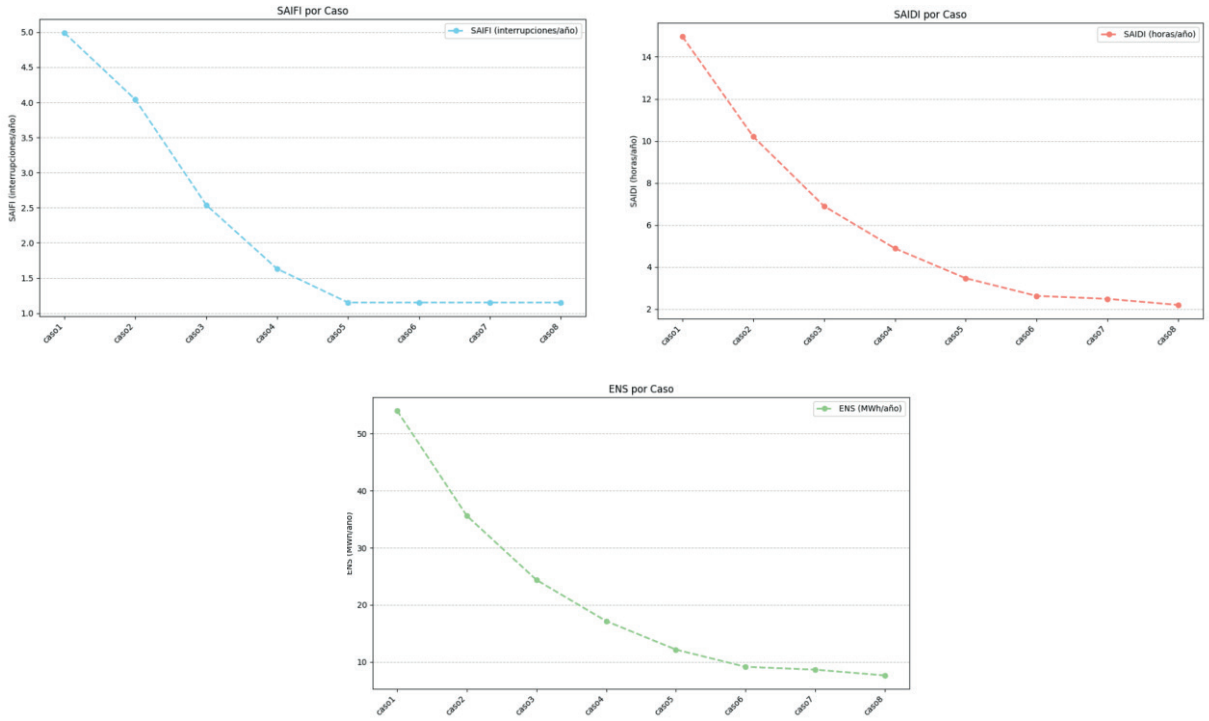


Fig. 6: Resultados índices de confiabilidad SAIFI, SAIDI y ENS - Sistema de Prueba II

Los dos casos de estudio seleccionados, un sistema de prueba de la IEEE modificado de 13 nodos y una red real de 89 nodos, destacaron la versatilidad, robustez y escalabilidad de la metodología desarrollada, proporcionando resultados consistentes en escenarios de distinta complejidad. Las mejoras significativas observadas en los índices de confiabilidad al incorporar dispositivos de protección y/o maniobras resaltan cómo estas configuraciones fortalecen la capacidad del sistema ante fallas, garantizando un suministro eléctrico más seguro y continuo.

En términos de tiempos de ejecución, la implementación de programación paralela demostró ser una estrategia efectiva, especialmente en redes más grandes, donde los cálculos secuenciales se vuelven imprácticos debido a la alta demanda computacional. Los resultados obtenidos enfatizan que la paralelización no solo acelera los cálculos, sino que será indispensable para el análisis eficiente de redes reales con miles de nodos.

Por último, la herramienta desarrollada no solo representa un avance en el análisis de confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución, sino que también sienta las bases para futuras mejoras y adaptaciones a redes de mayor complejidad, alineándose con las necesidades actuales de los sistemas eléctricos inteligentes.

5 CITAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] M. Jurado, M. Samper, R. Rosés et al, “Day-Ahead Operational Planning for DisCos Based on Demand Response Flexibility and Volt/Var Control,” *Energies*, Oct. 2023, doi: 10.3390/en16207045.

[2] H. Majidi *et al.*, “Overview of energy modeling requirements and tools for future smart energy systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, Apr. 2025, doi: 10.1016/j.rser.2025.115367.

[3] P. S. Meera and S. Hemamalini, “Reliability assessment and enhancement of distribution networks integrated with renewable distributed generators: A review,” *Sustain. Energy Technol. Assessments*, Dec. 2022, doi: 10.1016/j.seta.2022.102812.

[4] J. Huang, J.-X. You, H.-C. Liu, and M.-S. Song, “Failure mode and effect analysis improvement: A systematic literature review and future research agenda,” *Reliab. Eng. Syst. Saf.*, Jul. 2020, doi: 10.1016/j.ress.2020.106885.

[5] B. Chitumodhu and G. Pilly, “Reliability evaluation of radial distribution system considering common mode failures and different weather effects,” *e-Prime - Adv. Electr. Eng. Electron. Energy*, Mar. 2024, doi: 10.1016/j.prime.2023.100394.

[6] “Open-source projects and the research data repository of the Institute of Electrical Energy (IEE-UNSJ). Available:” https://sourceforge.net/projects/openconfidist/ (accessed Nov. 01, 2024).

[7] IEE - Institute of Electric Energy, “Caucete Smart Grid Project.” https://iee-unsjconicet.org/reid/ (accessed Nov. 08, 2024).

Comitê de Estudos C1 - Desenvolvimento de sistemas elétricos e economia

CONTRIBUIÇÃO DAS RENOVÁVEIS VARIÁVEIS NA POTÊNCIA FIRME: ESTUDOS DE CASO DE CONFIABILIDADE NO SISTEMA MEXICANO

D. H. COSTA*
PSR
Brasil

G. R. CUNHA
PSR
Brasil

W. S. MORAIS
PSR
Brasil

Resumo *– O planejamento de sistemas elétricos enfrenta desafios crescentes devido ao compromisso global de redução das emissões de gases de efeito estufa e à rápida integração de fontes renováveis intermitentes, como solar e eólica, que aumentam a variabilidade na geração e exigem soluções para garantir confiabilidade aos sistemas. Diante disso, este trabalho propõe uma metodologia iterativa que combina a otimização da expansão da geração com análises de confiabilidade, aplicada ao sistema elétrico mexicano em 2050. A metodologia proposta considera incertezas, como flutuações na demanda e na geração renovável, avaliando e quantificando a potência firme necessária para atender aos critérios de confiabilidade do país. Após a aplicação da metodologia, os resultados oferecem subsídios para um planejamento energético robusto e confiável, além de estimar a contribuição de potência firme das renováveis variáveis no sistema.*

Palavras-chave: Confiabilidade – Potência firme – Loss of Load Probability – Potência Não Suprida – Renováveis variáveis.

1 INTRODUÇÃO

O planejamento de sistemas elétricos enfrenta desafios crescentes, impulsionados pelo compromisso global de reduzir as emissões de gases de efeito estufa. A rápida integração de fontes renováveis intermitentes, como solar e eólica, aumenta a variabilidade na geração, exigindo soluções que assegurem a confiabilidade e a eficiência do sistema. Nesse contexto, as métricas de confiabilidade desempenham um papel crucial na definição da expansão da geração e na projeção das necessidades futuras de potência, especialmente em sistemas com alta penetração de renováveis.

Este estudo adota uma abordagem técnica abrangente, integrando a utilização do modelo de otimização para a expansão da geração (Optgen) junto ao modelo de análise de confiabilidade (CORAL), com o objetivo de avaliar e aprimorar o desempenho do sistema elétrico mexicano com uma premissa de crescente participação de fontes renováveis. A metodologia proposta combina a expansão da geração com restrições de energia e potência firme, buscando minimizar os custos de investimento e operação ao longo do horizonte de planejamento até 2050.

O trabalho destaca que uma abordagem simplificada para o problema de planejamento pode ser insuficiente para atender aos critérios normativos de confiabilidade. Nesse contexto, a metodologia proposta integra o modelo de otimização da expansão da geração ao modelo de análise de confiabilidade, explorando a complementariedade das funcionalidades de ambos. Para as análises de confiabilidade, são realizadas simulações baseadas no método de Monte Carlo, que utiliza a aleatoriedade para explorar amplamente o espaço amostral. Esse processo permite avaliar a capacidade do sistema de lidar com incertezas, como variações na demanda, flutuações na geração renovável e falhas de máquinas síncronas, identificando cenários de déficits de potência.

* Brasil, Rio de Janeiro, Praia de Botafogo 370 / 1º andar - Botafogo – danielcosta@psr-inc.com

Neste estudo, a metodologia é aplicada ao sistema elétrico mexicano, inicialmente considerando uma expansão até 2050 que atende apenas às metas de geração renovável. Em seguida, é realizada uma análise de confiabilidade para estimar os déficits de potência e verificar se as métricas oficiais de confiabilidade definidas no México, como a Loss of Load Probability (LOLP), são atendidas. Caso os valores obtidos excedam os limites regulamentares, a metodologia proposta neste estudo calcula a quantidade de potência firme adicional necessária para corrigir os cenários deficitários e garantir o cumprimento dos critérios de confiabilidade. Esse processo, de caráter iterativo, exige um retorno ao modelo de expansão para reexpandir o sistema, incorporando a nova oferta como uma restrição de potência firme e garantindo sua inclusão na reexpansão.
A abordagem compara dois cenários distintos: o primeiro, denominado Caso Base, considera apenas as metas renováveis até 2050, enquanto o segundo, chamado Estudo de Caso, incorpora, além dessas metas, os critérios de confiabilidade. Os resultados demonstram como a inclusão dos critérios de confiabilidade na expansão do sistema são eficazes, fornecendo subsídios para um planejamento energético mais robusto, além de quantificar e avaliar a contribuição de potência firme das variáveis renováveis no sistema final.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Índices de confiabilidade

A crescente inserção de fontes renováveis nos sistemas elétricos tem sido impulsionada pelo compromisso global de reduzir as emissões de gases de efeito estufa. No entanto, essa transição energética impõe desafios significativos ao planejamento e à operação do sistema, sobretudo no que diz respeito à flexibilidade e confiabilidade. A variabilidade inerente a fontes como solar fotovoltaica e eólica exige soluções que garantam a segurança operativa do sistema. Nesse contexto, as métricas de confiabilidade assumem um papel central na definição da expansão da geração e na projeção das necessidades futuras de potência.
Uma métrica fundamental nesse processo é o Valor Esperado de Carga Não Suprida (Expected Power Not Supplied – EPNS). A indisponibilidade de recursos de geração pode acarretar ao não atendimento de uma parcela da demanda, resultando, assim, em um valor esperado de carga não suprida. Esse índice expressa a expectativa estatística de déficit de potência ao longo do horizonte de estudo, indicando o montante médio de carga que permanecerá sem suprimento. O EPNS é utilizado como um parâmetro essencial na avaliação da confiabilidade do sistema, pois reflete diretamente a capacidade do sistema elétrico de suprir a demanda em diferentes condições operativas e o valor da demanda, em MW, que deixou de ser atendido.
Complementarmente, destaca-se a Probabilidade de Perda de Carga (Loss of Load Probability – LOLP), que quantifica a frequência com que ocorrem cenários deficitários, ou seja, aqueles em que a potência não suprida é maior que zero. A LOLP é definida como a razão entre o número de cenários em que há déficit de potência e o número total de cenários analisados, sendo expressa em percentual. Dessa forma, essa métrica fornece uma estimativa probabilística da chance de o sistema enfrentar condições em que a demanda supera a geração disponível. Sua ampla aplicação internacional, incluindo países como o México, evidencia sua relevância como critério oficial para avaliação da confiabilidade dos sistemas elétricos.

2.2 Potência Firme

No contexto de confiabilidade, a garantia de fornecimento de energia em momentos críticos torna-se ainda mais importante e, assim, surge o conceito de potência firme. A potência firme pode ser entendida como a capacidade do sistema de assegurar o atendimento dos períodos críticos ou de alta demanda. Mostra-se essencial o sistema garantir, não só o atendimento da demanda média ao longo de todo o ano, mas sim dos momentos em que a demanda atinge altos valores. Em se tratando de potência firme das usinas, a potência firme da usina seria o quanto ela poderia garantir de potência, em MW, em períodos críticos ou de alta demanda.
Alguns países da América Latina definem os seus requisitos ou cálculos de potência firme por tecnologia [1]. Um dos países que possuem essa métrica definida é o México, em que a contribuição de potência firme de cada tecnologia está atrelada às 100 horas com menor margem de reserva operativa ou, como é chamado no México, as 100 horas críticas [2]. A ilustração desse período crítico pode ser observada pela Fig. **1**. Nela, estão representados os valores de reserva operativa do sistema para todas as horas do ano de 2023 e os pontos em laranja representam os valores de reserva para as 100 horas críticas do ano de 2023.

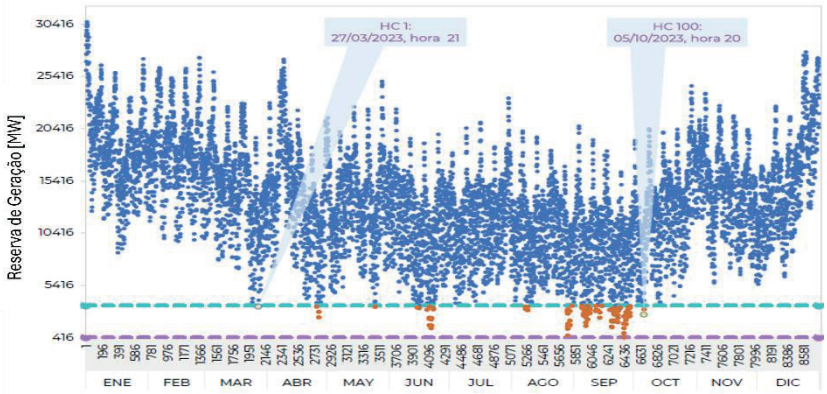


Fig. 1 - Representação das 100 horas críticas no México em 2023. Fonte: [2].

Nesse contexto, para as tecnologias despacháveis não renováveis, como as centrais térmicas, toma-se a capacidade instalada média disponível nessas 100 horas críticas, enquanto para as demais tecnologias renováveis (hidroelétricas, eólicas e solar fotovoltaica), utiliza-se a produção de energia média real dentro dessas 100 horas críticas. Essa métrica é importante, pois consegue-se medir e quantificar a contribuição de cada tecnologia e de cada usina em momentos críticos do sistema.

3 METODOLOGIA

3.1 Metodologia dos modelos utilizados

3.1.1 Modelo de expansão da geração

O problema de planejamento da expansão da geração tem como objetivo minimizar os custos totais do sistema, ou seja, o somatório dos custos de investimento e operação, garantindo o atendimento à demanda ao longo de todo o horizonte de estudo pelo menor custo possível. O modelo utilizado para esta etapa foi o OptGen [3]. Nesse modelo, são utilizadas técnicas de Programação Linear Inteira Mista (PLIM), em que é realizada uma co-otimização, permitindo que os problemas de investimento e de operação sejam resolvidos simultaneamente. A formulação geral desse problema pode ser representada pelo esquema da Fig. **2**.

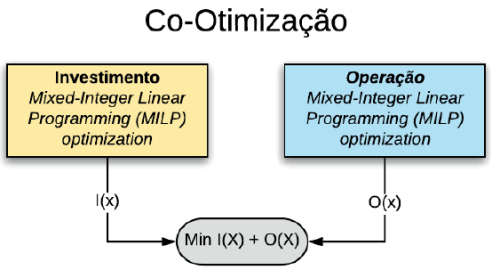


Fig. 2 - Diagrama simplificado do modelo de expansão de sistemas eléctricos. Fonte: [3].

Para essa análise, o modelo de expansão considera a necessidade de atender à demanda em cada ano como uma restrição fundamental. Para isso, avalia-se a estratégia econômica mais eficiente, que envolve a escolha entre operar com as usinas existentes, resultando em custos operacionais mais elevados, ou investir em novas tecnologias, o que implica custos iniciais mais altos, mas possibilita uma redução significativa nos custos operacionais ao longo do tempo**.**

3.1.2 Modelo de análise de confiabilidade

Para o problema de confiabilidade não é realizada uma otimização, mas sim, uma simulação da avaliação das condições do sistema sob contingências. O modelo utilizado para esta etapa foi o CORAL [4]. Esse modelo aplica métodos de simulação baseados no método de Monte Carlo não sequencial, uma técnica baseada em amostragem aleatória que seleciona contingências operacionais para o sorteio de falhas das máquinas do sistema. Esse método permite que o espaço de estados do sistema seja explorado sem considerar a cronologia dos eventos operacionais, o que torna a avaliação mais eficiente.

Nesse modelo são utilizados mecanismos de amostragem estatística aleatória na seleção de contingências, considerando, adicionalmente, processos estocásticos que descrevem as incertezas associadas a variáveis como carga, cenário hidrológico, renovável, entre outros. Com base na hora sorteada, determina-se o valor da demanda para aquela hora, juntamente com a geração renovável (eólica e solar) e a vazão hidrológica. Esse método permite que o modelo explore diferentes combinações: para outro sorteio, pode-se repetir a mesma hora, mas com uma série de geração renovável diferente, ampliando assim o espaço amostral tanto em relação às horas quanto às séries estocásticas de renováveis e hidrológicas.
Além disso, é sorteado o estado de operação das máquinas do sistema (em falha ou em operação) baseado nas taxas de falha de cada máquina. Assim, após realizados todos os sorteios, é feita a avaliação das condições do sistema sob essas determinadas contingências. A partir dessa abordagem, é avaliado se o sistema remanescente, considerando todas as contingências e condições operacionais simuladas, é capaz de atender à demanda para cada instante analisado. Caso o sistema, sob as condições hidrológicas, renováveis e de operação das máquinas específicas da hora considerada, seja suficiente para atender à demanda, não se observa déficit. Caso contrário, caracteriza-se um cenário deficitário.
Por fim, ao término de todas as avaliações, o modelo gera como resultados alguns índices de confiabilidade do sistema, os quais são fundamentais para a caracterização das suas condições operacionais e para a identificação das necessidades futuras de potência.

3.2 Complementariedade entre o modelo de expansão e o de análise de confiabilidade

A interação entre o modelo de otimização da expansão da geração e o modelo de confiabilidade é fundamental para garantir análises completas e robustas no planejamento de sistemas elétricos, visto que uma representação simplificada do problema de planejamento pode ser insuficiente para atender aos critérios normativos de confiabilidade. Nesse contexto, enquanto o modelo de expansão otimiza os custos totais do sistema, definindo quais usinas devem ser construídas para atender à demanda projetada com o menor custo, ele não avalia diretamente a confiabilidade em cenários críticos, como falhas de componentes ou eventos extremos.
Por outro lado, o modelo de confiabilidade, como o CORAL, realiza simulações detalhadas de contingência utilizando o método de Monte Carlo, avaliando a capacidade do sistema de atender à demanda em condições adversas e fornecendo métricas essenciais como a LOLP e a Potência Não Suprida (PNS). A integração desses modelos permite alinhar objetivos econômicos e operacionais com critérios de confiabilidade definidos, aproveitando as funcionalidades de ambos os modelos, criando um papel complementar para os dois modelos utilizados.

3.3 Metodologia iterativa proposta

3.3.1 Esquema geral da metodologia

Uma vez exposta a importância da interação entre os dois modelos, pode-se fazer um esquema ilustrativo da metodologia proposta para este estudo visto na Fig. **3**.

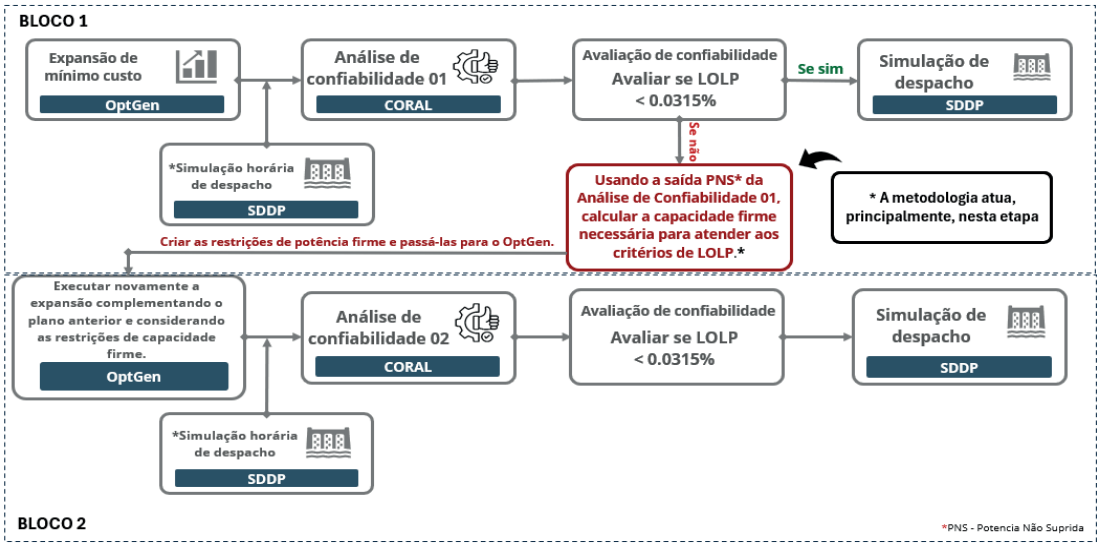


Fig. 3 - Fluxograma de etapas da metodologia proposta.

O Bloco 1 representa a etapa inicial do processo, em que é realizada a otimização da expansão da geração utilizando o modelo Optgen, minimizando custos de investimento e operação, atendendo às metas de geração renovável, como 50% até 2050. Com o plano de expansão inicial definido é feita uma análise preliminar de confiabilidade no modelo CORAL. Nessa análise, avalia-se a capacidade do sistema em atender à demanda sob cenários de contingência, calculando-se a LOLP do sistema. Caso a LOLP seja inferior a 0,0315%, que é o valor de LOLP eficiente do México (métrica oficial), o sistema é considerado confiável e está de acordo com as métricas oficiais definidas no país; caso contrário, passa-se ao Bloco 2, que ajusta a confiabilidade do sistema.
Nesta etapa, a expansão definida no Bloco 1 é mantida fixa, e adiciona-se capacidade firme para reduzir os déficits observados a partir da aplicação do critério de potência firme. O modelo Coral fornece os valores de Potência Não Suprida (PNS), permitindo identificar a quantidade de potência adicional necessária para atender aos critérios de confiabilidade e, assim, fazer uma reexpansão do sistema considerando essa incorporação de oferta. O caráter iterativo da metodologia reflete o retorno ao modelo de expansão da geração, garantindo que o sistema satisfaça as metas de confiabilidade ao menor custo, integrando as novas restrições ao modelo de expansão.

3.3.2 Critério de Potência Firme

O critério de potência firme consiste em quantificar a oferta adicional necessária no sistema com base nos déficits observados nas simulações do modelo de confiabilidade, de forma a atingir a LOLP desejada. Para isso, inicia-se a explicação relembrando a definição da LOLP, que é a razão entre o número de cenários deficitários e o número total de cenários de contingência considerados no estudo.
Este numerador corresponde ao número de cenários em que há Potência Não Suprida (PNS) maior que zero. Portanto, para reduzir a LOLP, é necessário reduzir o número de cenários deficitários, o que se obtém com a adição de mais oferta ao sistema. A questão central é determinar a quantidade exata de potência firme, em MW, que deve ser adicionada ao sistema para ajustar a LOLP ao valor desejado, neste caso, menor que 0,0315%. Como exemplo, supõe-se que uma simulação tenha sido realizada com 100 cenários e todos com déficit, ou seja, um valor de LOLP de 100%. Após ordenar os valores dos déficits (ou de PNS) de forma crescente, obtém-se o gráfico ilustrado na Fig. 4 (a) e o Caso Exemplo após a aplicação do critério de potência firme na Fig. 4 (b).

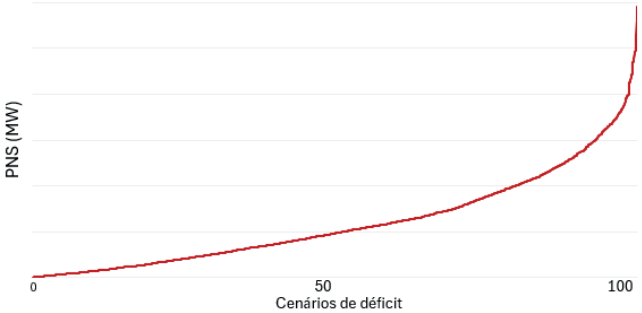


Fig. 4 –(a). PNS do Caso Exemplo

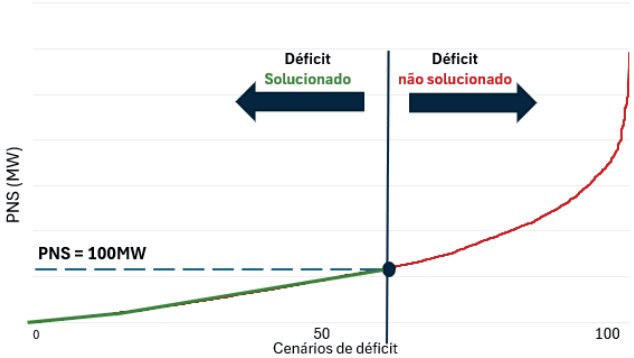


Fig. 4 –(b). Critério de potência firme do Caso Exemplo.

A maior parte dos valores de PNS está concentrada em níveis baixos e intermediários, com poucos cenários apresentando déficits mais elevados. Esse comportamento reflete a essência da metodologia proposta: reduzir as ocorrências de déficit com base no valor adicional de oferta que é inserido no sistema. À medida que a adição de oferta aumenta, as ocorrências de déficit, especialmente nos valores mais baixos de PNS (localizados no início do gráfico), diminuem. Com a redução dos déficits, a LOLP também se reduz, conforme esperado. Como indicado na Fig. **4** (b), ao adicionar uma oferta firme adicional de 100 MW, conseguimos eliminar os déficits de todos os cenários que apresentaram PNS inferior a 100 MW, ou seja, soluciona-se 60 dos 100 cenários deficitários.
Após essa adição, a LOLP resultante corresponde apenas à "cauda vermelha" desse gráfico, Fig. **4** (b), que é composta pelos 40 cenários deficitários remanescentes. Assim, a LOLP total, após a aplicação do critério de potência firme com valor de 100 MW, é calculada apenas a partir desses cenários, obtendo-se um valor de LOLP de 40%. Dessa forma, a metodologia possui um caráter generalista e adaptável a qualquer sistema

elétrico, somente com a definição de um valor de métrica de confiabilidade para guiar e quantificar a quantidade exata de oferta firme a ser adicionada e que, para este caso, é o valor de LOLP eficiente do México.

4 SISTEMA ELÉTRICO MEXICANO

4.1 Caracterização do sistema elétrico

O Sistema Elétrico Nacional (SEN) mexicano possui uma capacidade instalada de aproximadamente 90,4 GW, dos quais cerca de 40% são provenientes de centrais térmicas a gás natural em ciclo combinado [5]. Embora essas usinas representem atualmente mais de 50% da geração elétrica do país, o sistema tem registrado um crescimento significativo na participação de fontes renováveis variáveis, especialmente eólica e solar. Esse avanço tornou-se mais expressivo a partir de 2017, alcançando, em 2023, 5,9% e 5,2% da geração elétrica total, respectivamente.
O SEN é estruturado em três principais sistemas de transmissão: Baja California, Baja California Sur e o Sistema Interconectado Nacional (SIN), que representa a maior parte da rede elétrica do país.

4.2 Métricas de confiabilidade oficiais

A Secretaria de Energia do México estabeleceu diretrizes para a avaliação da confiabilidade do Sistema Interconectado Nacional (SIN) mexicano por meio de critérios probabilísticos, conforme definido no Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional e no Código de Rede do país [6]. A principal métrica utilizada é a Probabilidade de Energia Não Suprida (PENS), que quantifica, em forma percentual, a ocorrência de situações em que a demanda não pode ser totalmente atendida devido às limitações no sistema elétrico.
A PENS pode ser interpretada como a Probabilidade de Perda de Carga (LOLP), a qual é utilizada como base nos estudos de planejamento e de confiabilidade do sistema mexicano [7]. Essa métrica representa a fração de cenários operacionais nos quais ocorre déficit de potência.
Para o planejamento do sistema elétrico mexicano, foram definidos dois valores de referência oficiais para a LOLP. O primeiro, denominado LOLP Máxima, é de 0,2178% e estabelece o limite superior aceitável para a ocorrência de déficits de potência. O segundo, chamado LOLP Eficiente, corresponde a 0,0315% e reflete um nível mais rigoroso de confiabilidade. Esses critérios servem como referência para garantir que o sistema opere dentro de padrões aceitáveis de segurança e continuidade no fornecimento de energia elétrica.

4.3 Candidatos à expansão da geração

Uma das premissas fundamentais para otimizar a expansão do sistema a longo prazo são os parâmetros técnicos e econômicos das tecnologias candidatas, que podem ser selecionadas para compor a expansão do sistema com base em critérios de mérito econômico. Diante disso, é importante definir as características e a estrutura de custos desses candidatos, como custos de investimento, custos fixos e vida útil, que determinarão a competitividade dos projetos. Esses parâmetros podem ser observados na Tabela I.

TABELA I. PARÂMETROS ECONÔMICOS DAS TECNOLOGIAS CANDIDATAS.

Parâmetro	**Biomassa**	**CCGT**	**OCGT**	**Diesel**	**Geotérmica**	**Solar**	**Eólica**	**Bateria (4h)**
Custo de investimento ($/kW)	2600	1200	850	800	4.800	807	1.151	1.293
Vida útil (anos)	20	25	25	20	30	30	25	15
Custo de O&M ($/kW.ano)	125	30	30	25	115	16	25	30
Taxa de Calor (MMBtu/MWh)	-	7,0	9,0	9,0	-	-	-	-

Dessa forma, foram considerados como candidatos no estudo: centrais a gás natural em ciclo combinado (CCGT) e ciclo aberto (OCGT), centrais a diesel, geotérmicas, biomassa, fontes renováveis variáveis e baterias com quatro horas de armazenamento. Adicionalmente, o estudo considerou uma tendência de redução nos custos de investimento para tecnologias como solar fotovoltaica, eólica e baterias, impulsionada pelos avanços tecnológicos e pelo crescimento dessas indústrias. As projeções de evolução desses custos foram baseadas em relatórios de instituições renomadas, como o Annual Technology Baseline do NREL [8].

5 ESTUDO DE CASO E RESULTADOS

O primeiro passo do estudo consiste na execução de um modelo de otimização da expansão "clássico", denominado de expansão inicial ou Cenário Base. Esse modelo tem como objetivo principal a minimização dos custos de investimento e do custo esperado de operação do sistema no período de 2024 a 2050, considerando o cumprimento das metas de geração renovável estabelecidas, que visam alcançar 50% de participação de fontes renováveis na matriz energética até 2050.

Essa etapa inicial estabelece um ponto de partida sólido para a discussão dos resultados, permitindo identificar as características principais da expansão do sistema e as áreas onde ajustes ou soluções adicionais podem ser necessários. Sendo assim, apresenta-se as adições de capacidade realizadas no Cenário Base na Fig. 5.

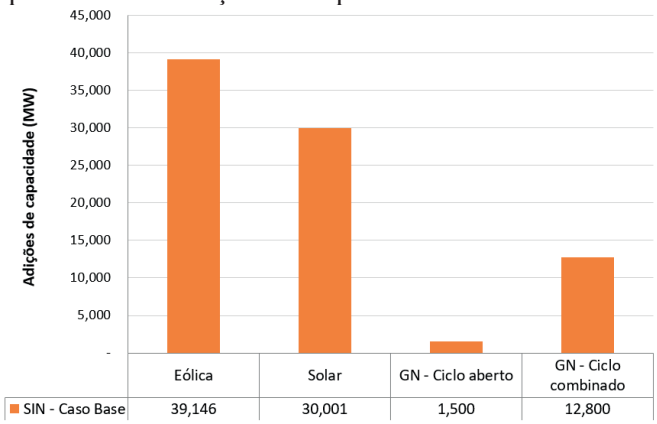


Fig. 5 - Adições de capacidade no Caso Base.

As adições de capacidade no Cenário Base mostram que as tecnologias renováveis dominam a expansão inicial, com destaque para as usinas solares e eólicas. No entanto, essas fontes, apesar de sua importância para atingir metas de emissões, apresentam características intermitentes, o que contribui para o baixo atendimento aos critérios de confiabilidade.

Essa limitação ressalta a necessidade de reforço no sistema com tecnologias que ofereçam maior estabilidade e capacidade firme. Após essa etapa inicial de expansão, realiza-se uma análise de confiabilidade, por meio da simulação do modelo de confiabilidade, para verificar se os valores de LOLP estão alinhados aos critérios estabelecidos pelas políticas do sistema, o que pode ser visto na Fig. 6.

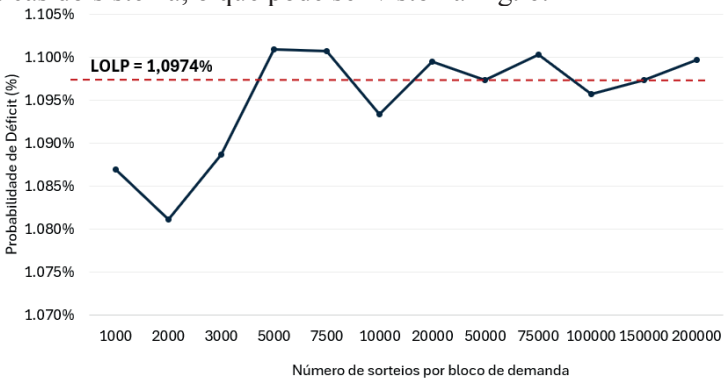


Fig. 6 - Valores de LOLP para o Caso Base.

No entanto, os resultados indicam que a expansão inicial não atinge os níveis de confiabilidade desejados. No Caso Base, o valor de LOLP converge para aproximadamente 1,0974%, um valor bem acima do limite permitido pelas políticas de confiabilidade do sistema. Esse resultado reflete a insuficiência de oferta firme na expansão inicial para lidar com os cenários deficitários identificados.

Após a análise de confiabilidade para o Cenário Base, torna-se necessária a aplicação da metodologia proposta para calcular a potência firme adicional necessária para ingressar no sistema e garantir que ele opere dentro das métricas de confiabilidade. Dessa forma, avaliam-se os cenários com déficits de potência, ou PNS, e a quantidade de ocorrências de cenários deficitários simulados. A Fig. 7 (a) ilustra os valores de PNS ordenados para os déficits ocorridos no Caso Base e, na Fig. 7 (b), a LOLP esperada após a aplicação do critério de potência firme.

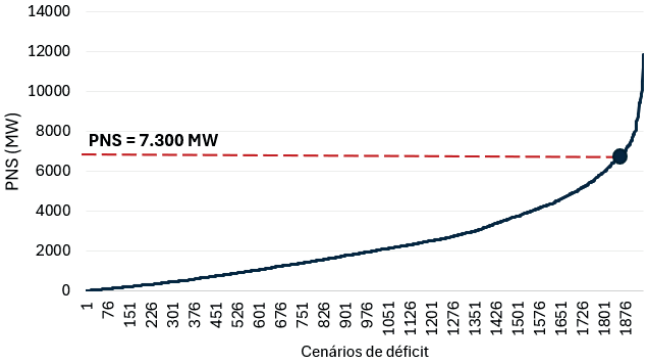


Fig. 7 –(a). Critério de Potência Firme do Estudo de Caso.

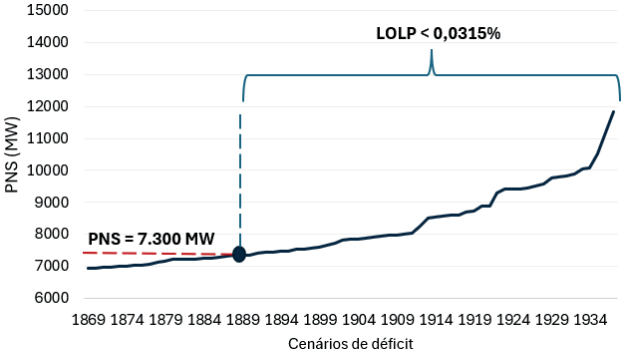
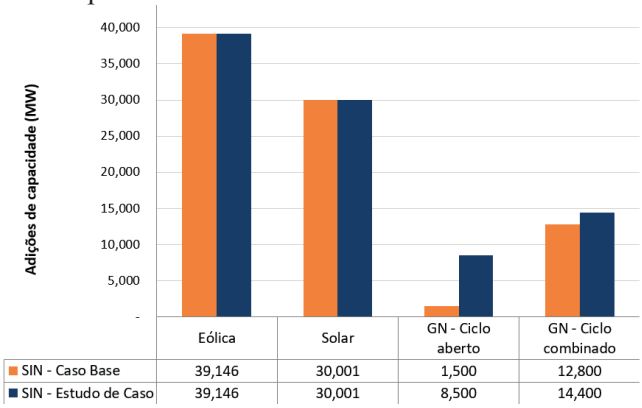


Fig. 7 –(b). LOLP esperada com a aplicação do critério de Potência Firme.

Os valores de PNS no Caso Base revelam uma concentração significativa de cenários deficitários acima de 8000 MW, evidenciando a insuficiência de oferta firme. Isso indica que, sem um reforço de capacidade firme, o sistema enfrenta grandes dificuldades para atender a demanda em momentos críticos, especialmente em horários de maior consumo ou durante contingências. Nesse contexto, intitula-se que o valor do critério de potência firme a ser considerado na reexpansão do sistema será de 7300 MW.

Com base nos resultados do Caso Base, implementa-se o critério de potência firme, considerando a adição dos 7300 MW de nova capacidade firme ao sistema. Esse valor é calculado com base na redução necessária do número de cenários deficitários para atingir o valor de LOLP inferior a 0,0315%, conforme as métricas oficiais. A Fig. 8 apresenta as adições de capacidade realizadas no Estudo de Caso.



	Eólica	Solar	GN - Ciclo aberto	GN - Ciclo combinado
SIN - Caso Base	39,146	30,001	1,500	12,800
SIN - Estudo de Caso	39,146	30,001	8,500	14,400

Fig. 8 - Adições de capacidade do Estudo de Caso.

As adições realizadas no Estudo de Caso incluem principalmente centrais térmicas a gás natural, tanto de ciclo aberto quanto de ciclo combinado. Essas tecnologias foram escolhidas por sua alta contribuição de potência firme e característica de despacho controlado. As térmicas a gás natural oferecem maior flexibilidade operacional e confiabilidade, o que torna possível lidar com as flutuações da demanda e reduzir a ocorrência de déficits. Após essas adições, é feita outra análise de confiabilidade utilizando o modelo CORAL e são obtidos os valores de LOLP para o Estudo de Caso, o qual pode ser visto na Fig. 9**.**

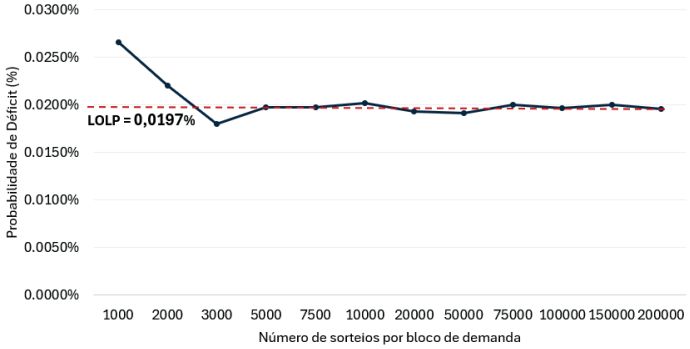


Fig. 9 - Valores de LOLP para o Estudo de Caso.

Por outro lado, no Estudo de Caso, após a inclusão das usinas com capacidade firme, a LOLP reduz-se significativamente para cerca de 0,0197%, um valor inferior ao limite de 0,0315%, atendendo plenamente os critérios de confiabilidade estabelecidos. Essa redução reflete a efetividade das adições de capacidade firme na eliminação dos cenários deficitários mais críticos e a validação da metodologia aplicada. Dessa forma, é feita uma análise comparativa entre os dois casos, apresentado na Fig. 10 (a) e na Fig. 10 (b) os valores de Potência Não Suprida (PNS) dos cenários deficitários, respectivamente, para o Caso Base e para o Estudo de Caso.

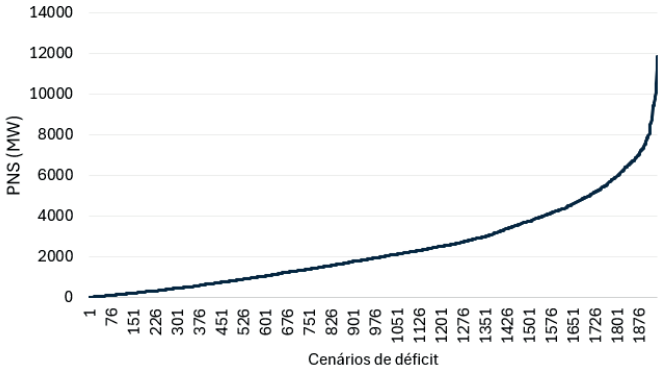


Fig. 10 -(a). Valores de PNS para o Caso Base.

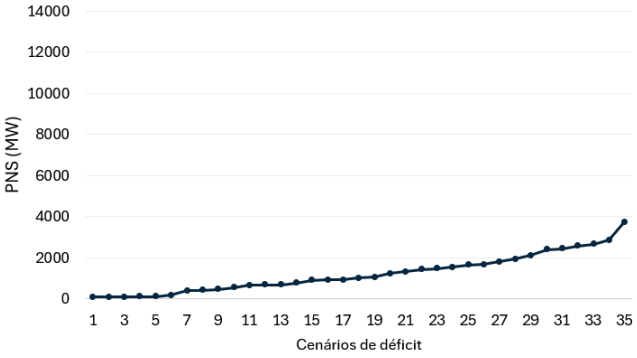


Fig. 10 -(b). Valores de PNS para o Estudo de Caso.

Pode-se observar que os valores, tanto de ocorrências de déficit quanto os seus respectivos valores reduziram consideravelmente. Para o Cenário Base, o valor da PNS máxima era de aproximadamente 12000 MW e mais de 1900 sorteios com déficit. Com a aplicação da metodologia, o valor máximo de PNS foi de menos de 4000 MW e o número de sorteios deficitários foi inferior a 40, demonstrando a robustez e a validação da metodologia proposta através resultados de confiabilidade obtidos para o Estudo de Caso.

Por fim, uma vez apresentados os resultados de confiabilidade do sistema mexicano em 2050, faz-se uma simulação de despacho econômico horário após a aplicação da metodologia (Estudo de Caso), permitindo, assim, estimar parâmetros para o mercado de Potência Firme do México. Dessa forma, pode ser visto na Fig. 11 a representação das 100 horas críticas em 2050 para o Estudo de Caso apresentado.

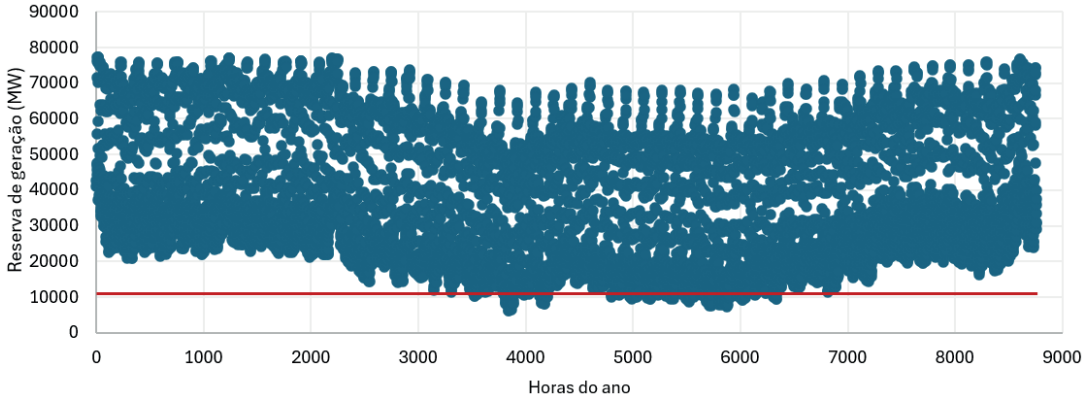


Fig. 11 - Representação das 100 horas críticas para o Estudo de Caso.

Após a análise dos valores de margem de reserva de geração para o ano de 2050 no Estudo de Caso, verificou-se que as 100 horas críticas, ou seja, aquelas com menor margem de reserva de geração (representadas pelos pontos abaixo da reta vermelha no gráfico), concentram-se nos meses de junho, julho, agosto e setembro, período correspondente ao verão no México. Além disso, essas horas críticas ocorrem predominantemente no período noturno, a partir das 20h.

Nesse cenário, um ponto que merece destaque é a contribuição das fontes renováveis variáveis para a potência firme do sistema. Dado que a potência firme está diretamente relacionada à capacidade de geração nos momentos de menor margem de reserva, a geração solar não apresenta contribuição para esse indicador, uma vez que as horas críticas ocorrem exclusivamente à noite. Entretanto, a geração eólica, a qual apresenta um perfil de produção mais distribuído ao longo do dia, ganha mais destaque nesse contexto. Como resultado, as eólicas desempenham um papel significativo na garantia de potência firme, alcançando valores da ordem de

39-40%, que se aproximam de seus fatores de capacidade médios. Esse resultado evidencia a relevância dessas fontes para a segurança do suprimento energético, mesmo diante de sua característica variável intrínseca.
Por fim, a margem de potência firme, definida como a média da reserva de geração nas 100 horas críticas dividida pela demanda nesse mesmo período, resulta em um valor de aproximadamente 9,8%. Quando considerada a demanda líquida, ou seja, a demanda total subtraída da geração renovável (ambas nas horas críticas), esse valor sobe para 12,6%. A reserva de geração média nas 100 horas críticas foi de 8.867 MW, representada pelos valores de reserva localizados abaixo da reta vermelha, evidenciando a importância do planejamento da expansão do parque gerador para garantir a segurança e confiabilidade do sistema elétrico mexicano no longo prazo.

6 CONCLUSÕES

As análises desenvolvidas neste trabalho enfatizam a relevância da interação e complementaridade entre o modelo de expansão da geração e o modelo de análise de confiabilidade. Essa integração é essencial para o planejamento de sistemas elétricos, proporcionando uma abordagem mais robusta e abrangente. A utilização da confiabilidade como principal fundamento da metodologia e a partir dos resultados de confiabilidade obtidos, não apenas valida a abordagem proposta, mas também evidencia sua aplicabilidade prática em sistemas elétricos reais.
A metodologia desenvolvida e proposta neste trabalho apresenta um caráter generalista e adaptável, não se restringindo a aplicações em sistemas elétricos específicos. Embora tenha sido inicialmente concebida e aplicada para um sistema em particular, sua evolução permitiu a ampliação de sua aplicabilidade e a generalização de seu equacionamento. Dessa forma, a metodologia transcende a limitação de uso em sistemas de um único país, podendo ser aplicada em diferentes contextos.
Por fim, os resultados de operação obtidos destacam a importância das fontes renováveis variáveis na composição da potência firme do sistema elétrico mexicano. Embora a geração solar não contribua para esse indicador devido à concentração das horas críticas no período noturno, a geração eólica demonstra um papel significativo na garantia da segurança energética nos momentos críticos. Dessa forma, ressalta-se a importância dessas tecnologias variáveis na avaliação e na contribuição de potência firme, mesmo diante de sua variabilidade intrínseca.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] International Renewable Energy Agency, “Firm Capacity in Central America: Challenges and Opportunities,” IRENA, 2023.

[2] Centro Nacional de Controle de Energía, “Mercado para el Balance de Potencia 2024,” CENACE, 2023.

[3] PSR, “Optgen: Manual de Metodologia,” https://www.psr-inc.com/software/optgen.html, 2001.

[4] PSR, “Coral: Manual de Metodologia,” https://www.psr-inc.com/software/sddp.html, 2001.

[5] Secretaria de Energia, “Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2024-2038,” SENER, 2024.

[6] Comisión Reguladora de Energía de México, “Resolución Núm. RES/550/2021,” 2021.

[7] Secretaria de Energia, “AVISO por el que se da a conocer la política de confiablidad, establecida por la Secretaría de Energía.,” Diario Oficial, 2017.

[8] National Renewable Energy Laboratory, “Annual Technology Baseline,” NREL, 2023. [Online]. Available: https://atb.nrel.gov/electricity/2023/utility-scale_pv. [Acesso em 10 Agosto 2024].

Comité de Estúdios C1 – Desarrollo de sistemas eléctricos y economía

FLUJO DE CARGA DC APLICADO AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA URUGUAYO

G. DUFRECHOU
IIE-FING-UdelaR
Uruguay
guzman.dufrechou@fing.edu.uy

F. ISI
IIE-FING-UdelaR
Uruguay
felipe.isi@fing.edu.uy

M. RODRIGUEZ
IIE-FING-UdelaR
Uruguay
maria.rodiguez.bregante@fing.edu.uy

N. MORALES
UTE / IIE-FING-UdelaR
Uruguay
nmorales@fing.edu.uy

P. PENA*
IIE-FING-UdelaR
Uruguay
ppena@fing.edu.uy

Resumen *– Este trabajo evalúa la aplicación de modelos de flujo de carga DC en redes estándar IEEE y en la red de transmisión de Uruguay, comparando su desempeño frente al flujo AC en escenarios horarios de un año completo. Se analizan el flujo DC clásico, variantes modificadas para corregir errores en líneas con baja relación X/R, y enfoques que consideran la potencia reactiva. Los resultados destacan la influencia de la relación X/R y la ubicación de la barra slack en la precisión de los flujos estimados. Se concluye que los modelos de flujo DC ofrecen aproximaciones razonables en el contexto de planificación de la expansión, al menos para redes del tamaño de la uruguaya.*

Palabras clave: flujo de carga aproximado, flujo DC, factores de distribución, PTDF, red de trasmisión de Uruguay, planificación de la expansión.

1 INTRODUCCIÓN

El flujo de carga AC es ampliamente utilizado en el análisis de redes eléctricas para determinar los flujos de potencia activa y reactiva, tensiones y pérdidas. Sin embargo, su resolución mediante métodos iterativos, como Newton-Raphson, implica elevados costos computacionales al analizar múltiples escenarios de generación y demanda. Para estudios de planificación, especialmente en escenarios con alta variabilidad horaria, los modelos aproximados de flujo DC ofrecen una alternativa más eficiente [1-3].

El flujo de carga DC se basa en tres hipótesis principales: la resistencia de las ramas es despreciable en comparación con su reactancia ($r_{ij} \ll x_{ij}$), las tensiones son planas ($v_i \approx 1$ pu), y la diferencia angular entre nodos es pequeña ($\delta_i - \delta_j \approx 0$). Bajo estas condiciones, el flujo de potencia activa entre dos nodos i y j se expresa como:

$$P_{ij} \approx b_{ij}(\delta_i - \delta_j) \tag{1}$$

donde b_{ij} es la susceptancia de la rama. Este modelo permite representar los flujos de potencia mediante la matriz de factores de distribución de potencia activa (PTDF):

$$P = \text{PTDF} \cdot (G - D) \tag{2}$$

donde G y D son los vectores de generación y demanda.

Sin embargo, en líneas con baja relación *X/R* o configuraciones específicas de la barra slack, el flujo DC clásico puede presentar errores significativos. Para abordar estas limitaciones, se han desarrollado variantes del modelo clásico, incluyendo [2, 4, 5]:

1. Flujo DC clásico (DC): Calcula los PTDF analíticamente bajo la suposición de que $r_{ij} \ll x_{ij}$ y que las tensiones son planas. Es insensible a la resistencia de las ramas, lo que puede causar errores en líneas con baja relación *X/R* [3].
2. Flujo DC basado en PTDF obtenidos mediante PSSE [6] (DC_psse): Los PTDF son calculados directamente mediante PSSE.
3. Flujo DC modificado (DC_pssem): Introduce una corrección a la susceptancia mediante la relación $-1/|r + jx|$ para reducir los errores en líneas con baja relación *X/R* [2].
4. Flujo DC con consideración de potencia reactiva (DC_Q): Ajusta los ángulos de fase considerando la potencia reactiva de los nodos de carga. Este modelo pretende mejorar la precisión en casos donde las hipótesis del flujo DC clásico no se cumplen [4].

Estos modelos se evaluaron tanto en redes estándar de prueba (IEEE 5, 39, 118 y 200 barras) como en el sistema eléctrico uruguayo, compuesto por líneas de 500 kV y 150 kV y una alta penetración de generación renovable. El estudio busca determinar en qué condiciones estos modelos pueden ofrecer aproximaciones adecuadas para estudios de planificación, analizando su precisión y sensibilidad a la topología y parámetros de la red [5].

2 METODOLOGÍA

La evaluación de los modelos de flujo DC se llevó a cabo mediante la comparación de los resultados obtenidos por cada método con un flujo AC de referencia resuelto utilizando el software PSSE, mediante el método de Newton-Raphson. Para cada escenario, se comparó la potencia activa calculada en cada rama utilizando el flujo DC con la potencia activa obtenida del flujo AC.

2.1 Criterios de comparación

Para evaluar la precisión de los modelos de flujo DC, se utilizaron dos métricas principales. En primer lugar, se calculó el error absoluto medio por rama, obteniendo el promedio de las diferencias absolutas entre los flujos de potencia activa del modelo AC y los modelos DC en todas las ramas. En segundo lugar, se evaluó el error relativo medio, tomando como referencia la potencia activa del flujo AC en cada rama y expresando el error como un porcentaje relativo.

2.2 Análisis de sensibilidad

Se realizó un análisis adicional para evaluar cómo los errores del flujo DC varían en función de:

- La relación *X/R* de las ramas: Los errores se analizaron agrupando las ramas en intervalos de relación *X/R* para identificar los casos en los que el modelo modificado ofreció mejoras significativas.
- La posición de la barra slack: Se analizó su influencia probando distintas ubicaciones en barras de 500 kV y 150 kV. Este análisis permitió estudiar cómo afecta la barra slack la distribución de los errores, especialmente en la representación de las pérdidas.

2.3 Evaluación en redes de prueba y la red uruguaya

La validación de los modelos se realizó en redes estándar de prueba (IEEE de 5, 39, 118 y 200 barras) y en el sistema eléctrico de transmisión uruguayo, compuesto por líneas de 500 kV y 150 kV, y caracterizado por su alta penetración de generación renovable. Para la red uruguaya, se analizaron los despachos de generación y demanda de un año completo con una resolución horaria, lo que permitió representar la diversidad de patrones de flujo derivada de la variabilidad en la generación renovable, térmica e hidráulica, así como de los cambios en la demanda. Este enfoque sigue un esquema similar al propuesto por [5].

Las redes de prueba utilizadas se presentan en la Tabla I.

TABLA I. REDES DE PRUEBA UTILIZADAS PARA LA EVALUACIÓN

Red	# Barras	Líneas y cables	Transformadores de dos bobinados	Transformadores de tres bobinados	Barra Slack Nº
IEEE 5 Barras	5	7	-	-	1
IEEE 39 Barras "New England"	39	34	12	-	39
IEEE 118 Barras	118	170	9	-	69
IEEE 200 Barras "Illinois"	200	179	66	-	189
Red uruguaya de transmisión	424	231	109	113	3000

3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 Comparación del desempeño general de los modelos

La Figura 1 muestra la comparación del error cuadrático medio para cada modelo DC en las redes de prueba evaluadas, siguiendo el enfoque de [Li18log]. Los modelos clásicos (DC clásico), los basados en PTDF obtenidos mediante PSSE (DC_psse) y su versión modificada (DC_pssem) presentan un desempeño similar en esta métrica. Estos resultados sugieren que, para la mayoría de las aplicaciones, estos modelos ofrecen aproximaciones aceptables sin diferencias significativas entre ellos en esta métrica específica.

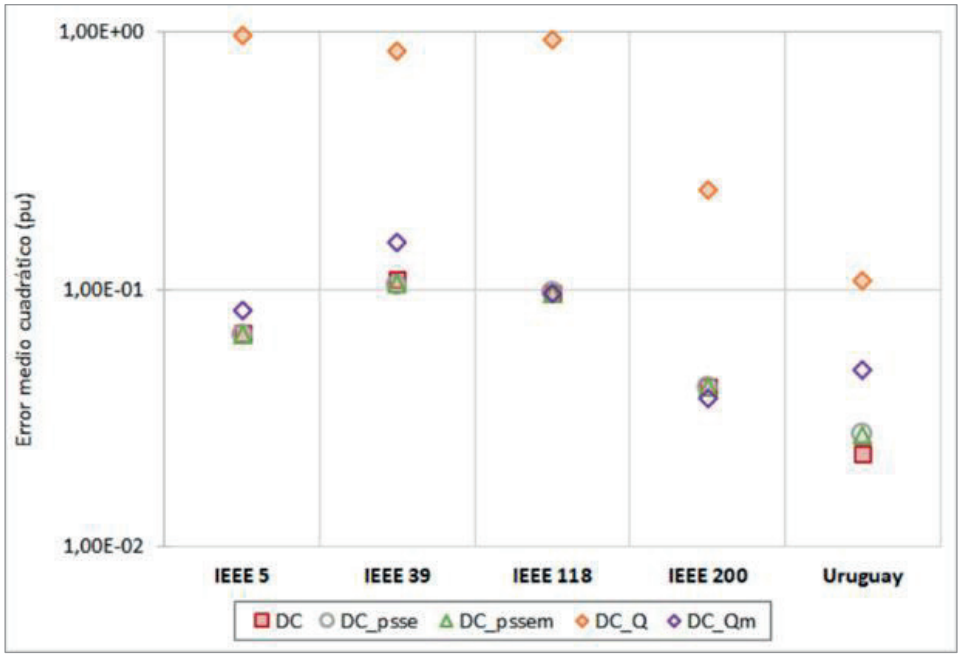


Fig. 1. Comparativa entre modelos mediante el error medio cuadrático para cada una de las redes de prueba.

Por otro lado, el modelo DC_Q, que incluye la consideración de la potencia reactiva en la formulación del flujo [4], mostró un desempeño notablemente inferior al de los otros métodos, presentando los errores más altos en todas las redes de prueba. Este resultado contradice lo reportado por Fatemi et al. [4], quienes indicaron mejoras significativas en condiciones específicas de prueba controladas. Sin embargo, Li et al. [7] también señalaron que este enfoque presenta limitaciones en términos de precisión y viabilidad, especialmente en configuraciones más complejas, coincidiendo con los resultados obtenidos en este trabajo.

En este estudio, se observó que el modelo DC_Q presenta errores altos tanto en redes pequeñas como grandes, lo que sugiere que su limitación es general y no depende únicamente del tamaño o configuración de la red. Estos resultados indican que el modelo DC_Q no es adecuado para estudios de planificación sin realizar ajustes adicionales en su parametrización o supuestos.

3.2 Resultados en la red uruguaya

En la red de transmisión uruguaya, los errores relativos en las líneas de 500 kV fueron menores en comparación con los de 150 kV, por lo que el análisis se centra en estas últimas. La Figura 2 muestra el valor medio de los errores absolutos del flujo DC respecto al flujo AC en líneas seleccionadas de 150 kV, considerando solo los casos en los que las ramas operaron por encima del 20% de su capacidad de carga. En las líneas con baja relación *X/R*, como las de índice 9 y 10, el modelo DC clásico mostró el mejor desempeño, mientras que el DC_psse, basado en PTDF obtenidos mediante PSSE, presentó errores significativamente mayores. El modelo modificado (DC_pssem), propuesto en Pena et al. [2], logró reducir dichos errores respecto al DC_psse, aunque sin alcanzar el nivel de precisión del modelo clásico en estas líneas.

Además, se observó que en algunos circuitos con líneas de baja relación *X/R*, los errores tienden a propagarse a ramas adyacentes, afectando incluso aquellas con *X/R* moderado. Este fenómeno será analizado en detalle en la siguiente subsección.

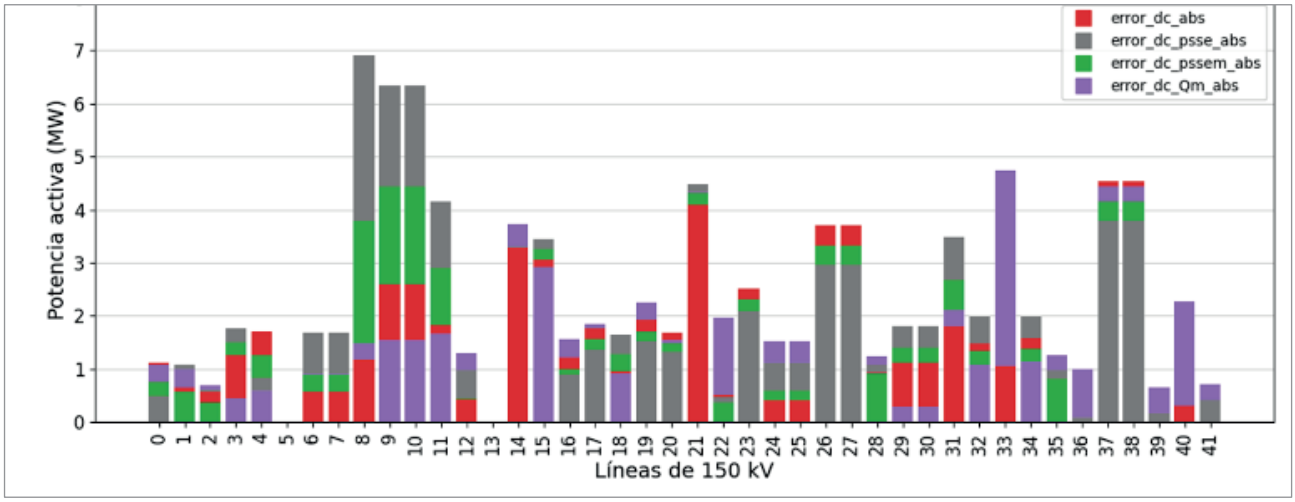


Fig. 2. Valor medio de los errores absolutos del flujo DC para cada modelo en escenarios horarios a lo largo de un año en líneas seleccionadas de 150 kV.

3.3 Sensibilidad a la relación *X*/*R*

La relación *X/R* es un factor clave en la precisión de los modelos de flujo DC. La Figura 3 muestra el error relativo del flujo DC respecto al flujo AC en función del *X/R* en la red uruguaya. Los resultados confirman que los errores aumentan significativamente en líneas con *X/R* bajo, siendo más pronunciados cuando *X/R*<4, tal como se plantea en [1].

El modelo DC clásico mostró el mejor desempeño en la mayoría de las ramas con baja relación *X/R*, como se observa en la línea YOU150_B/MER150_B. Este modelo logra una aproximación más precisa al flujo AC en estas condiciones, debido a su formulación analítica basada en suposiciones que, si bien limitadas, resultan efectivas en muchas ramas del sistema.

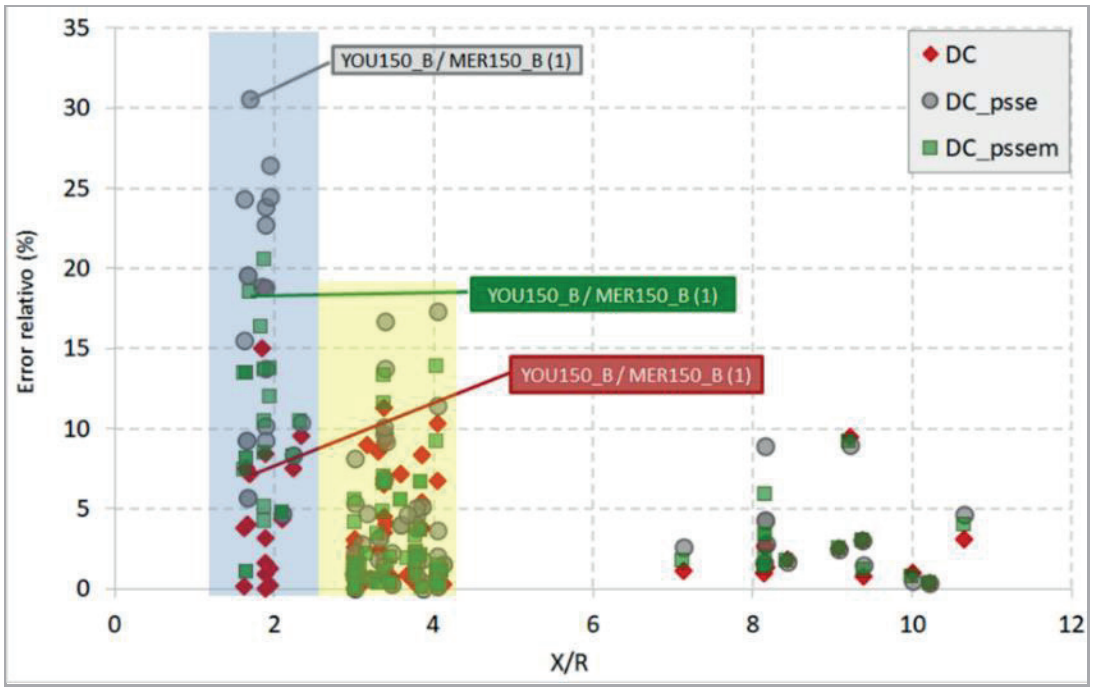


Fig. 3. Error relativo de los modelos de flujo DC respecto al flujo AC en un escenario de la red de transmisión uruguaya.

En comparación, los modelos basados en PTDF obtenidos mediante PSSE mostraron mayores errores en este rango. El modelo DC_pssem mejoró el desempeño respecto al DC_psse, pero sin superar al modelo DC clásico en ramas con baja relación *X/R*.

Además, los resultados indican que los errores en líneas con *X/R* bajo pueden afectar ramas adyacentes con *X/R* moderado, como se observó en circuitos de la sección anterior. Este fenómeno resalta la importancia de seleccionar cuidadosamente el modelo de flujo DC en función de las características eléctricas de la red.

3.4 Influencia de la posición de la barra slack

La ubicación de la barra slack tiene un impacto significativo en la precisión de los modelos de flujo DC, especialmente en redes donde las pérdidas no son consideradas explícitamente en estos modelos. En la Figura 4 se muestra el error absoluto del modelo DC clásico respecto al flujo AC en la red uruguaya, comparando la configuración original, con la barra slack ubicada en Argentina, frente a la barra slack ubicada en Montevideo A (MVA), el nodo con mayor métrica de centralidad de grado en la red uruguaya.

Se observa que, al mover la barra slack a MVA, los errores aumentan notablemente en las ramas que forman parte de circuitos que vinculan con la barra slack. Este comportamiento se explica porque el balance de potencia activa asociado a las pérdidas ahora se concentra en la nueva barra slack, generando diferencias entre los flujos calculados por el modelo DC y el flujo AC.

Este resultado refuerza la necesidad de considerar cuidadosamente la ubicación de la barra slack, especialmente en redes con valores significativos de pérdidas.

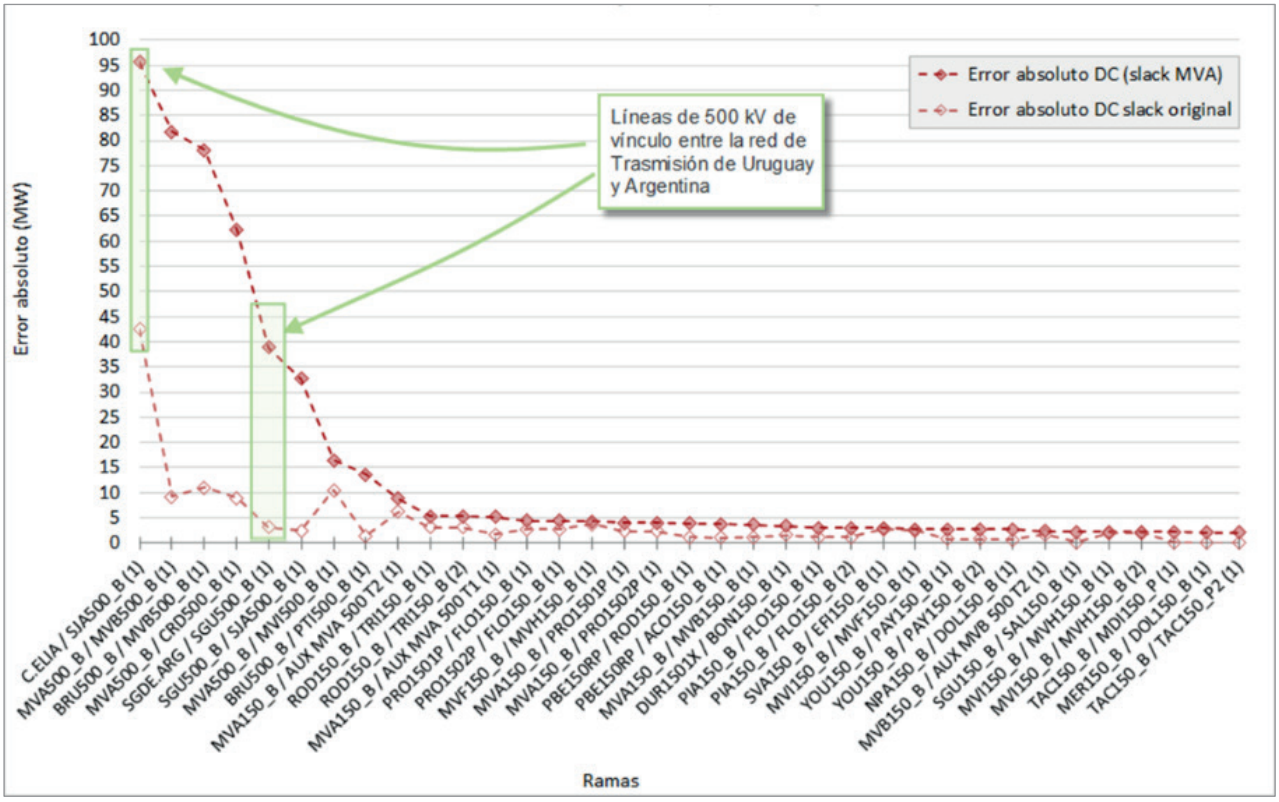


Fig. 4. Error absoluto del flujo DC clásico respecto al AC modificando la posición de la barra slack a MVA.

3.5 Evaluación del desempeño de los modelos en condiciones de carga elevada

Para aplicaciones de planificación de la expansión de la red, resulta fundamental evaluar el desempeño de los modelos de flujo DC en condiciones de alta carga. La Figura 5**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra la diferencia entre los flujos de potencia activa obtenidos con el modelo DC clásico y el flujo AC de referencia en función del flujo AC de cada rama.

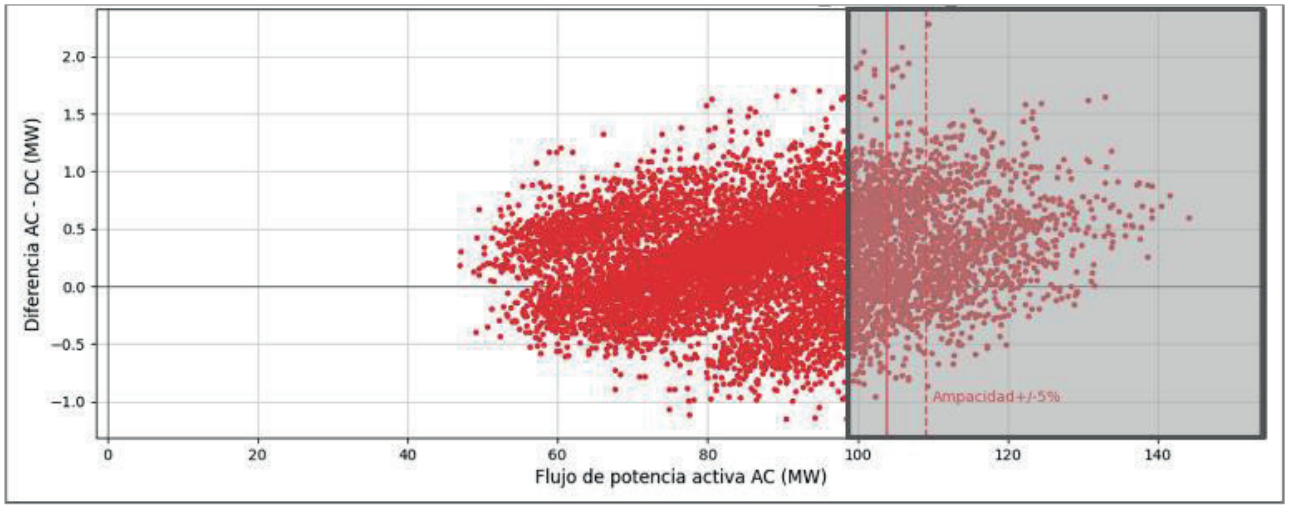


Fig. 5. Diferencia entre el flujo AC y el flujo DC clásico en función del flujo AC en líneas de 150 kV con carga superior al 95% de su ampacidad, bajo escenarios horarios representativos de un año completo.

Los resultados indican que, en líneas de 150 kV que operan por encima del 95% de su capacidad de carga, el flujo DC sobrestima el flujo de potencia activa respecto al flujo AC. Este resultado tiene implicancias prácticas importantes, ya que esta sobrestimación puede considerarse un resultado conservador, algo deseable para la

estimación de sobrecargas, teniendo en cuenta que en el modelo de flujo DC no se considera el flujo de potencia reactiva ni tensiones distintas de 1 pu.

4 CONCLUSIONES

Los modelos de flujo DC demostraron ser herramientas eficientes y precisas para estudios de planificación de la expansión en redes de tamaño similar a la uruguaya. Los errores absolutos medios se mantuvieron en la mayoría de los casos por debajo del 5%, aunque se identificaron condiciones específicas que requieren atención, como las líneas con baja relación *X/R* y aquellas cercanas a la barra slack.

El modelo DC clásico mostró un buen desempeño general, especialmente en ramas con relación *X/R* moderada o alta, superando a los modelos basados en PTDF obtenidos mediante PSSE en varias líneas de 150 kV. Los resultados también confirmaron que los errores aumentan significativamente en líneas con *X/R*<4, tal como plantea Stott [1]. En este contexto, el modelo DC_pssem logró reducir los errores respecto al DC_psse en ramas con baja relación *X/R*, aunque el modelo DC clásico aún se destacó en algunos casos específicos.

El análisis también mostró que la ubicación de la barra slack tiene un impacto importante en los errores del flujo DC, especialmente en las ramas que forman parte de circuitos conectados directamente a ella. En redes grandes y con pérdidas significativas, este aspecto debe ser considerado cuidadosamente para minimizar errores. En condiciones de alta carga, el modelo DC clásico tiende a sobrestimar el flujo AC, proporcionando un resultado conservador deseable para la detección de sobrecargas y planificación de futuras expansiones.

Aunque los resultados son favorables para el sistema uruguayo, en redes más grandes o heterogéneas podrían presentarse mayores errores. Se recomienda realizar estudios adicionales de sensibilidad antes de aplicar estos modelos en sistemas más complejos.

REFERENCIAS

[1] B. Stott, J. Jardim and O. Alsac, "DC Power Flow Revisited," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 24, no. 3, pp. 1290-1300, Aug. 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2021235.

[2] P. Pena, N. Morales, A. Pizzini, M. Artenstein, "Experiencia en la planificación de la expansión del sistema de trasmisión uruguayo con gran penetración de generación renovable," XVII ERIAC Decimoséptimo encuentro regional Iberoamericano de CIGRE, May 2017.

[3] K. Van den Bergh, E. Delarue, W. D'haeseleer, "DC power flow in unit commitment models," May 2014.

[4] S. M. Fatemi, S. Abedi, G. B. Gharehpetian, S. H. Hosseinian, and M. Abedi, "Introducing a Novel DC Power Flow Method With Reactive Power Considerations," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 30, no. 6, pp. 3012-3023, Nov. 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2368572.

[5] M. Li, Y. Du, J. Mohammadi, C. Crozier, K. Baker, and S. Kar, "Numerical Comparisons of Linear Power Flow Approximations: Optimality, Feasibility, and Computation Time," 2022 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), Denver, CO, USA, 2022, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM48719.2022.9916903.

[6] Power System Simulator for Engineering – Siemens PTI. PSS/E.

[7] Z. Li, J. Yu, Q. H. Wu, "Approximate linear power flow using logarithmic transform of voltage magnitudes with reactive power and transmission loss consideration," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 33, no. 4, pp. 4593-4603, July 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2776253.

Comité de Estudios C1 - Desarrollo de sistemas eléctricos y economía

ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA ACTUALIZACIÓN TECNOLÓGICA EN LOS INDICADORES ESTRATÉGICOS DE ITAIPU BINACIONAL

P.D. CABRERA-SALINA*
ITAIPU BINACIONAL
Paraguay
pablocs@itaipu.gov.py

J.G. de CARVALHO COSTA
UNIFEI
Brasil
costa@unifei.edu.br

R.A. GONZÁLEZ-FERNANDÉZ
ITAIPU BINACIONAL
Paraguay
gonzarei@itaipu.gov.py

R.J. de ANDRADE
ITAIPU BINACIONAL
Brasil
rafaelja@itaipu.gov.br

V.M. NOGUEIRA
UNIOESTE
Brasil
vitor.noguerira4@unioeste.br

Resumen *– El envejecimiento de equipos en centrales hidroeléctricas genera problemas como obsolescencia y falta de repuestos. ITAIPU Binacional, con el Plan de Actualización Tecnológica (AT), prevé una indisponibilidad de aproximadamente 6 meses para cada unidad generadora, pudiendo afectar indicadores estratégicos relacionados con la operación de la central, como el Índice de Disponibilidad de la Capacidad de Generación (IDG), Índice de Disponibilidad de la Capacidad de Transmisión (IDT), Índice de Disponibilidad Conjunta de Generación y Transmisión (IDGT) y el Índice de Seguridad del Abastecimiento a los Sistemas Eléctricos (ISA). Este trabajo propone una metodología basada en una Simulación Monte Carlo (SMC) secuencial, de forma a poder estimar la evolución de los indicadores estratégicos para los próximos años y evaluar si las metas establecidas están correctamente dimensionadas considerando el impacto del inicio de los trabajos de la Actualización Tecnológica. La metodología propuesta integra modelos de Markov y también aspectos no markovianos como cronogramas de paradas para AT, mantenimientos preventivos y datos históricos operativos. La metodología se aplica a un caso base (sin AT) y dos alternativas de cronogramas de paradas de unidades generadoras para AT. Además de los indicadores anualizados, el abordaje permite estimar valores mensuales, posibilitando la optimización del cronograma de mantenimiento de los equipos.*

Palabras clave: Actualización Tecnológica – Unidades Generadoras – Simulación Monte Carlo Secuencial – Central Hidroeléctrica de ITAIPU

1 INTRODUCCIÓN

La confiabilidad de los equipos de generación, transmisión y distribución, así como políticas eficaces de mantenimiento y sustitución, son fundamentales para el sector eléctrico. Equipos con más de 20 años de operación sufren con fallas recurrentes, mientras que los de más de 40 años comprometen la continuidad de la operación debido a interrupciones forzadas. En Brasil, diversas hidroeléctricas superan los 40 años de operación [1].

El Operador Nacional del Sistema (ONS) del Brasil utiliza dos indicadores para monitorear las horas que las unidades generadoras (UGs) permanecen desconectadas: TEIFa y TEIP. El primero mide el tiempo de desconexión por razones forzadas; el segundo, por razones programadas [2]. Estos indicadores, junto con el DISA (disponibilidad calculada), se emplean como índices de garantía del suministro energético. Para mantener esta garantía, la energía negociada debe estar respaldada por la garantía física de las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas [3].

En ITAIPU Binacional, las directrices estratégicas incluyen garantizar la seguridad en la producción con alta calidad (OE.1) y mantener la eficiencia de los procesos con infraestructura tecnológica actualizada (OE.4). Estos objetivos se cuantifican mediante indicadores que verifican el cumplimiento de las metas, como el Índice

* Central Hidroeléctrica ITAIPU, Supercarretera ITAIPU, Hernandarias, Alto Paraná, Paraguay

de Disponibilidad de la Capacidad de Generación (IDG), el Índice de Disponibilidad de la Capacidad de Transmisión (IDT), el Índice de Disponibilidad Conjunta de Generación y Transmisión (IDGT) y el Índice de Seguridad del Abastecimiento a los Sistemas Eléctricos (ISA) [4].
De forma a mantener, a largo plazo, una alta disponibilidad de potencia, ITAIPU implementó el Plan de Actualización Tecnológica (AT), que incluye la modernización de equipos relacionados a las unidades generadoras, subestación aislada a gas, servicios auxiliares y vertedero. Durante los 10 años previstos para su ejecución, las unidades generadoras estarán indisponibles por períodos de varios meses, lo que conllevaría a una reducción de los indicadores estratégicos.
Mediante estudios realizados con el método de Simulación Monte Carlo (SMC) Secuencial, este trabajo evaluará el impacto del Plan de Actualización Tecnológica en los indicadores estratégicos considerando un horizonte de 6 años, permitiendo verificar la necesidad o no de revisar las metas establecidas para dichos indicadores. La metodología permitirá simular las prolongadas indisponibilidades previstas para las unidades generadoras, así como incluir el cronograma previsto de mantenimientos preventivos de los equipos de generación y transmisión analizados.

2 CONSIDERACIONES INICIALES

2.1 Plan de Actualización Tecnológica

El Plan de Actualización Tecnológica (AT) de la Central Hidroeléctrica de ITAIPU, iniciado en 2022 con una duración prevista de 14 años, es el proyecto binacional más relevante desde la construcción de la central. Enfocado en la modernización, el plan busca sustituir tecnologías obsoletas de supervisión y control, cuya vida útil está al límite, dificultando la reposición de piezas y comprometiendo el rendimiento de la central.
ITAIPU ha implementado varias evoluciones tecnológicas durante sus cuatro décadas de operación, incorporando digitalizaciones puntuales o de capas, sustituyendo sistemas, equipos y componentes. Sin embargo, los estándares mundiales de ciclo de vida de equipos y componentes – como equipos digitales, electrónicos, eléctricos, cableados y demás dispositivos de la central – exigen una modernización estructurada de estos subsistemas [5].
Considerando estos factores, ITAIPU está en etapa de ejecución del Plan de Actualización Tecnológica de la central y de sus subestaciones, lo que incluye la evaluación y sustitución sistemática de equipos y sistemas de supervisión, control, protección, monitoreo, medición y sus respectivas interfaces con los procesos de generación, subestaciones, vertedero y los equipos auxiliares de la presa y la casa de máquinas. Equipos pesados, como turbinas y generadores, tienen un ciclo de vida más largo y no forman parte de esta actualización. En la Fig. 1 se puede observar un cronograma genérico de las actividades a realizar en la AT.

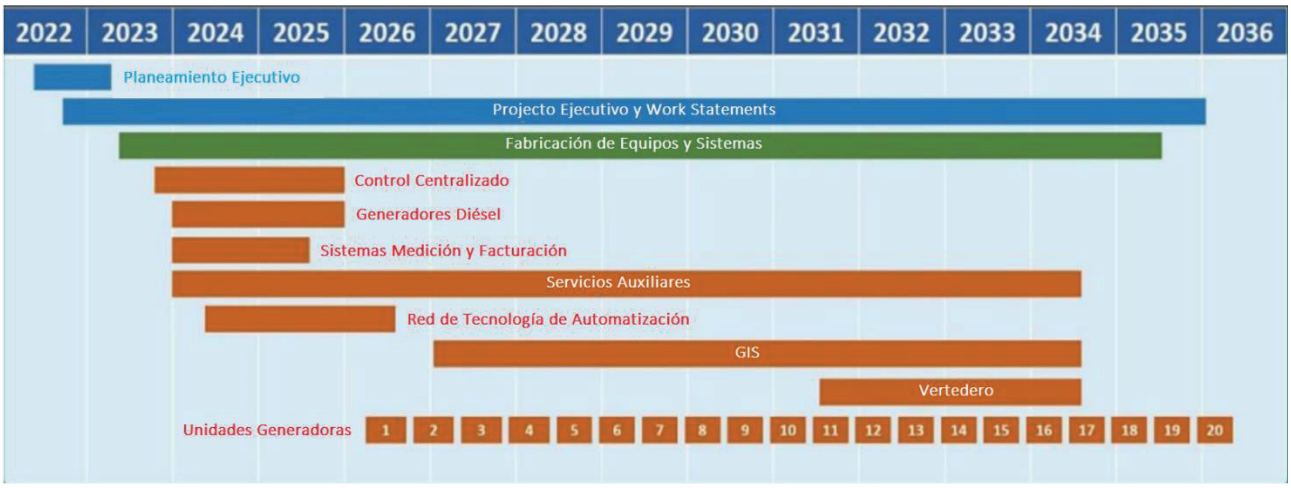


Fig. 1. Cronograma de la Actualización Tecnológica

2.2 Indicadores Estratégicos de ITAIPU Binacional

2.2.1 Índice de Seguridad del Abastecimiento a los Sistemas Eléctricos – ISA

Este indicador mide el valor esperado de la potencia disponible en el punto de entrega para los clientes, limitado y referenciado a la potencia base (los requisitos contractuales de ITAIPU son de 12.600MW), considerando

un período [t_A, t_B]. También puede interpretarse como la garantía de que, en un momento dado, la potencia base, con enfoque en los sistemas de generación y transmisión, esté siendo utilizada o esté disponible para ser utilizada. Se obtiene mediante la siguiente expresión [6]:

$$ISA = \frac{\sum_{n=1}^{N} \min[LimGe_n; 12600]}{N \,.\, 12600} \quad \{1\}$$

Siendo:
N – número de horas del período (HP) de interés [t_A :t_B];
$LimGe_n$ – indicador Límite de Generación correspondiente a la hora n.

2.2.2 Índice de Disponibilidad de la Capacidad de Generación - IDG

Este indicador mide el porcentaje de tiempo en que la capacidad instalada de generación de un sector o de la central está disponible, considerando las horas de indisponibilidad de las unidades generadoras. El cálculo toma como referencia las barras de interconexión con el sistema de transmisión, asumiendo que son completamente confiables y sin limitaciones. Para el cálculo se utilizan las tasas TEIPG y TEIFaG, considerando las horas de desconexión programada (HEDP) y forzada (HEDF) [6].

$$TEIPG = \frac{\sum_{j=1}^{M} HIP_j + HEDP_j}{\sum_{j=1}^{M} HP} \quad \{2\}$$

$$TEIFaG = \frac{\sum_{j=1}^{M} HIF_j + HEDF_j}{\sum_{j=1}^{M} HP_j - HIP_j - HEDP_j} \quad \{3\}$$

$$IDG = (1 - TEIPG).(1 - TEIFaG) \quad \{4\}$$

Siendo,
HP – Horas del Período [h];
HIP – Horas de Indisponibilidad Programada [h];
HIF – Horas de Indisponibilidad Forzada [h];
HEDP – Horas Equivalentes de Desconexión Programada [h];
HEDF – Horas Equivalentes de Desconexión Forzada [h].

2.2.3 Índice de Disponibilidad de la Capacidad de Transmisión – IDT

Este indicador evalúa el porcentaje de tiempo durante el cual el sistema de transmisión permite, o habría permitido, el paso de la capacidad nominal de energía tanto en cada uno de los sectores (50Hz y 60Hz) como de la central. En este caso, se considera que el sistema de generación está siempre disponible y sin restricciones. Se emplean las tasas TEIPT y TEIFaT, considerando las horas equivalentes, ya que no solo se contabilizan las horas, sino también las restricciones asociadas a los equipos indisponibles [6].

$$TEIPT = \frac{hedpt}{HP} \quad \{5\}$$

$$TEIFaT = \frac{hedft}{HP - hedpt} \quad \{6\}$$

$$IDT = (1 - TEIPT).(1 - TEIFaT) \quad \{7\}$$

Siendo,
hedpt – horas equivalentes programadas relacionadas con la capacidad de transmisión [h];
hedft – horas equivalentes forzadas relacionadas con la capacidad de transmisión [h].

2.2.4 Índice de Disponibilidad Conjunta de Generación y Transmisión – IDGT

Este indicador evalúa el porcentaje de tiempo en que el sistema conjunto de generación y transmisión fue capaz de proporcionar la capacidad nominal de energía tanto de los sectores 50Hz y 60Hz como de la central. El cálculo de los indicadores de disponibilidad conjunta de generación y transmisión considera las interrupciones programadas y forzadas, además de las restricciones operacionales de las unidades generadoras y los activos de transmisión. El procedimiento implica analizar, a lo largo del tiempo, el impacto combinado de estas restricciones o indisponibilidades en ambos sistemas. El diagrama de flujo de la Fig. 2 ilustra de manera general las etapas presentes en el cálculo del indicador IDGT [6].

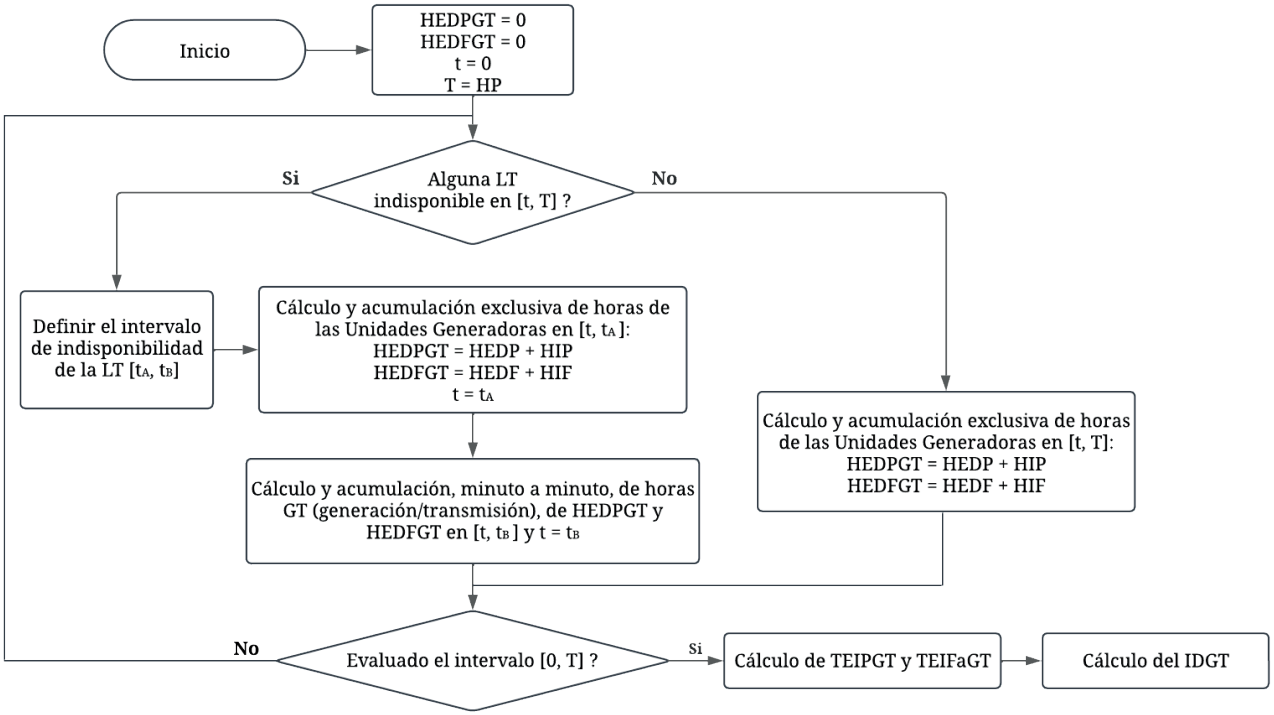


Fig. 2. Flujograma básico para el cálculo del indicador IDGT

Para el cálculo del IDGT se contabilizan las horas de indisponibilidad de las unidades generadoras, hasta que se llega al instante de la indisponibilidad de alguna línea de transmisión de ITAIPU, donde se determina, minuto a minuto, la indisponibilidad más restrictiva entre generación y transmisión. Luego, dicho proceso se repite hasta terminar el periodo considerado para el cálculo del indicador. El IDGT, entonces, es calculado con el producto de los complementos de las tasas TEIPGT y TEIFaGT.

3 METODOLOGÍA

3.1 Simulación Monte Carlo Secuencial

La Simulación Monte Carlo (SMC) Secuencial es una técnica utilizada para evaluar la confiabilidad de sistemas eléctricos, que presentan comportamientos aleatorios debido a fallas y a los tiempos variables de operación y reparación. La SMC secuencial se basa en el muestreo de variables aleatorias, con distribuciones de probabilidad específicas, permitiendo la modelización de sistemas dinámicos a lo largo del tiempo. Con eso, es posible elaborar el histórico operativo de estados de un sistema dado. En el contexto de la confiabilidad de sistemas eléctricos, tanto el estado inicial de operación como los estados subsiguientes son obtenidos con la distribución de probabilidad de los diferentes equipos; luego, con la evaluación de cada estado del sistema, los indicadores son estimados a través del valor esperado de F(x) [7]:

$$\tilde{E}\big(F(x)\big) = \frac{1}{NY}\sum_{j=1}^{NY} F(x_j) \qquad \{8\}$$

La principal característica de la SMC Secuencial es la transición de estados, que ocurre al variar el estado de un equipo; dos estados consecutivos de un sistema solo difieren entre sí por el estado de un equipo, lo que aumenta el esfuerzo computacional, pero ofrece una representación detallada del comportamiento del sistema [8]. El enfoque cronológico permite simular aspectos temporales, como la variación de la carga, las condiciones ambientales y los cronogramas de mantenimiento [9]. Además de estimar índices de confiabilidad, la SMC Secuencial permite obtener distribuciones de probabilidad asociadas [7].

3.2 Aplicación de SMC Secuencial para la proyección de indicadores estratégicos de ITAIPU Binacional

Para simular el comportamiento de los equipos de generación y transmisión a lo largo del periodo de simulación se utiliza, además de los estados de los modelos de Markov [10][11][12], el estado indisponible programado. Así, será utilizado el modelo de tres estados conforme mostrado en la Fig. 3 [13]. Con la SMC

secuencial, se podrá considerar el modelo probabilístico y el programa de mantenimientos preventivos de los equipos de generación y transmisión, la Actualización Tecnológica y las series históricas horarias del número de unidades generadoras sincronizadas y del salto bruto de ITAIPU.

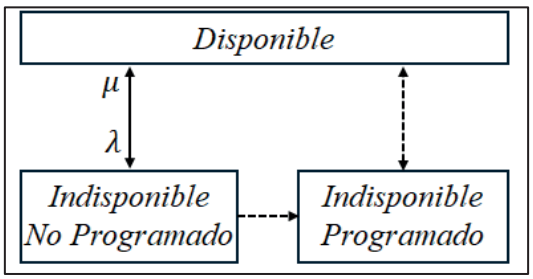


Fig. 3. Modelo de tres estados para representación de los equipos

El algoritmo utilizado se presenta a continuación [13]:

1. Iniciar la simulación en $t = 0$ y muestrear el estado inicial del sistema X_0 considerando la disponibilidad de los equipos de generación y transmisión, el programa de mantenimientos y la Actualización Tecnológica, las series de salto bruto y el número de unidades generadoras sincronizadas, etc.;

2. Determinar el tiempo de permanencia en el estado actual del sistema. Dicho tiempo es el transcurrido entre el inicio de un estado y el instante en que la próxima característica o componente del sistema cambia su estado;

3. Evaluar el estado, determinando si todos los equipos están disponibles o si en dicho estado se pueden atender los requisitos contractuales. Luego, contabilizar la indisponibilidad o el no atendimiento de potencia caso existan;

4. Transitar al siguiente estado. El próximo estado del sistema es determinado por el componente o característica del sistema que cambió su estado;

5. Los pasos 2 a 4 se repiten hasta que se alcance un período de simulación determinado T. En este trabajo, el período T es de 6 años;

6. Evaluar los indicadores estratégicos $IDG_k, IDT_k, IDGT_k$ e ISA_k para el $k-ésimo$ período simulado;

7. Los pasos 1 a 6 se repiten NY veces hasta que se alcance el criterio de convergencia (número mínimo de secuencias o por coeficiente de variación β);

8. Estimar los indicadores estratégicos como el valor esperado a lo largo de los NY períodos simulados.

4 RESULTADOS

A continuación, se describen brevemente los casos considerados: un caso base, sin la AT, y dos alternativas para el cronograma de los trabajos en las unidades generadoras de ITAIPU durante la AT. El año 2024 fue considerado para contrastarlo con los posteriores años, para los cuales se espera una reducción de los indicadores estratégicos debido a la AT. Para el caso de las líneas de transmisión, también se consideraron los mantenimientos preventivos que suelen ejecutarse periódicamente. Todos los mantenimientos considerados en las simulaciones son mostrados en [14].

Para el caso base, el cronograma de parada de las unidades generadoras considera únicamente los mantenimientos preventivos 9M (cada nueve meses y de 18 horas) y los 3S y 3A (cada 18 meses y 3 años, respectivamente, y de 12 días de duración), sin incluir las paradas de larga duración de la Actualización Tecnológica. Este caso, que muestra las intervenciones para el periodo de 2024 a 2029, sirve como referencia para determinar los valores de los indicadores estratégicos sin el impacto de la AT.

En la Alternativa I, la AT ya está incluida en la simulación. Se consideró la posibilidad de alternar entre retirar solo una unidad generadora durante los meses de mayor demanda y, posteriormente, retirar dos simultáneamente en los meses de menor demanda, lo que permite finalizar los trabajos en un período más corto.

La Alternativa II considera la retirada de una unidad generadora por vez. En este caso, el tiempo de finalización de los trabajos sería, como mínimo, de 10 años. Hasta 2029, se finalizarían los trabajos en 8 unidades generadoras. El cronograma de los mantenimientos preventivos 9M, 3S y 3A es, esencialmente, la misma en

comparación con la utilizada en la Alternativa I salvo pequeñas modificaciones en cuanto a las fechas de realización de los trabajos.
Los resultados de las simulaciones son mostrados como valores anuales en la Fig. 4 y en las tablas I y II. Como era de esperarse, en general, la Alternativa II presenta mejores indicadores en comparación con la Alternativa I ya que, en este último, se retiran dos unidades generadoras simultáneamente, mientras que en la Alternativa II solo hay una unidad fuera de servicio por vez a lo largo del período de análisis. También, se aclara que los trabajos en las unidades generadoras por AT iniciarían a finales del año 2025, y es debido a eso que este presenta valores similares a un año sin AT (2024).

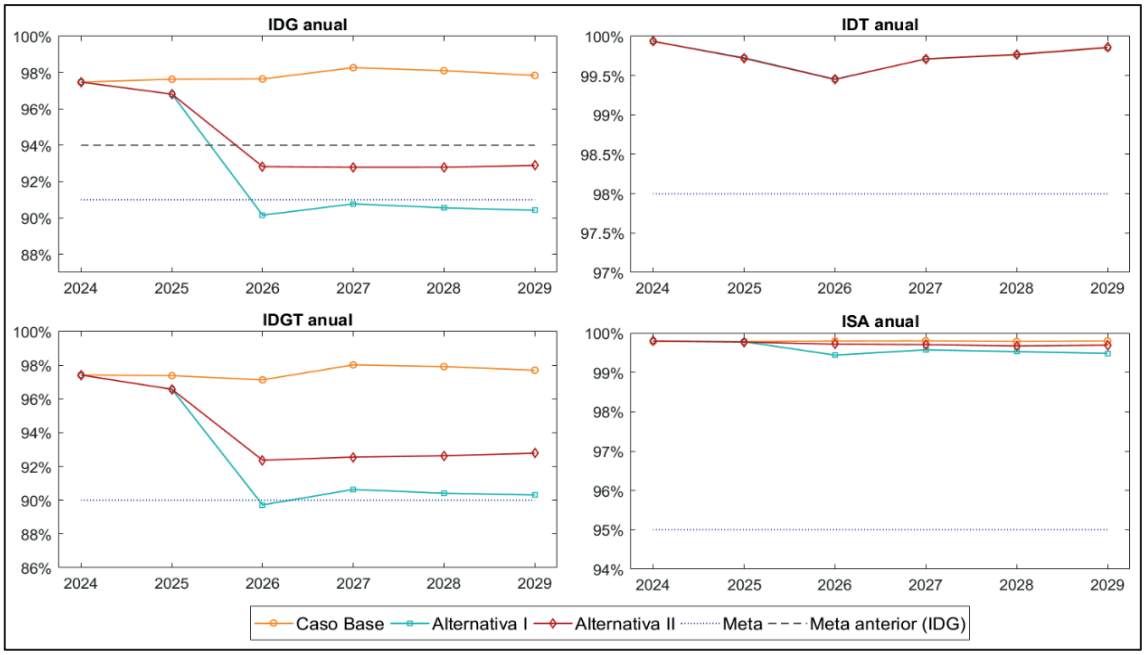


Fig. 4. Valores anuales de los indicadores estratégicos

TABLA I. VALORES ANUALES DE LOS INDICADORES IDG E IDT

Año	IDG				IDT			
	Caso Base	Alternativa I	Alternativa II	Meta	Caso Base	Alternativa I	Alternativa II	Meta
2024	97,48%	97,47%	97,48%	91%	99,93%	99,93%	99,94%	98%
2025	97,63%	96,81%	96,81%		99,72%	99,72%	99,72%	
2026	97,65%	90,15%	92,83%		99,45%	99,45%	99,45%	
2027	98,27%	90,78%	92,79%		99,71%	99,71%	99,71%	
2028	98,11%	90,56%	92,79%		99,76%	99,77%	99,77%	
2029	97,84%	90,42%	92,89%		99,85%	99,86%	99,86%	

Para el indicador IDG, se evidencia que, retirar simultáneamente dos unidades generadoras para la AT, sumada a los diferentes mantenimientos preventivos, puede provocar una reducción tal, que no se llega a cumplir con la meta del indicador (Alternativa I). Por otro lado, cabe destacar que, la meta del IDG fue revisada y actualizada a 91%, siendo que anteriormente era de 94% y, considerando que la Alternativa II presenta valores intermedios entre las metas antigua y actual, se constata que la actualización de dicha meta fue correctamente dimensionada.
Comparando los 3 casos para el indicador IDT se observa que la AT no afecta a dicho indicador, como se comprueba numéricamente en la Tabla I, ya que este sólo considera la disponibilidad de las líneas de transmisión que salen de las subestaciones GIS 500kV de ITAIPU. Para el indicador IDGT, la meta de 90% no se alcanza en el año 2026, como se puede observar tanto en la Fig. 4 como en la Tabla II; esto, debido a la convolución entre generación y transmisión, ya que los indicadores asociados a estos equipos presentan los valores más bajos. En el caso del ISA, a pesar de que este se ve afectado por la AT, el indicador presenta un margen considerable con relación a la meta del 95%. Esto se debe a que, la mayoría del tiempo, tanto la

potencia disponible de la usina como la capacidad de transmisión de los sectores 50Hz y 60Hz presentan valores muy superiores a los requisitos contractuales de ITAIPU (contrato a las Entidades Compradoras, consumo propio más pérdidas y reserva operativa).

TABLA II. VALORES ANUALES DE LOS INDICADORES IDGT E ISA

Año	IDGT				ISA			
	Caso Base	Alternativa I	Alternativa II	Meta	Caso Base	Alternativa I	Alternativa II	Meta
2024	97,42%	97,42%	97,42%	90%	99,78%	99,80%	99,79%	95%
2025	97,38%	96,58%	96,57%		99,78%	99,78%	99,77%	
2026	97,13%	89,72%	92,37%		99,79%	99,44%	99,72%	
2027	98,02%	90,64%	92,56%		99,80%	99,57%	99,70%	
2028	97,92%	90,41%	92,64%		99,78%	99,53%	99,67%	
2029	97,71%	90,31%	92,79%		99,80%	99,48%	99,69%	

Si bien los indicadores son verificados de forma anual, en el caso del IDG se pueden analizar los valores mensuales para encontrar puntos de mejora en el cronograma de trabajos de mantenimiento preventivo de las unidades generadoras. En la Fig. 5, se puede apreciar los valores mensuales del indicador IDG para la Alternativa I; en determinados meses, este queda por debajo de la meta de 91%. En [14], se puede constatar que en esos meses están programados, además de la UG fuera por AT y mantenimientos de corta duración, dos mantenimientos preventivos de 12 días.

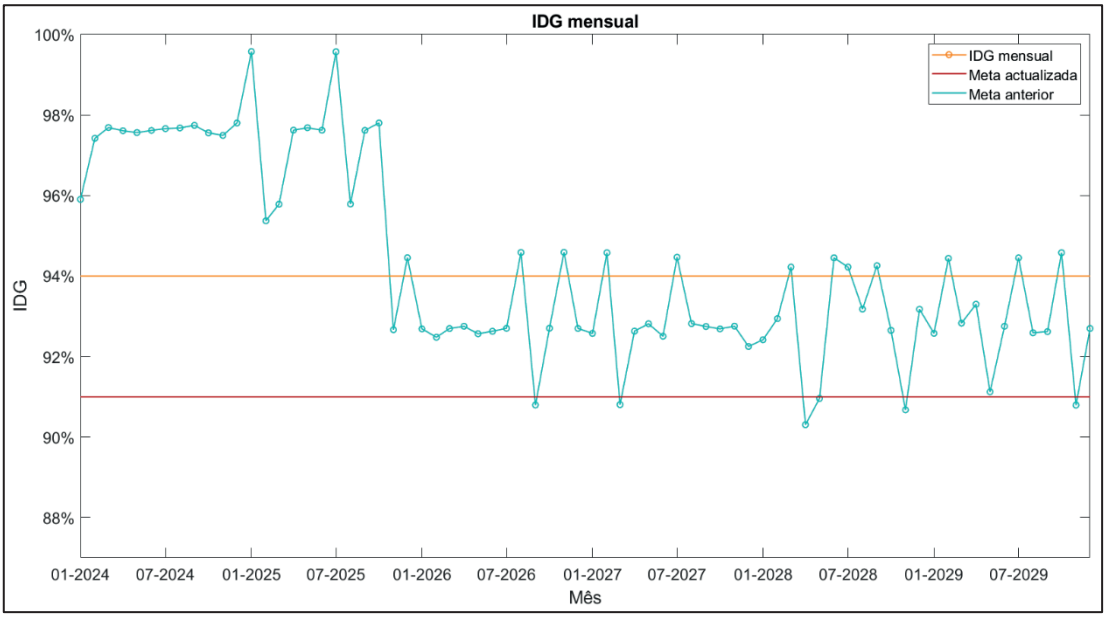


Fig. 5. Indicador IDG en base mensual para la Alternativa I

5 CONCLUSIONES

Este estudio presentó una metodología para estimar los indicadores estratégicos de ITAIPU Binacional utilizando la Simulación Monte Carlo Secuencial (SMC). Con la implementación de la Actualización Tecnológica (AT), es esencial proyectar la evolución de los indicadores de la empresa, considerando el cronograma de paradas de las unidades generadoras, los mantenimientos preventivos y las indisponibilidades forzadas. La metodología fue aplicada a tres cronogramas de paradas: el Caso Base, la Alternativa I, que considera la posibilidad de retirar dos unidades generadoras simultáneamente en los meses de menor demanda, y la Alternativa II, que considera la retirada de una unidad generadora por vez. Los resultados mostraron que, en el Caso Base, los indicadores presentaron valores similares al histórico operativo, de cierta forma validando la aplicabilidad de la metodología. Para la Alternativa I, los indicadores estratégicos no alcanzaron las metas, específicamente el IDG y el IDGT. Por otro lado, el IDT y el ISA no sufrieron grandes impactos.

En la Alternativa II, donde solo se retira una unidad generadora por vez, los resultados mostraron que las metas de todos los indicadores fueron respetadas, incluyendo la meta revisada de 91% para el IDG. Se constató que la actualización de la meta para este indicador fue bien dimensionada, ya que la meta anterior de 94% no se alcanzaría debido a la AT. Finalmente, la metodología también permite la optimización de los cronogramas de mantenimiento, señalando puntos de mejora para los indicadores, que se lograrían con la redistribución de los trabajos de mantenimiento preventivo.

6 REFERENCIAS

[1] Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID. Divisão de Energía/Setor de Intraestrutura e Energia (BID), "Impacto das interrupções na geração hidrelétrica do Brasil", Brasília, n. 1595, 2019.

[2] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, "Submódulo 25.8 – Indicadores de desempenho de equipamentos e linhas de transmissão e das funções transmissão e geração", Rio de Janeiro, 2008.

[3] J. R. Ribeiro, R. A. González-Fernández, R. B. R. Tufaile, R. S. Favoreto and R. J. G. C. da Silva, "Indicadores de Desempenho de Unidades Geradores – Análise Conceitual e Metodologia de Avaliação da TEIFa, TEIP e DISA", in *XIII Simpósio de Especialistas em Planejamento da operação e expansão elétrica (SEPOPE)*, Foz do Iguaçu, 2014.

[4] ITAIPU Binacional, "Relatório anual ITAIPU Binacional 2023", Foz do Iguaçu, 2024.

[5] ITAIPU Binacional, "Atualização Tecnológica da Usina". Disponible en: https://www.itaipu.gov.br/tecnologia/atualizacao-tecnologica-da-usina. Aceso en: mayo de 2024.

[6] ITAIPU Binacional, "Principais variáveis e indicadores de desempenho operacional – Relatório interno", Foz do Iguaçu, 2020.

[7] A. M. Leite da Silva, W. S. Sales, L. A. da Fonseca Manso and R. Billinton, "Long-term Probabilistic Evaluation of Operating Reserve Requirements with Renewable Sources*", IEEE Transactions on Power Systems*, v. 25, n. 1, 2010, pp. 106-116.

[8] A. M. Leite da Silva, L. A. da Fonseca Manso, J. C. O. Mello and R. Billinton, "Pseudo-chronological simulation for composite reliability analysis with time varying loads*", IEEE Transactions on Power Systems*, v. 15, n. 1, 2000, pp. 73-80.

[9] R. A. González Fernández, "Aplicações do Método de Entropia Cruzada na Confiabilidade de Sistemas Elétricos de Potência", *Dissertação de Doutorado Universidade Federal de Itajubá*, Itajubá, 2012.

[10] M. H. J. Bollen, *Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions*, New York: *IEEE press*, 2000.

[11] J. L. R. Silva, "Avaliação da Confiabilidade em Sistemas Elétricos com Base nos Parâmetros de Qualidade da Energia", *Monografia (Especialização em Sistemas de Energia Elétrica ênfase em Qualidade da Energia)*, *Universidade Federal de Minas Gerais*, Belo Horizonte, 2008.

[12] S. A. Flávio, Silvan, "Avaliação da Confiabilidade Composta de Sistemas Elétricos de Potência com elevada penetração de energia renovável", *Dissertação de Mestrado Universidade Federal de São João del Rei*, São João del Rei, 2011.

[13] R. A. González-Fernández, A. M. Leite da Silva, R. E. Oviedo-Sanabria, "Avaliação da Confiabilidade de Geração de ITAIPU via Simulação Monte Carlo Sequencial". in *XIII Simpósio de Especialistas em Planejamento da operação e expansão elétrica (SEPOPE)*, Foz do Iguaçu, 2014.

[14] P. D. Cabrera-Salina, "Avaliação do impacto da Atualização Tecnológica nos Indicadores Estratégicos da ITAIPU Binacional", *Monografia (Curso de Especialização em Especialização em Sistemas Elétricos), Universidade Federal de Itajubá*, Itajubá, 2024.

XX ERIAC
VIGÉSIMO ENCONTRO
REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRE
Ciudad del Este, Paraguay
25 a 29 de maio de 2025
C1.31_2927

Comitê de Estudos C1 - Desenvolvimento de sistemas elétricos e economia

ATENDIMENTO AO PLANO DE CONTINGÊNCIAS PELA ESTRATÉGIA DE SOBRESSALENTES DAS SUBESTAÇÕES DOS PARQUES EÓLICOS

M. M. SILVEIRA
CPFL Renováveis
Brasil
matheusmuniz@cpfl.com.br

A. C. TAVARES
CPFL Renováveis
Brasil
afonso.tavares@cpfl.com.br

Resumo *– O artigo técnico abordará a aplicação prática de uma metodologia de gestão de ativos para equipamentos de alta tensão em subestações, visando o aumento da confiabilidade e mitigação de riscos operacionais nas usinas eólicas da empresa. baseado em uma análise qualitativa e quantitativa. Assim, o estudo incluirá medições de confiabilidade, taxas de falhas (MTBF) e estratégias de estoque para o BoP (Balance of Plant). A pesquisa e tomada de decisão comparará também os impactos de estratégias de estoque centralizado versus distribuído, aplicando Risco Zero, com base em um framework multicritério, visando otimizar os investimentos CapEx e proporcionar melhorias na gestão de riscos, conforme as normas ISO 31000 – Risk Management – Guidelines e ISO 55000 - Asset management — Overview, principles and terminology.*

Palavras-chave: Drive to Budget, Risco Operacional, Confiabilidade, Condições Climáticas, Estoque Mínimo e Contingências.

1 INTRODUÇÃO

Em se tratando dos riscos operacionais e mudanças climáticas, cada vez mais as empresas têm que buscar rever suas estratégias de sobressalente e que estejam em locais adequados para atendimento ao Plano de Contingências das Subestações como drive to budget da gestão de riscos operacionais. Neste sentido, em trazer maior confiabilidade, e prezando pela excelência operacional, aplicou-se uma metodologia de gestão de ativo para os equipamentos de alta tensão das Subestações da empresa, na sua totalidade, dando destaque com foco em aumento de disponibilidade e mitigação de riscos associados à obsolescência, ciclo de vida útil e histórico de falhas.

No contexto do atendimento ao Plano de Contingências pela estratégia de sobressalentes das subestações dos parques eólicos, foram realizados estudos mais apropriados da solução adotada, como desenvolvido o projeto de estoque estratégico que atenda o aumento da confiabilidade no Balance of Plant (BoP) das usinas eólicas da empresa localizadas nas regiões Nordeste e Sul do país, que trouxe padronização, homologação de novos fornecedores e redução de tempo para intervenções pontuais pelo ganho em logística definida na avaliação por multicritérios, o que proporciona uma ferramenta robusta para a gestão de estoque estratégico pela avaliação de taxas de falhas e exposição ao risco, assim como apetite ao risco.

A partir da classificação e diagnóstico dos riscos operacionais, foram coletadas informações qualitativas das plantas, onde o foco foi dado para equipamentos do Sistema de BOP – Balance of Plant das usinas eólicas. Dos critérios adotados ao gerenciamento de reserva mínima sistêmica, como justificativas de investimentos para drive to budget, dos planos de ações realizados da metodologia e aplicação de gestão no tempo, resultaram no mapeamento dos riscos e ações mitigadoras de conhecimento da alta direção para apropriar investimentos CapEx no ciclo orçamentário e preconizados pela Gestão de Riscos - ISO31000 e de Gestão de Ativos – ISO55000, agregando valor, custos performance e oportunidades para os resultados da empresa.

Por meio de coleta de informações qualitativas e quantitativas foi gerado um banco de dados com as características técnicas dos equipamentos em operação no BOP e as quantidades instaladas e em estoque desses os ativos. E pelo uso de taxas de falhas (MTBF – Mean Time Between Failure) individuais para cada

equipamento, foram realizados cálculos probabilísticos de confiabilidade possibilitando definir a quantidade de equipamentos em estoque que possibilitaria a maximização de confiabilidade do BOP.

2 GENERALIDADES

2.1 Contextualização

A gestão de ativos desempenha um papel fundamental para o plano estratégico das organizações, propiciando tomadas de decisões mais eficientes sustentadas por informações e análises precisas que buscam, dentre muitos ganhos, a maximização da confiabilidade do sistema, gestão de riscos e melhor alocação dos recursos disponíveis.

Dessa forma foi visto a necessidade de identificar os principais riscos operacionais envolvidos associados aos ativos de balance of plant – BOP, bem como definir os planos de ação necessário para que esses riscos sejam mitigados e alocando os recursos de forma eficiente, o que significa a maximização da confiabilidade em decorrência do uso otimizado de recursos.

Portanto, será apresentado de forma sucinta a metodologia utilizada para identificação dos riscos operacionais e definição dos planos de ação, dando foco ao plano de gerenciamento de estoque estratégico otimizado o qual por meio de métodos estatísticos propicia identificar a reserva sistêmica mínima que atenda a meta de confiabilidade definida estrategicamente.

Por meio do desenvolvimento desse plano de ação, traz ganhos expressivos ao gerenciamento de riscos operacionais, tendo como principais vantagens identificas o melhor direcionamento no planejamento orçamentário plurianual, aumento de confiabilidade, redução de estoque e custos associados, aquisições mais assertivas e economicamente vantajosas, possibilidade de melhoria na disponibilidade das usinas com redução de tempo para tratamento de anomalias e falhas.

2.2 Definições e Critérios para Obter Riscos Operacionais

O risco operacional pode ser descrito como o risco de perdas decorrente de falhas em processos internos, pessoas ou sistemas, ou de eventos externos que fogem ao controle da organização. O entendimento do risco associado à operação de um negócio é um ponto chave nas definições de planos estratégicos da empresa.
Com essa premissa, foram mapeados os riscos operacionais dos sistemas e equipamentos de 17 parques eólicos, principalmente no sistema de BoP – Balance of Plant, dos equipamentos de Linhas de Transmissão, Subestações, Redes de média tensão, subestações unitárias e demais equipamentos associados, para diagnósticos e levantamento da conservação das suas instalações, projetos e oportunidades de melhorias e não conformidade tratada como riscos mapeados.
O levantamento dos riscos ocorreu pela coleta de informações qualitativas dos sistemas e equipamentos no sistema EAM – Enterprise Asset Management e por método de entrevista com aplicação de questionário direcionado envolvendo equipe multidisciplinar que compreende gerencia, engenharia, PCM, gestão de ativos, supervisores e técnicos de O&M, e por método analítico onde foram mapeados os riscos associados aos sistemas definidos.
Do levamento dos ativos críticos de campo, temos a classificação de Criticidades ABC que sugere a distinção do nível de importância de cada equipamento para a geração de valor, sendo:

- Classe A: Equipamentos que interrompem totalmente a geração, e/ou envolvem riscos consideráveis quanto à segurança pessoal e ambiental. São também equipamentos críticos do ponto de vista de custos ou de complexidade tecnológica podendo afetar significativamente o tempo de reparo em falhas e a falha do equipamento tem implicações significativas sobre o processo de produção de energia.
- Classe B: Equipamentos que interrompem parcialmente a geração, possuem impacto moderado quanto à segurança, custos e complexidade tecnológica.
- Classe C: Equipamentos que não interrompem a produção, não afetam a qualidade e possuem pouco impacto quanto aos aspectos de segurança, custos e complexidade tecnológica. A falha do Equipamento não traz consequência relevantes para a produção de energia.

Assim, após definição da criticidade dos equipamentos foi dado enfoque para aqueles definidos como ativos de criticidade A ou B, os quais afetam direta ou indiretamente a disponibilidade dos sistemas.
Portanto, pelo relacionamento dos tópicos abordados, com a criticidade de localização sistêmica dos ativos foram obtidos diagnósticos que dentre os principais, cita-se aqui alguns que direcionam ao assunto abordado nesse trabalho: Ciclo de vida útil, obsolescência, falhas recorrentes (histórico), tendências (análises/ensaios), necessidade de readequações de projetos especiais (retrofits) e outros.
Esses diagnósticos convergem para a adoção de planos de ação para controle de não conformidade e riscos relativos aos ativos e seus estoques completos ou peças de reposição. Com o objetivo de mitigar interrupções parcial ou total de geração, relacionadas às condições de saúde dos ativos pela mitigação dos riscos envolvidos.

2.3 Estoque Estratégico Mínimo Centrado em Confiabilidade

Em atendimento aos riscos operacionais identificados no BoP eólico, o estoque estratégico de sobressalentes tem como objetivo formar uma reserva estratégica, com quantidade mínima de equipamentos em estoque (eficiência) que gere segurança operacional (ganho de confiabilidade) aos parques eólicos e possibilite indicar a melhor estratégia de alocação de recursos para os investimentos plurianuais.
Uma das formas para determinar a quantidade de equipamentos sobressalentes é por métodos estatísticos, podendo determinar a probabilidade de falha de um determinado equipamento e por meio da confiabilidade desejada, determinar a quantidade de equipamentos que formará a reserva mínima para redução do tempo de indisponibilidade do ativo ou sistema.
O conceito de confiabilidade corresponde à probabilidade que um determinado sistema irá operar corretamente durante um determinado intervalo de tempo. Dentre os modelos existentes e utilizados pelo setor de energia elétrica para o cálculo de confiabilidade, foi escolhido o modelo de probabilidade de Poisson, no qual o cálculo é feito utilizando a fórmula apresentada em (1).

$$R(t) = e^{-(N\lambda t)} \sum_{k=0}^{n} \frac{(N\lambda t)^k}{k!} \quad (1)$$

Sendo:
λ = Taxa de Falha;
t = Intervalo de Tempo;
N = Número de equipamentos em operação;
n = Quantidade de equipamentos em estoque.

Portanto, o cálculo da confiabilidade (%) para diferentes estoques de equipamentos buscando definir a quantidade ideal com base na visão estratégica da empresa necessita de definição da taxa de falha para cada um dos equipamentos. A taxa de falha (λ) pode ser calculada pelo MTBF (Tempo Médio Entre Falhas), sendo:

$$\lambda = \frac{1}{MTBF} = \frac{Número\ de\ Falhas}{Tempo\ Total} \quad (2)$$

A taxa de falha pode sofrer variação a depender da idade do equipamento, como pode ser visto na curva da banheira (Figura 1), da localização e intempéries a qual está submetido, de fabricante para fabricante, a depender da qualidade de processos de fabricação, entre outras variáveis. Portanto o método adotado para definir mais assertivamente a taxa de falha de cada equipamento foi uma média entre as taxas de falhas encontradas no cálculo direto (2) usando o MTBF calculado com os registros do Sistema de Gestão de Manutenção (EAM) da empresa e as taxas de falhas médias estabelecidas em trabalhos técnicos [1],[2],[3],[4] e [5], que trazem estimativas de taxas de falhas de diversos equipamentos, pela análise global de um grande conjunto de dados obtidos em vários países, com equipamentos de diversos níveis de tensão e diversas configurações técnicas.

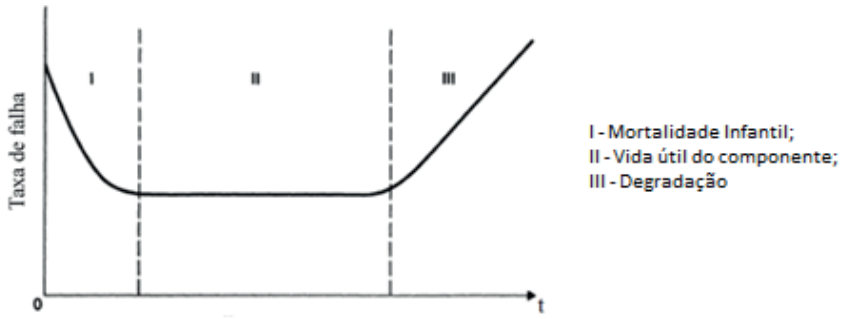


Figura 1 - Curva da Banheira.

Equipamento	Classe de Tensão	Taxa de Falha
Para-raios	34,5/69/138/230 kV	3,00%
Contador de Descarga	-	3,00%
Transformador de Potencial	> 230 kV	2,39%
Transformador de Potencial	< 145 kV	1,53%
Transformador de Corrente	> 230 kV	2,39%
Transformador de Corrente	< 145 kV	1,53%
Chave Seccionadora	34,5/69/138/230 kV	2,80%
Disjuntor	230 kV	3,50%
Disjuntor	138 kV	2,70%
Disjuntor	34,5/69 kV	1,30%
Bucha de Transformador	24/52/72/145/245 kV	6,94%
Subcomponentes do Trafo	-	1,12%
Comutador de TAP (OLTC)	138/69 kV	2,00%
Subcomponentes OLTC	-	1,12%
Retificador	125 / 48 Vcc	3,20%
GPS/ Relés/ Registradores	-	0,20%
Transformador de SU	-	0,20%
Cabos Nus/ Postes/ Torres	-	0,15%
Isoladores	-	0,15%
Subcomponentes de RMT/LT	-	1,60%

Figura 2 - Taxas de Falhas.

As diretrizes da companhia apontam para apetite ao risco operacional, ou seja, todos os riscos devem ser mitigados ou serem providos de planos de ação mitigatórios em caso de falhas. Dessa forma, fica claro que a confiabilidade precisa tender a 100%. Porém na prática isso é impossível atingir esse valor, visto que nesse contexto para alcançar essa confiabilidade seria necessário um estoque com número infinito de equipamentos, pois quanto maior o estoque mais a confiabilidade se aproxima de 100%, o que é exemplificado na Figura 3.

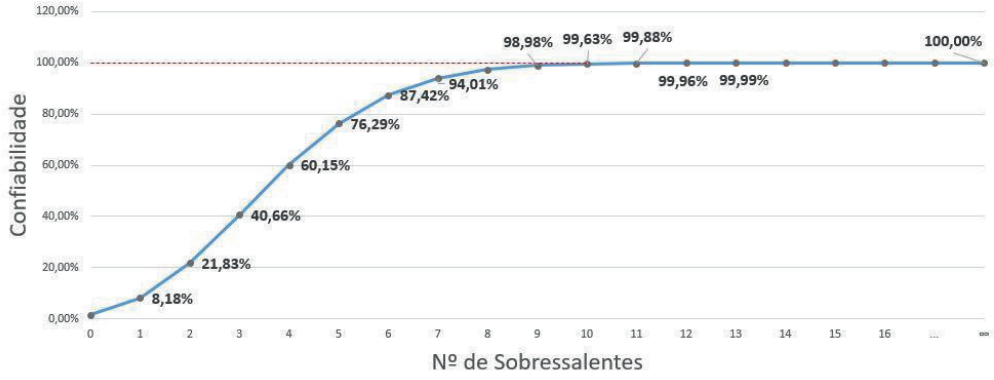


Figura 3 - Gráfico de Confiabilidade em Função no Número de Equipamentos Sobressalentes.

Nota-se que após atingido cerca de 99% de confiabilidade, quanto mais sobressalentes são colocados em estoque, a variação da confiabilidade se torna ínfima, pois sempre tende a 100%, mas nunca é alcançado.

Dessa forma, por definição estratégica foi adoto confiabilidade maior que 99% como o ponto ótimo para definir a quantidade mínima do estoque estratégico.
Foram coletadas informações qualitativas e quantitativas de todos os equipamentos instalados e em estoque, que compõem o BoP dos parques eólicos, nos sistemas de Linhas de Transmissão, Redes de Média tensão, Subestações, subestações Unitárias, Cubículos e Salas de comando, definidos nas criticidades A e B. E criado um banco de dados para análise e tratamento específico ao cálculo de confiabilidade e posteriormente verificação de compatibilidade técnica entre usinas.
Das informações qualitativas foram registradas todas as características técnicas das folhas de dados dos equipamentos. Das informações quantitativas, foram coletadas as quantidades existentes dos equipamentos em operação e equipamentos em estoque. Após as coletas de informação que envolveu auxílio de supervisores e técnicos de campo e tratamento de dados pela engenharia, foi realizado o cálculo estatístico para a definição de quantidade mínima de equipamentos em estoque para garantir a confiabilidade acima da meta estimada (99%).
Como cada um dos equipamentos tem sua quantidade de elementos instalados e a sua própria taxa de falha, foi necessário realizar o cálculo para todos os equipamentos de forma individual e por usina, pois cada uma das 17 usinas eólicas foco desse estudo tem uma quantidade diferente de equipamentos instalados e em estoque.
Após definição da quantidade mínima de sobressalentes necessária para conseguir confiabilidade acima de 99%, foi verificado a quantidade existente em estoque e realizada a comparação direta, informando a necessidade de aquisição em caso de o valor existente ser menor que o valor estimado.

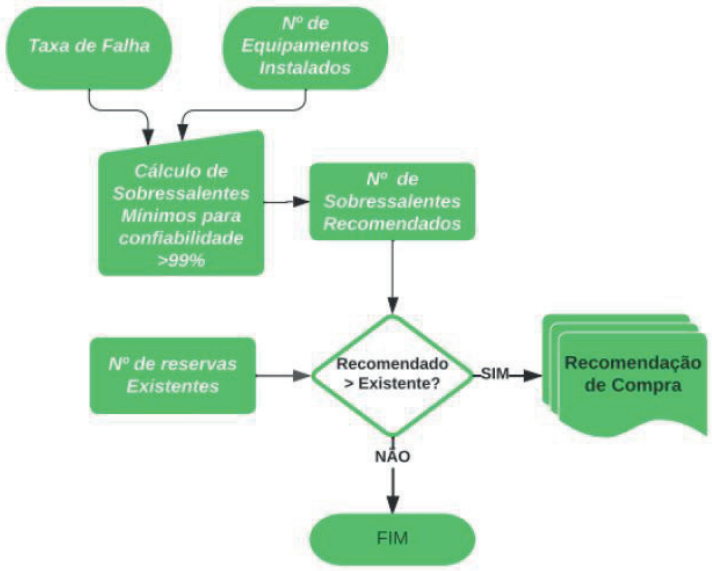


Figura 4 - Fluxo de Cálculo de Estoque Estratégico.

2.4 Ganhos diretos associados

Lista de aquisições de sobressalentes para cada usina, para cobrir o estoque mínimo necessário. Ferramenta de gestão de estoque estratégico com cálculo direto de confiabilidade.
Com o tratamento das informações qualitativas que são os dados técnicos de cada um dos equipamentos, inclusive características construtivas como dimensão, peso, tipos de terminais, entre outros, foi identificado que muitas usinas possuíam equipamentos com características semelhantes e que em casos de contingência real poderiam ser beneficiadas entre si com o compartilhamento de equipamentos sobressalentes para suprir necessidade pontual em detrimento ao Lead Time para aquisição de equipamentos principalmente nos ativos de criticidade A, que pela complexidade tem em média um tempo de aquisição maior.
Então foi pensado em um estoque estratégico compartilhado entre usinas, tendo como premissa usinas de mesma região, onde o tempo de deslocamento e custos logísticos são reduzidos e as usinas foram agrupadas em três regiões de compartilhamento de estoque o que possibilitou ganho de eficiência por redução de quantidade de equipamentos para compor o estoque mínimo, mantendo a taxa de falha e a confiabilidade estimadas.

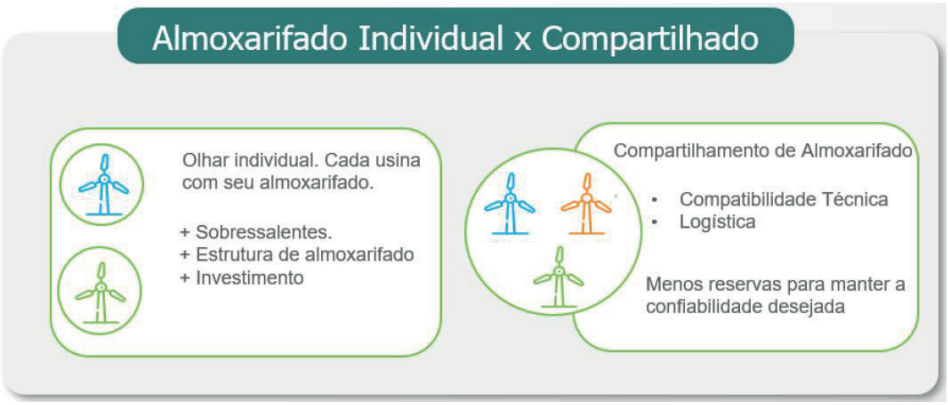


Figura 5 - Almoxarifado Individual x Compartilhado.

Foram observados ganhos de escala, pois no compartilhamento de almoxarifado entre usinas, ocorre redução da quantidade de equipamentos necessários para compor a reserva mínima estratégica. Dessa forma, a estrutura de almoxarifado necessária para acomodar todos os equipamentos fica reduzida e consequentemente reduz os valores de investimento em novos equipamentos e custos de mantê-los em estoque.

Pela utilização da técnica de estoque compartilhado houve redução de aproximadamente 44,3% na quantidade total de equipamentos a serem adquiridos para composição do estoque estratégico, o que representa redução de cerca de 36% no custo financeiro para composição do estoque estratégico mínimo. E mesmo com essas reduções significativas a confiabilidade de todos os equipamentos se manteve acima dos 99% conforme apresentado na figura abaixo.

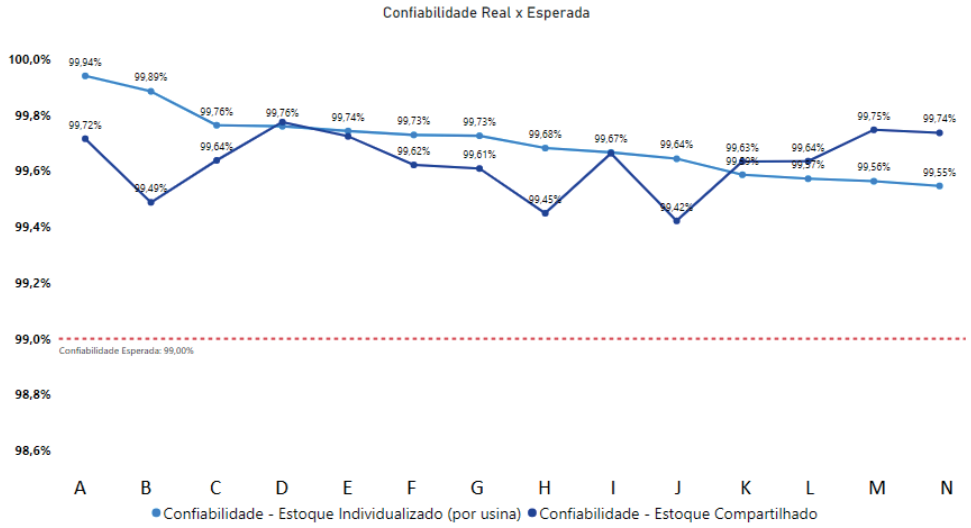


Figura 6 - Confiabilidade obtida para cada equipamento no almoxarifado individual x compartilhado.
(O nome dos equipamentos foi trocado por letras do alfabeto para manter confidencialidade.)

Por fim, dentre os ganhos diretos obtidos com o desenvolvimento desse trabalho, foram geradas listas de aquisições dos equipamentos necessários para compor o estoque mínimo, onde contém as quantidades, características técnicas, orçamento orientativo de investimento, plantas que possuem equipamento semelhante instalados e em estoque. E principalmente a priorização dos equipamentos que devem ser comprados, baseado no atendimento aos diagnóstico dos riscos operacionais e dando melhor direcionamento para o planejamento orçamentário plurianual para aquisição de equipamentos de composição do estoque, indicando no período orçamentário dos próximos 5 anos a priorização que deve ser atendida para obtenção dos ganhos de confiabilidade de forma mais ágil.

2.5 Plano de Contingência – Visão Macro

Ao Plano de Contingência Operacional – PCO, com foco em Risco Zero, das Instalações de Equipamentos de Alta Tensão e principalemtne transformadores de Potência - 230/34,5 KV nos parques eólicos CE e RN. Todas as Subestações, das quais priorizadas pela Rede Báxica 230 KV, sendo a de Praia Formosa, Icaraizinho, Aracati, Pedra Cheirosa e Gameleira, as mesmas conectadas à Rede Básica na CHESF Transmissora.
Dos trabalhos direcionados ao Atendimento ao Plano de Contingências pela Estratégia de Sobressalentes das Subestações dos Parques Eólicos, foi criada o procedimiento ao PCO, com visão macro e apoio de todos, ao check list resumo abaixo das interáreas e apoio, alinhado ao framawork, envolvendo:

- Diretoria O&M e Comunicação;
- Operação e COI - Centro de Operação Interligado;
- Engenharia, Campo (BoP) e Obras;
- Transporte, Logística e Suprimento;
- Segurança e Meio Ambiente;
- Financeiro, Contábil e Regulação;
- PPCM e Gestão de Ativo;
- Demais interfaces de áreas da empresa ao PCO.

2.5.1 Detalhamento tópicos por Planta em Operação – Adequação e condição operacional

- Subestação – Localização;
- Dados de Transformador de Potência;
- Dados de Projeto Executivo;
- Diagrama Unifilar;
- Detalhamento Especial:
- Base do Ativo – Transformador;
- Parede Corta Fogo;
- Bacia de contenção de óleo e separadora de água e óleo;
- Arranjo Operacional – AT/MT e Barramento;
- Bay AT – 230 KV – Equipamentos de Manobras e PR’s;
- Bay MT – 34,5 KV – Equipamentos de Manobras e PR’s;
- Cabos Condutores MT – Carga e NCC – Nível de curto-circuito;
- Painel de Interligação e Comando – AT e MT;
- PAC – Proteção, Automação e Controle;
- Comunicação COI- SCADA – N2/N3;
- Particularidades das Instalações. Levantamento por unidade.

2.6 Vantagens obtidas pelo estoque mínimo sistêmico

- Minimização dos riscos associados ao BOP eólico pelo aumento da confiabilidade atrelada aos ativos;
- Ganhos de disponibilidade de geração, pela redução de tempo de reparo;
- Ferramenta de gestão de estoque estratégico;
- Melhor direcionamento de investimentos pela lista de aquisições prioritárias baseada no diagnóstico de riscos operacionais.
- Menor tempo de reparo (MTTR), uma vez que peças e equipamentos reservas estarão disponíveis em estoque sem dependência de lead time;
- Mapeamento dos equipamentos semelhantes entre plantas, facilitando empréstimos de peças em casos de atendimento emergencial;
- Redução de equipamentos em almoxarifado pelo compartilhamento de estoque entre regionais;
- Ciclo de vida útil, disponibilidade e desempenho;
- Reserva mínima sistêmica dos ativos da malha logística;
- Possibilidade de Rollout para demais ativos da empresa.

3 CONCLUSÕES

Pela utilização de métodos estatísticos foi possível definir a quantidade mínima de equipamentos em estoque de forma a manter confiabilidade acima de 99%, ou seja, indicando que há probabilidade menor que 1% de haver mais falhas que o número de sobressalentes disponíveis.
O modo de almoxarifado compartilhado permite diminuição de estoque de equipamentos sobressalentes mantendo o mesmo nível de confiabilidade das plantas com estoque individual, e é uma alternativa interessante considerando o compartilhamento de peças em regiões onde a logística possibilita compartilhamento rápido e assim permite diminuição de tempo de indisponibilidade em atendimento emergencial. Dos riscos operacionais, a definição da reserva sistêmica mínima auxilia na mitigação de fim do ciclo de vida útil, Obsolescência, Falhas recorrentes (histórico), Tendências de falhas (análises/ensaios), readequações de projetos (retrofits). Além de ser um critério importante na priorização de formação de estoque estratégico que será diluído no plano de investimento plurianual da empresa.
Ganhos pontuados:

- Tomada de decisão mais eficiente sustentada pelas informações e análises precisas obtidas no desenvolvimento desse trabalho;
- Maior Segurança operativa, pela mitigação dos riscos associados;
- Maior Gestão de Ativo – Custos, Performance e Riscos;
- Menor custos de Manutenção Corretiva;
- Maior disponibilidade dos ativos em Operação e Maior Receita de Geração.

Esse trabalho apesar de completo e com muitos ganhos associados propicia ainda o desenvolvimento de perspectivas futuras para melhorias de resultados e adequações a diferentes casos, sendo:

- Utilização de MTBF real de equipamentos para definição da taxa de falha o mais próximo possível da realidade da planta;
- Adoção de LCC (custo de ciclo de vida) para obtenção do momento exato (ponto ótimo) de reposição de estoque;
- Adotar práticas de manutenção centrada em confiabilidade em complemento ao plano de ação de mitigação de riscos associados aos equipamentos;
- Por meio de ferramenta PDCA, identificar e quantificar os ganhos reais obtidos com a implantação do estoque otimizado, sendo em custos, disponibilidade, MTTR e confiabilidade real.

4 REFERÊNCIAS

- [1] CIGRÉ WG A3.06: Final Report of the 2004 - 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment, Part1-Summary and General Matters, CIGRÉ Technical Brochure no.509, 2012.
- [2] CIGRÉ WG A3.06: Final Report of the 2004 - 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment, Part2-SF6 Circuit Breakers, CIGRÉ Technical Brochure no.510, 2012.
- [3] CIGRÉ WG A3.06: Final Report of the 2004 - 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment, Part3-Disconnectors and Earthing Switches, CIGRÉ Technical Brochure no.511, 2012.
- [4] CIGRÉ WG A3.06: Final Report of the 2004 - 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment, Part 4 - Instrument Transformers, CIGRÉ Technical Brochure no. 512, 2012.
- [5] CIGRÉ WG A3.06: Final Report of the 2004 - 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment, Part 5 - Gas Insulated Switchgear CIGRÉ Technical Brochure no. 513, 2012.
- [6] CIGRÉ WG 38.03: Power system analysis and techniques – 1987, Power System Reliability Analysis Application Guide, 1992.
- [7] GED 17407 - Subsídios ao Dimensionamento de Reserva Técnica de Equipamentos de Distribuição Parte 1 de 2 – Abordagem de Confiabilidade (Distribuição de Poisson), RDEN – Departamento de Engenharia de Manutenção e Padrões, Dez/2017.
- [8] Tavares, Afonso – Prêmio Nacional de Gestão de Ativos Engenheiro Amauri Reigado – 2020. Título: Gestão de Risco Operacional (GRO) alinhada a Gestão Estratégica da Empresa.
- [9] ABNT ISO NBR 31000:2018 - Gestão de Riscos - Princípios e Diretrizes;
- [10] ABNT NBR ISO 55000:2014 - Gestão de Ativos - Visão geral, princípios e terminologia;
- [11] IAM – BSI PAS 55 Institute of Asset Management.

Comité de Estúdios C1 – Desarrollo de sistemas eléctricos y economía

METODOLOGÍAS DE CÁLCULO DE CARGA Y DENSIDAD DE CARGA DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN EN BASE AL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CHRISTIAN RAMIREZ
Administración Nacional de Electricidad - ANDE
Paraguay
christian_ramirez@ande.gov.py

Resumen – La Gestión de Cargas en baja tensión oportuna y adecuada es una práctica esencial para mantener la confiabilidad del Sistema Eléctrico de Distribución (SED). En el contexto paraguayo, donde la red de distribución enfrenta desafíos particulares, esta práctica cobra una importancia aún mayor. Por lo tanto, se torna necesario tener una cuantificación real de la potencia demandada por los clientes, esto con el fin de realizar una asertiva planificación de la expansión del Sistema Eléctrico de Distribución (SED), modificaciones de la red de baja tensión (BT) y análisis de posibles puntos de instalación de transformadores de distribución (TD); tareas a las que se denomina Gestión de Cargas. Actualmente, en la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), la cuantificación de la potencia demandada en baja tensión es efectuada mediante mediciones en las salidas de los TD, realizadas por personales calificados mediante equipos especiales, siendo estos en la mayoría de los casos insuficientes para medir la totalidad de los TD instalados (10.000 transformadores de distribución sólo en Asunción). Bajo este contexto, hay proyectos de aplicación de nuevas tecnologías de monitoreo remoto, con el fin de detectar posibles sobrecargas en los TD, sin embargo, cabe mencionar que la implementación de este tipo de tecnologías requiere de una elevada inversión, la cual está sujeta a la disponibilidad presupuestaria de la institución (ANDE). Ante estas situaciones, se desarrolla dos metodologías válidas para los siguientes casos y que dependen de la disponibilidad de los datos: 1) Cuando se cuenta con una base de datos actualizada referente a la identificación de los clientes asociados a su respectivo TD, con esto es posible determinar el porcentaje de carga de cada TD; caso 2) De no contar con los datos mencionados en 1), es posible desarrollar análisis de densidad de carga; esto se logra dividiendo el área de estudio en zonas que para el caso de la ciudad de Asunción es de 50x50 metros, asociando cada usuario y TD a cada zona de tal forma a calcular la relación entre la densidad de carga de los usuarios en BT (kVA/m²) y la densidad de potencia instalada (kVA/m²). El análisis de densidad de carga se efectúa considerando cada zona tabulada en un área de 50x50m, como un elemento que posee información de las zonas aledañas a este, con el fin de determinar con precisión las zonas críticas donde es necesario el montaje de TD para cubrir la demanda de energía eléctrica. Finalmente se comprobó que ambas alternativas de cálculos son efectivas para la toma de decisiones por parte de la distribuidora de energía eléctrica para ejecutar acciones de Gestión de Carga, a fin de garantizar un suministro continuo y confiable.

Palabras clave: Big data - Base de datos - Factores de incremento de demanda de energía - Densidad de carga – Geo localización de cargas

1 INTRODUCCIÓN

La justificación del desarrollo de este trabajo nace de la necesidad de contar con valores referenciales de carga de transformadores de distribución (TD), dichos valores en la mayoría de los casos desconocidos para la empresa distribuidora de Paraguay (ANDE).

* Dirección del autor principal

En la actualidad, a parte de los recursos humanos y equipamientos disponibles, ANDE cuenta con sistemas modernos de monitoreo remoto de TD, cuya implementación a mediano plazo, dependerá de la inercia que esta deba vencer a factores de disponibilidad presupuestaria, adjudicación de licitaciones, etc.
A fin de contar con herramientas eficaces, con los recursos disponibles y con resultados comprobables a corto plazo, se desarrolla en este estudio dos metodologías válidas con los siguientes objetivos a ser aplicados en la ciudad de Asunción (Paraguay):

- Calcular el porcentaje de carga del TD teniendo como datos actualizados los usuarios que dependen de cada uno.
- Calcular densidad de carga en caso de no contar con los datos de usuarios asociados a cada TD.

Como objetivo específico se definió calcular la demanda máxima de potencia (kVA) solicitada por cada usuario. En la actualidad no es posible obtener este valor en forma directa y para todos los usuarios catastrados, siendo la energía facturada (kWh) el único dato relacionado a esta variable.
Esto conlleva a la hipótesis de que es posible calcular la potencia máxima (kVA) requerida por cada usuario teniendo en cuenta:

- La potencia consumida en un periodo de tiempo determinado (kWh).
- La caracterización de cargas de cada usuario, dependiente de la categoría de consumo según pliego tarifario y el consumo mensual.
- La variación de temperatura ambiente máxima en el periodo de tiempo facturado.
- Dependiendo del área de estudio, una estimación de las características de la actividad predominante de los usuarios (actividad comercial, residencial, etc.).
- Factor de potencia.
- Factor de desequilibrio de cargas.

Los Imputs de datos requeridos fueron los siguientes:

- Datos del sistema de facturación de ANDE
  - ID del cliente.
  - Energía consumida en un periodo de tiempo (kWh), de enero a mayo 2024.
  - Periodo de consumo
  - Categoría del cliente de acuerdo al pliego tarifario vigente
  - Coordenadas x, y de cada usuario en BT.

- Datos proveídos División de Operación de la Gerencia Técnica de ANDE.
  - Temperaturas ambiente máxima diaria

- Datos extraídos del Sistema Smallworld ANDE.
  - ID de cada TD
  - Potencia (kVA) de cada TD
  - Coordenadas x, y de cada TD

La integración de los datos como así también la utilización y desarrollo de aplicaciones de base de datos conjuntamente con aplicaciones de geo referencia de datos, fueron las herramientas informáticas utilizadas en este trabajo, posibilitando la sistematización y procesamiento de información de millones de registros para los cálculos y obtención de los resultados.

2 FACTORES DE CORRECCION DE ENERGÍA MÁXIMA DE DEMANDA

A fin de estimar la potencia máxima solicitada por cada usuario fue necesario tener en cuenta varios factores. Siendo la energía facturada (E) la integral de la potencia consumida en un periodo de tiempo, la variación de esta obedece a varios factores a ser descriptos y estimados en los siguientes numerales.

2.1 Variación de E en función a ΔTmax. Factor de corrección.

La energía máxima diaria, para un determinado periodo de facturación corresponderá a los días más calurosos, siendo Emax proporcional a ΔTmax, los valores de ΔTmax a considerar son los superiores a 24°. En algunas zonas con climas templados o fríos son también consideradas las temperaturas inferiores a 10° o 15°C, pero como en Paraguay predomina el clima sub tropical, que es lo que genera los picos de demanda, se consideran solo las temperaturas superiores a 24°C, [1].

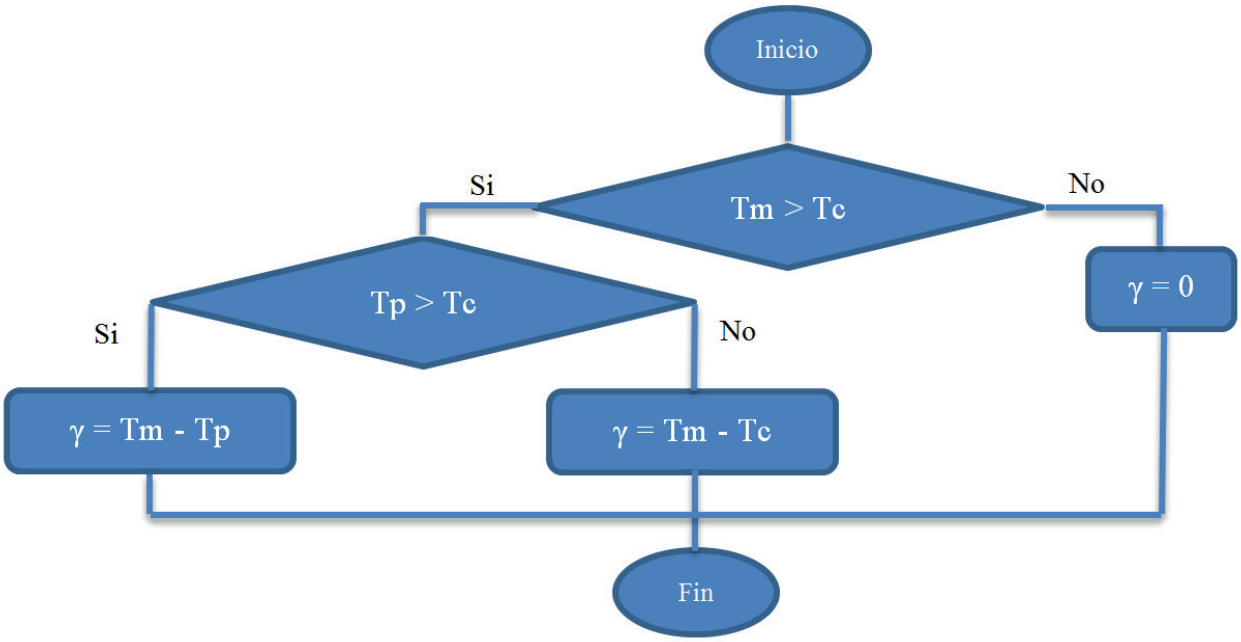


Fig. 1 – Diagrama lógico del pseudocódigo para el cálculo del factor de corrección de E por variación de temperatura máxima (elaboración propia).

Siendo:
Tm = Temperatura máxima del periodo de facturación
Tc = Temperatura de confort, valor de T a partir del cual se utiliza los equipos acondicionadores de aire.
Tp = Temperatura promedio del periodo de facturación
γ = Factor de corrección en función a la variación temperatura ambiente máxima del periodo de facturación.

Con la utilización de fórmulas condicionales anidadas y aplicadas a los algoritmos de la base de datos, se obtienen los valores de factor de corrección de la demanda por variación de temperatura (γ) máxima diaria de cada usuario, para cada ciclo de facturación.

2.2 Factor de desequilibrio de cargas en baja tensión

El desequilibrio de las cargas en baja tensión es otro factor importante a considerar al momento de calcular la carga máxima a que puede estar sometido un TD. En Paraguay no existe alguna normativa que obligue al usuario a cumplir con ciertos parámetros tolerables de desequilibrio de cargas. En la práctica, según mediciones efectuadas en las salidas de los TD, el desequilibro de cargas oscila entre 10% a 50%; para los cálculos se consideró un valor de Fd = 30% de desequilibrio entre fases. [2]

2.3 Factor de simultaneidad

Considerar el factor de simultaneidad se hace necesario para estimar la coincidencia de demanda de energía eléctrica entre usuarios. Por ejemplo, un barrio donde predomine una actividad comercial, las demandas de energía máxima serán las correspondientes a los días hábiles; no así un barrio residencial donde también deben considerarse los días no hábiles. La fórmula utilizada en los algoritmos es la siguiente:

$$\boldsymbol{Fs = 1 + (100 - (d * 100)/7))100} \qquad (1)$$

Siendo:
d = *la cantidad de días estimados en donde se registra mayor consumo de energía elétrica en la zona de estudio.*
Fs = *Factor de simultaneidad*

2.4 Factor de potencia

Si bien ANDE factura solo energía activa a usuarios en BT, para los cálculos se hace necesario estimar la energía reactiva. Por mas que el Fp sea cercano a la unidad, tener en cuenta un valor estimado [3], hace que los resultados se aproximen a la realidad. De esta forma, Fp = 0.8.

2.5 Caracterización de cargas

Mediante el diseño y desarrollo de la campaña de medición, se logró determinar el comportamiento de la demanda de energía eléctrica de las categorías de usuarios servidos en baja tensión [4]. Con ello se identificaron las curvas características de los perfiles por categoría de usuarios y consumo registrado; las categorías de consumo son las siguientes:

Tabla 1: Clasificación de categorías de consumo. [4]

Tarifa	Descripción
Residenciales R1	Tarifa Residencial en BT con consumos entre 0-50 kWh/mes
Residenciales R2	Tarifa Residencial en BT con consumos entre 50-150 kWh/mes
Residenciales R3	Tarifa Residencial en BT con consumos entre 151-300 kWh/mes
Residenciales R4	Tarifa Residencial en BT con consumos entre 301-500 kWh/mes
Residenciales R5	Tarifa Residencial en BT con consumos entre 501-1000 kWh/mes
Residenciales R6	Tarifa Residencial en BT con consumos mayores a 1000 kWh/mes
Gubernamental (GU)	Tarifa Gubernamental en BT
General G1	Tarifa de uso general en BT (comercios y otras actividades no contempladas en las demás
General G2	Tarifa de uso general en BT (comercios y otras actividades no contempladas en las demás
Industrial I1	Tarifa de uso industrial en BT con demanda contratada hasta 15 kW.
Industrial I2	Tarifa de uso industrial en BT con demanda contratada mayor a 15 kW.

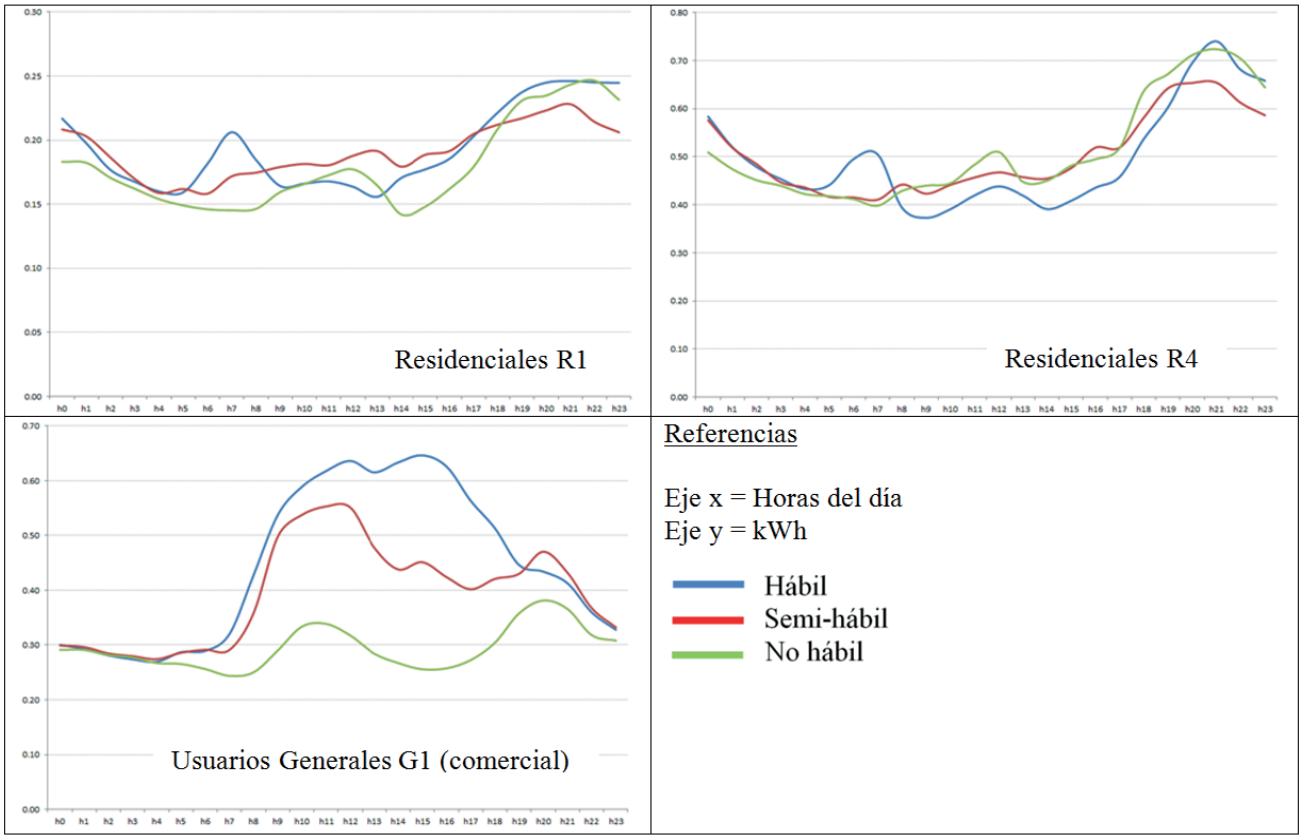


Fig. 2 - Curvas de carga por tipo de día – ejemplo de las curvas de caracterización de cargas [4]

3 CÁLCULO DE DEMANDA MÁXIMA DIARIA (kWh/día).

Con los factores de ajustes necesarios se ejecuta el algoritmo a fin de calcular la energía máxima diaria estimada para cada usuario mediante la fórmula:

$$\boldsymbol{E_{max} = \frac{Et*[1-(0.02*\gamma)]}{Dias} * \frac{(Fd*Fs)}{Fp}} \qquad (2)$$

Siendo

E_{max} $= Energía\ máxima\ de\ demanda\ correspondiente\ al\ dia\ de\ máxima\ temperatura\ ambiente\ del\ periodo\ de\ facturación.$

E_t $= Energía\ facturada\ en\ el\ periodo\ de\ estudio$

0.02 $= Constante\ que\ determina\ que\ por\ cada\ aumento\ de\ 1°C\ la\ demanda\ de\ energia\ electrica\ aumenta\ 2\%$ [1]

γ $= Factor\ de\ correccion\ en\ funcion\ a\ la\ Delta\ temperatura\ del\ periodo\ de\ facturación$

$Dias$ $= Cantidad\ de\ dias\ facturados$

Fd $= Factor\ de\ desequilibrio\ de\ fases$

Fs $= Factor\ de\ simultaneidad\ entre\ usuarios\ del\ área\ de\ estudio$

Fp $= Factor\ de\ potencia$

4 CÁLCULO DE CARGA DE TD TENIENDO EN CUENTA LOS USUARIOS ASOCIADOS

Cuando se cuenta con los datos de usuarios abastecidos por un determinado TD es posible mediante la aplicación de base de datos desarrollada en este trabajo, el cálculo de la potencia máxima (kVA) solicitada al mismo en base al consumo facturado (kWh), y considerando los factores expuestos en el numeral 2 de este estudio.

En la base de datos son utilizadas las caracterizaciones de cargas por categoría de consumo según la tabla 1, y representada en la figura 2. La función del algoritmo desarrollado se resume en los siguientes procesos: identificar la categoría de cada registro de medición de facturación; discriminar por consumo máximo diario; modelar el consumo máximo diario en base a la caracterización de cargas definidas en 2.5; ejecutar la sumatoria de kVA por hora teniendo en cuenta el ID del TD asociado a cada usuario y por último, hallar el valor máximo solicitado a cada TD.

En base a los resultados de los TD estudiados se hallaron los errores de cálculo gracias al contraste con equipos de medición instalados en las salidas de los mismos, estos equipos son de clase 0,2. Los errores variaron entre 5% y 15%. La explicación de ello se debe principalmente a que algunos usuarios no actualizan su correspondiente categoría de consumo. Existen casos en los que ciertos usuarios poseen categoría de consumo residencial siendo su actividad real alguna oficina o algún comercio no catastrado, que como se ve en las caracterizaciones de cargas indicadas en la figura 2, son totalmente diferentes e inciden en el valor máximo de KVA resultante calculado.

5 DENSIDAD DE CARGA APLICADO A SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

Cuando no se cuenta con los datos descriptos en el numeral anterior, en este estudio se desarrolló el método de "Densidad de Carga Aplicado a Sistemas de Distribución", para ello se divide el área de estudio en zonas, en este caso en cuadriculas de 50x50 metros, relacionando el ID de cada usuario y TD al ID de cada cuadricula. Con esto se calcula la sumatoria de demanda máxima de cada usuario definida en el numeral 3, como así también la potencia instalada de cada cuadricula.

Cada zona de 50x50 m, es un elemento que posee información de las zonas aledañas a este, de esta forma se logra observar el comportamiento de las variables en el área de estudio en un rango de 150x150 m y la interacción entre ellas. Esto permite determinar con precisión las zonas críticas, efectuar simulaciones de repotenciación de zonas mediante instalación de transformadores y observar la variación de la densidad de carga hasta obtener valores aceptables.

Para el caso de la ciudad de Asunción se obtuvieron:

$$C_{carga} = (C_{ij})_{300x343} \quad (kVA) \qquad (3)$$

$$P_{inst} = (P_{ij})_{300x343} \quad (kVA) \qquad (4)$$

$$\boldsymbol{C}_{ij} = \sum(\boldsymbol{C}_{(1-i),j}\,;\boldsymbol{C}_{(1+i),j};\boldsymbol{C}_{i,(1-j)};\boldsymbol{C}_{i,(1+j)};\boldsymbol{C}_{(1-i),(1-j)};\boldsymbol{C}_{(1+i),(1+j)};\boldsymbol{C}_{(1-i),(1+j)};\boldsymbol{C}_{(1+i),(1-j)}) \quad (5)$$

$$\boldsymbol{P}_{ij} = \sum(\boldsymbol{P}_{(1-i),j}\,;\boldsymbol{P}_{(1+i),j};\boldsymbol{P}_{i,(1-j)};\boldsymbol{P}_{i,(1+j)};\boldsymbol{P}_{(1-i),(1-j)};\boldsymbol{P}_{(1+i),(1+j)};\boldsymbol{P}_{(1-i),(1+j)};\boldsymbol{P}_{(1+i),(1-j)}\,) \quad (6)$$

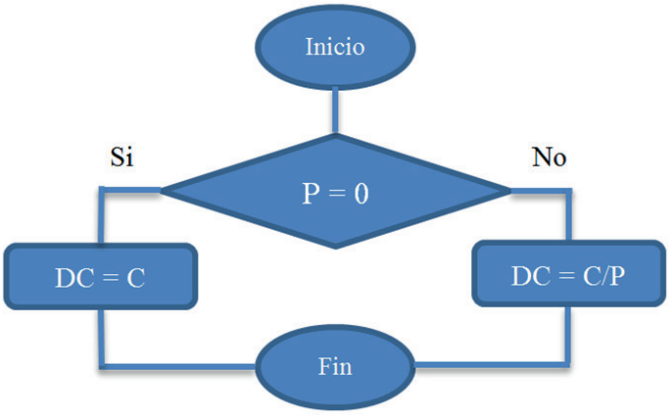


Fig. 3 - Diagrama lógico del pseudocódigo para el cálculo de la Densidad de Carga, (elaboración propia)

Siendo:

$\boldsymbol{DC} = Densidad\ de\ Carga$

$\boldsymbol{P} = Carga\ Instalda\ (kVA)$

$\boldsymbol{C} = Demanda\ (kVA)$

Analizando los conceptos mencionados se puede hacer la siguiente afirmación

Si

$$tolerancia\ del\ TD < (DC_{(1-i),j};\ DC_{(1+i),j};\ DC_{i,(1-j)};\ DC_{i,(1+j)};\ DC_{(1-i),(1-j)};\ DC_{(1+i),(1+j)};\ DC_{(1-i),(1+j)};\ DC_{(1+i),(1-j)}) \quad (7)$$

y $DC_{ij} > tolerancia\ del\ TD$

Entonces $DC_{ij} = zona\ a\ ejecutar\ acciones\ de\ gestion\ cargas$ (8)

5.1 Resultados

En las figuras 4 y 5 se muestran los resultados obtenidos. En la figura 5 se observa en detalle los valores de densidad de carga, el elemento resaltado en recuadro es uno de los que cumplen con la condición mencionada en la ecuación (8), siendo una zona de análisis para gestión de carga según normativa interna de ANDE [5]. Cada elemento representa un área de 50x50 metros, e identificables en el mapa por coordenadas x e y.

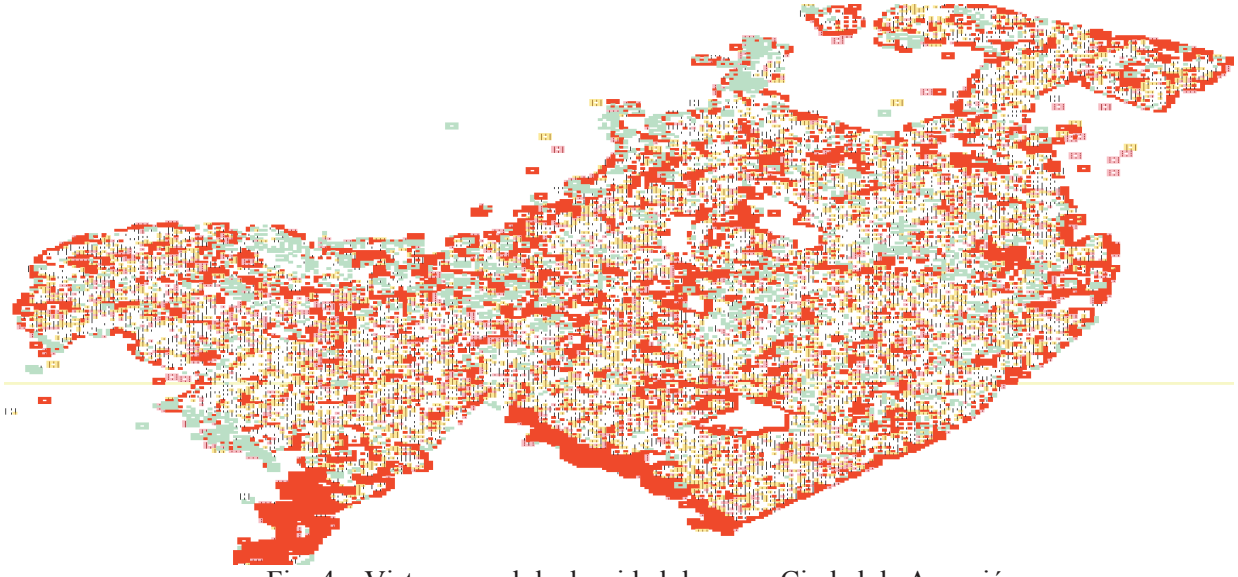


Fig. 4 – Vista general de densidad de carga Ciudad de Asunción.

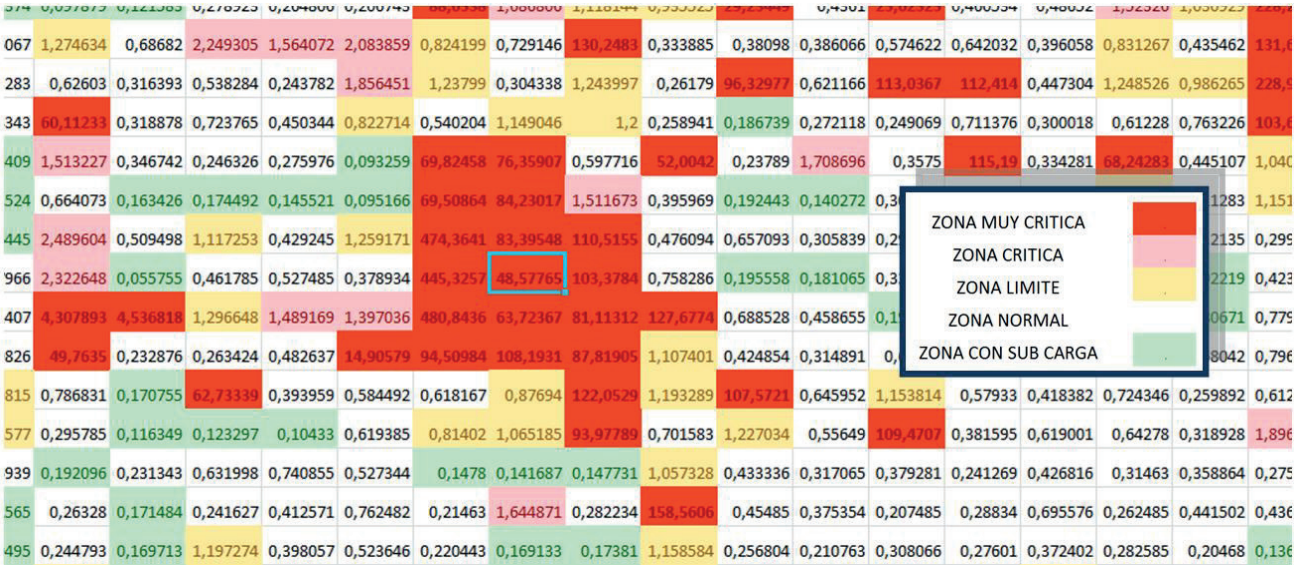


Fig. 5 – Vista detallada de la fig. 4.

6 CONCLUSIONES

En la primera metodología se logró calcular el porcentaje de carga de los TD seleccionados como muestra, los errores calculados corresponden a parámetros tolerables (±15%). Para muestras correspondientes a un mayor número de TD, debido a la gran cantidad de datos, fue necesario utilizar estadísticas en la base de datos, de tal forma a calcular la frecuencia de sobrecarga para un periodo determinado, esto con el fin de priorizar acciones a fin de optimizar los recursos.

El proceso de cálculo de porcentaje de carga de los TD, depende en gran medida de la actualización de la base de datos de los usuarios dependientes de los mismos. En la actualidad, ANDE se encuentra en proceso de modernización del sistema de base de datos de activos del Sistema Interconectado Nacional, gracias a la implementación del sistema Electric Office, para lo cual esta metodología servirá como complemento para realizar cálculos en base a los datos a ser sistematizados en el mismo.

En la segunda metodología se logró elaborar, aplicando el concepto de Densidad de Carga, un mapa geo referenciado en función a los valores calculados, identificando las zonas críticas. A fin de contrastar los resultados obtenidos, se relevó datos de proyectos de montaje de TD a ser ejecutados para alivio de cargas, al crear una capa en el mapa correspondiente a los TD proyectados y superponerlos a los calculados, se encontró una coincidencia de 90%, llegando a la conclusión de que la metodología desarrollada en este estudio, indica efectivamente los lugares en donde es necesaria una intervención de gestión de cargas.

Por otro lado, otro dato importante a tener en cuenta es la identificación de zonas en donde la potencia instalada excede a la demanda, lo cual indica zonas donde existen posibles pérdidas no técnicas.

También se espera que los conceptos desarrollados en este trabajo, puedan ser customizados al Sistema Geo Spatial Analysis (GSA), que es otro programa a ser implementado a corto plazo en ANDE. La misma es una plataforma de catastro y análisis geo referenciada de activos. En esta plataforma se podrán visualizar online los resultados calculados, gracias a la integración con el sistema de facturación, siendo una innovadora fuente de información de la demanda real del sistema, lo que contribuirá a que la Administración Nacional de Electricidad siga ejecutando acciones para lograr abastecer a sus clientes un servicio continuo y confiable.

Bibliografía

[1] MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, *La Temperatura y su Influencia en la Demanda de Energía Eléctrica,* Buenos Aires - Argentina, 2016.

[2] DEPARTAMENTO DE CONTROL DE REDES DE DISTRIBUCIÓN (ANDE), Relevamiento de Mediciones en Secundarios de Transformadores de Distribución, 2023.

[3] ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD, *Reglamento Para Instalaciones Eléctricas de Baja Tensión,* Asunción - Paraguay, 1971.

[4] ESTUDIOS ENERGÉTICOS CONSULTORES, *Asistencia Técnica Para la Elaboración de los Estudios de Costos y Tarifas, Caracterización y Estudios de la Demanda de la Energía Eléctrica y Formulación de Escenarios Económicos,* Asuncion - Paraguay, 2015.

[5] ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD, *Manual de Procedimientos SPR 07.04.01,* Asunción, 2023.

V. Comités de Estudio

C2

Comitê de Estudos C2 – Operação e controle de sistemas de potência

Análise de dinâmicas oscilatórias do sistema interligado paraguaio-argentino-uruguaio produzidas pelo grupo de trabalho Itaipu-ANDE-Cammesa-Yacyretá

J. PESENTE*
R. A. OLIVEIRA
A. J. S. MEZGER
A. P. TOCHETTO
J. A. SANTOS
P. H. GALASSI
M. L. SOSA-RIOS
ITAIPU
Brasil/Paraguay
pesente@itaipu.gov.br

R. MOLINA
F. GALEGO
N. de SAN-JUAN
CAMMESA
Argentina

E. RODRIGUEZ
U. FERNANDEZ
R. FARINA
G. DÁVALOS
R. BENITEZ
ANDE
Paraguay

W. M. M. DUARTE
F. F. F. ACOSTA
M. RAMIREZ
M. J. OXELEN
A. A. A. ALMADA
L. AGUIRRE
M. RAMIREZ
E. B. YACYRETÁ
Paraguay/Argentina

Resumo *– A interligação dos sistemas elétricos Paraguaio, Argentino e Uruguaio efetivada em 2022 resultou em grande impacto à operação destes sistemas elétricos. Este artigo relata o trabalho conjunto das equipes de Itaipu, ANDE, CAMMESA e EBY na análise e caracterização das oscilações eletromecânicas verificadas neste sistema interligado. Tais análises são baseadas em registros de uma ampla rede de medição fasorial sincronizada, incluindo medidas nos sistemas paraguaio e argentino, que permitem identificar adequadamente oscilações entre os referidos sistemas. A sua caracterização foi efetuada em termos de frequência de oscilação e amortecimento, formato de modo e participação, os quais foram obtidos por métodos estabelecidos na bibliografia e correlacionados à experiência dos profissionais do setor. Esta análise é fundamental na avaliação dos riscos existentes à operação do sistema interligado. Os resultados produzidos indicam consequências potenciais, a consistência dos modelos de simulação e as ações de melhoria disponíveis a serem promovidas pelas empresas envolvidas.*

Palavras-chave: Oscilações Eletromecânicas - Estabilidade de Sistemas Elétricos - Interligação PY-AR.

1 INTRODUÇÃO

Oscilações eletromecânicas de baixa frequência (0,2Hz a 2,5Hz) com baixo amortecimento em sistemas de potência são reconhecidas como um fator de risco à operação dos sistemas elétricos, por terem sido causas de blecautes com desabastecimento da maior parte dos consumidores conectados ao sistema [1-3], de danos em equipamentos por vibração, sobrecarga ou sobretensão [4], e de mau funcionamento de proteções e controles causando o desligamento intempestivo e muitas vezes imprevisível de equipamentos e consumidores [5]. Todas essas consequências são consideradas graves [6], motivo pelo qual grande esforço dos engenheiros e das empresas do setor elétrico é despendido na identificação, representação e mitigação das oscilações eletromecânicas [7].

Esta conjuntura reflete o contexto da operação interligada dos sistemas elétricos paraguaio, argentino e uruguaio (PY-AR-UR), que foi planejada para melhor aproveitamento dos recursos existes e efetivada a partir da construção da LT 500kV AYO-VHA, e foi iniciada em dezembro de 2022, viabilizada após intenso esforço coordenado entre as empresas dos setores elétricos brasileiro, paraguaio e argentino [8].

Os estudos de planejamento desta interligação expuseram vários desafios de grande magnitude, como o risco de colapsos frente ao desligamento de elementos simples de transmissão (N-1), potencial distribuição desigual de geração entre geradores em decorrência de ajustes diferentes entre parâmetros de controle, e oscilações de potência não controláveis (instáveis, de amortecimento negativo). No intuito de garantir a estabilidade do sistema, foram ajustados e colocado em serviço os estabilizadores de sistemas de potência de Itaipu 50Hz [8], e projetado, testado e implantado um sistema de monitoramento, proteção e controle de área ampla baseado em medições fasoriais sincronizadas (WAMPAC – *Wide Area Monitoring Protection and Control*), nominado Esquema de Controle Contra Contingências na ANDE – ECCANDE [9].

*E-mail: pesente@itaipu.gov.br

As oscilações eletromecânicas antevistas nas simulações de planejamento se tornaram cruciais porque ao longo da operação do sistema foram registrados vários casos de oscilações mal amortecidas. Em decorrência das consequências destas oscilações foi criado um grupo de trabalho de profissionais incluindo colaboradores de Itaipu, ANDE, CAMMESA e EBY, no intuito de analisar e propor ações corretivas para diminuir a recorrência de oscilações e reduzir seu impacto. Neste grupo de trabalho foram realizadas análises de perturbações, simulações para avaliação da qualidade dos modelos e análise de potenciais ações corretivas. As oscilações de potência registradas foram caracterizadas em termos de origem, frequência de oscilação, amortecimento, formato de modo e participação dos elementos em sua composição.

Este artigo descreve as perturbações analisadas mais representativas no intuito de caracterizar as dinâmicas oscilatórias do sistema interligado PY-AR-UR, as análises da eficiência dos controles, potenciais riscos e ações futuras, comentadas e analisadas à luz da caracterização das oscilações eletromecânicas, e os resultados de modelos de simulação. O trabalho divide-se como segue: no Capítulo 2 se descrevem os modos oscilatórios teóricos do sistema interligado, no Capítulo 3 a estrutura das atividades do grupo de trabalho, o Capítulo 4 trata da descrição das perturbações analisadas, o Capítulo 5 das inferências obtidas do processamento de registros, o Capítulo 6 da avaliação de modelos de simulação, o Capítulo 7 uma síntese dos impactos operacionais das oscilações e o Capítulo 8 as conclusões e próximos passos.

2 MODOS DE OSCILAÇÃO DO SISTEMA INTERCONECTADO PY-AR-UR

O sistema interligado Paraguaio-Argentino-Uruguaio passou a operar de forma interligada compondo um único sistema a partir de 09/12/2022, totalizando aproximadamente 35000 MW de carga máxima e 51.800MW de capacidade de geração distribuída em mais de 90 instalações de potência superior à 100MW, 49% térmicas, 38% hidrelétricas, 10% renováveis e 3% nucleares [10], ilustradas no diagrama esquemático da Figura 1 pelas regiões geográficas que contém seus principais grupos geradores e centros de carga.

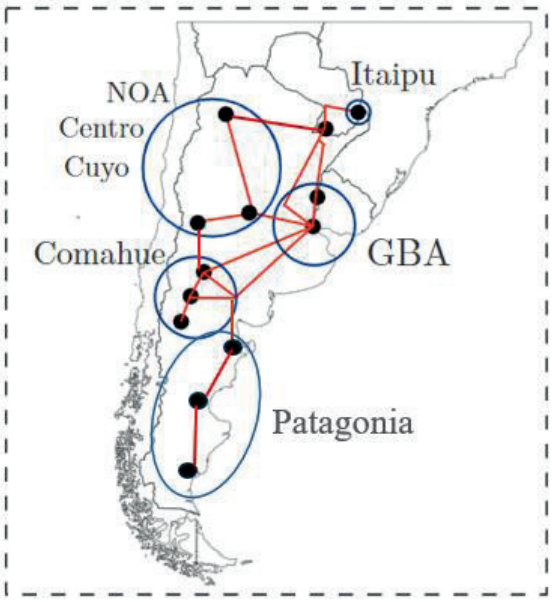


Figura 1 – Diagrama unifilar simplificado PY-AR

Tal interligação resultou em uma complexa malha de elementos dinâmicos, escalando o total dos fenômenos dinâmicos originais dadas interações entre suas dinâmicas e controles individuais. Historicamente, a bibliografia existente já descreve a existência de ao menos três modos eletromecânicos oscilatórios de baixa frequência no SADI, como relatado em [11, 12], assim como os estudos de planejamento da operação interligada previram a adição de um novo modo instável se não apropriadamente controlado [13].

No âmbito deste trabalho, a análise linear indicou, considerando os ajustes atuais dos controles, a existência de 6 modos eletromecânicos de relevância, apresentados na Tabela 1, com frequência e amortecimentos indicados para a condição de regime permanente correspondente à carga no SADI (19,8GW) e na ANDE (3.285MW), 10 geradores em Itaipu, e 1.350MW no sentido Yacyretá-ANDE (Caso 110).

Tabela 1 – Modos eletromecânicos teóricos no sistema Paraguai-Argentina-Uruguai

Modo	Faixa de frequência [Hz]	Autovalor para o Caso 110
Comahue, Patagonia vs. GBA	**0,45Hz** – 0,65Hz	-0,97 ± j3,45 (0,57Hz/27%)
Comahue, GBA vs. NOA, Centro	0,60Hz – 0,80Hz	-0,95 ± j3,33 (0,55Hz/28%)
GBA vs. Centro, NEA vs. NOA	0,60Hz – 0,80Hz	-0,77 ± j4,40 (0,71Hz/17,2%)
NOA vs. Cuyo	0,65Hz – 0,85Hz	-0,54 ± j5,00 (0,80Hz/10,7%)
PY vs. AR	**0,28 – 0,45Hz**	-0,36 ± j1,89 (0,30Hz/18,7%)

A análise das regiões que compõem os modos da Tabela 1 foi efetuada com base na participação dos geradores da referida área nos modos eletromecânicos calculados do modelo linearizado, e selecionados os que apresentaram participação de mais de uma área geoelétrica, como ilustrado na Figura 2.

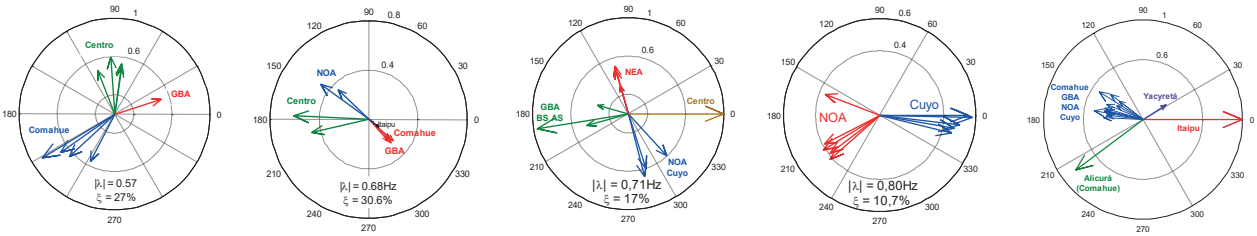


Figura 2 – *Mode-shapes* dos modos calculados do modelo linearizado com participação de mais de uma área geoelétrica

A frequência de oscilação e o amortecimento dos modos eletromecânicos apresentados são afetados pelas condições operacionais do sistema, como por exemplo, para o modo PY-AR de 0,24Hz a 0,41Hz e amortecimento entre 10,1% a 23,1% [8], faixa que ilustram o tipo de variação esperada para os outros modos.

3 ESTRUTURA DAS ATIVIDADES DO GRUPO DE TRABALHO

O início da operação interligada do sistema Paraguaio-Argentino-Uruguaio promoveu também o início das providências que passaram a ser requeridas das verificações efetuadas, dentre elas, a análise e caracterização das dinâmicas oscilatórias do sistema interligado paraguaio-argentino-uruguaio observadas após registros de oscilações durante perturbações no sistema elétrico. Assim, o grupo de trabalho foi formado e determinou-se a realização das seguintes atividades:

i) análise de perturbações e levantamento de oscilações de potência registradas;
ii) determinação de frequência de oscilação e amortecimento das oscilações eletromecânicas reais;
iii) inferência da participação das barras medidas e estabelecimento das áreas participantes;
iv) reprodução das perturbações e oscilações por simulações eletromecânicas;
v) análise da necessidade de medidas para melhoria de amortecimento.

4 ANÁLISE DE PERTURBAÇÕES

Neste estudo foram catalogadas e analisadas 53 perturbações, que foram agrupadas em:

i) Falhas de comutação/ou reduções transitórias de potência no Elo de Corrente Contínua de Furnas;
ii) Desligamento de unidade geradora em Itaipu;
iii) Eventos no sistema elétrico Argentino com perda de geração e subfrequência;
iv) Eventos no sistema elétrico Argentino com perda de carga e sobrefrequência;
v) Tentativas de fechamento de paralelo entre os sistemas paraguaio e argentino sem sucesso.

4.1 Falhas de comutação/ou reduções transitórias de potência no Elo de Corrente Contínua de Furnas

A falha de comutação é um fenômeno que ocorre quando transitórios eletromagnéticos implicam em tensões CA reduzidas nas estações conversoras, e são produzidos, em geral por curtos-circuitos. Tais tensões reduzidas prejudicam a comutação entre as válvulas/tiristores das pontes conversoras e seu efeito é interromper a transmissão, de forma transitória, nos HVDC até que a tensão CA se recupere, produzindo um desbalanço entre geração e carga. Os registros de três eventos desta natureza são apresentados na Figura 3, assim como suas características dinâmicas são apresentadas na Tabela 2, de onde se permite inferir a ocorrência do modo PY-AR, com bom amortecimento para o cenário pós-falta (superior à 5%).

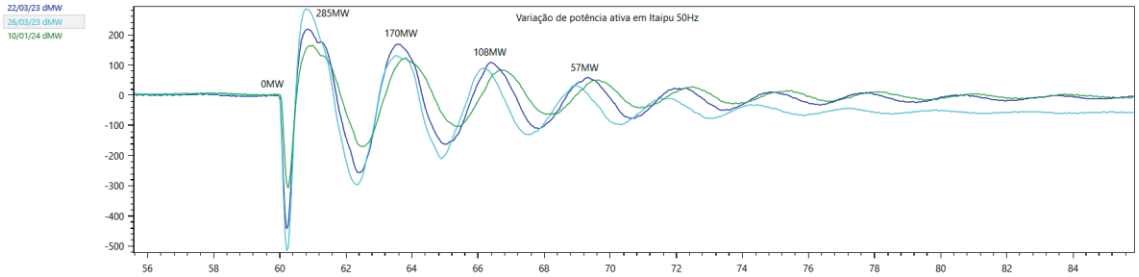


Figura 3 – Resposta dinâmica de Itaipu frente à falha de comutação

Tabela 2 – Informações de regime permanente e das oscilações provocadas por falha de comutação

Data	f Hz	ξ[%]	Nº IPU	Geração Itaipu	Carga ANDE	SADI	Elo CC	YAC→AYO
22/03/2023	**0,37**	6,2	9	5.426	2.506	18.990	2.907	826
26/03/2023	**0,38**	7,7	9	5.252	2.272	15.394	2.977	256
10/01/2024	**0,36**	6,6	9	6.083	3.420	20.392	2.555	210

4.2 Desligamento de unidade geradora em Itaipu 50Hz

O comportamento dinâmico de Itaipu 50Hz após o desligamento de uma unidade geradora que gerava 660MW, ocorrido em 25.11.2023 é apresentado na Figura 4, e suas características dinâmicas na Tabela 3.

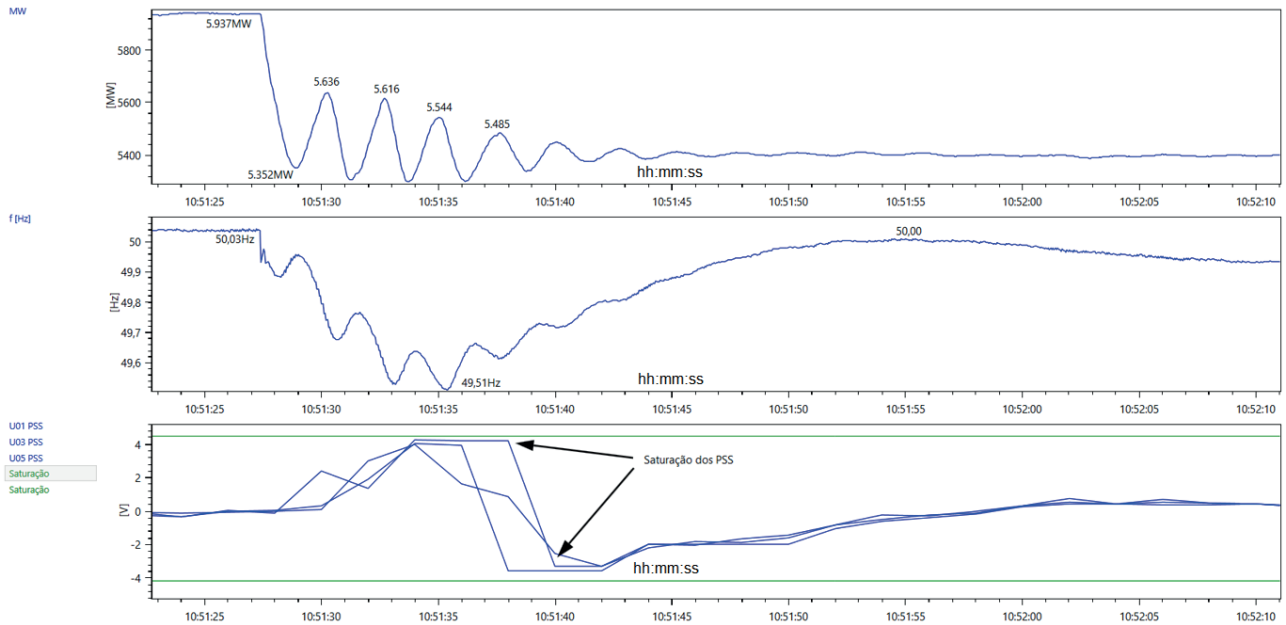


Figura 4 – Comportamento dinâmico de Itaipu frente ao desligamento de uma unidade geradora de Itaipu

A Figura 4 ilustra que neste evento o modo PY-AR foi excitado e houve a saturação dos PSSs dos geradores de Itaipu 50Hz, o que impactou negativamente na acomodação das oscilações deste modo, de onde foram separados dois períodos dinâmicos na Tabela 3 – com PSSs saturados e não saturados. Da Tabela 3, conclui-se que os PSSs das unidades de Itaipu 50Hz são fundamentais para a acomodação do modo PY-AR. A saturação dos PSSs é causada por limitação estrutural que não permite a filtragem da medida de frequência.

Tabela 3 – Informações de regime permanente e das oscilações provocadas por desligamento da U07

f[Hz]	ξ[%]	Nº IPU	Geração Itaipu	ANDE	SADI	Elo CC	YAC→AYO	OBS
0,40	0,6	9	5.910	2511	16.378	3.385	114	PSS saturado
0,39	9,8							PSS não sat.

4.3 Eventos no sistema elétrico Argentino com perda de geração e subfrequência

Os eventos de perda de geração líquida no sistema elétrico da Argentina incluem reduções no recebimento pelo Elo CC de Garabi (incluindo bloqueios), e desligamentos de geradores por esquemas ou proteção. Na Figura 5 se ilustra o caso DAG[1] de 1.216MW ocorrido em 16/12/2023, detalhado na Tabela 4, onde se percebe que os eventos desta natureza excitam o modo PY-AR e, à exemplo do caso de desligamento de gerador de Itaipu 50Hz, ocorre a saturação dos PSS associados e resulta em uma oscilação de potência de amortecimento negativo (instável), com aumento gradual das amplitudes da oscilação, interrompidas pela atuação do esquema de separação entre os sistemas paraguaio e argentino.

[1] Desligamento Automático de Geração, por desconexão após falta na LT 500 kV Comahue-GBA.

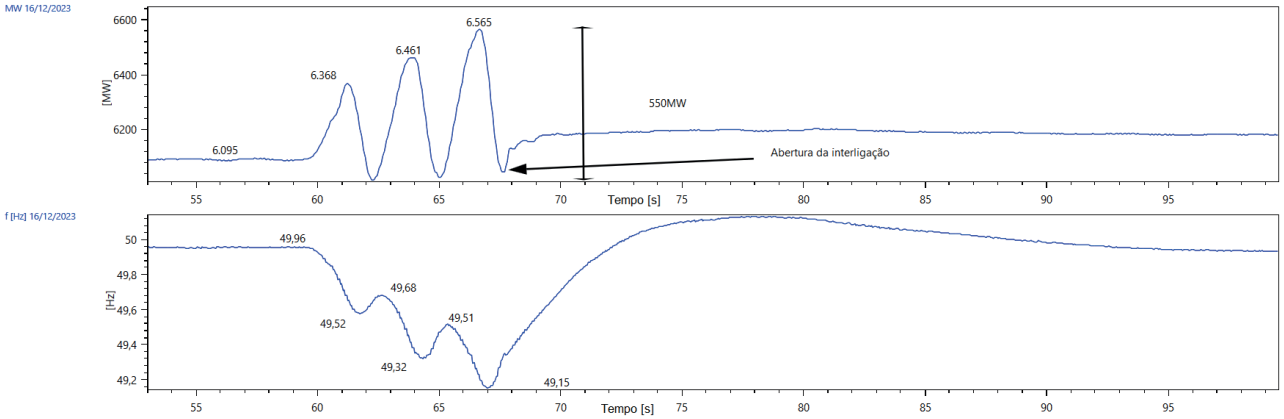


Figura 5 – Comportamento dinâmico de Itaipu frente ao alívio de 1200MW no sistema argentino

Tabela 4 – Informações das oscilações provocadas por alívios de geração no sistema argentino

f[Hz]	ξ[%]	ΔMW	Nº IPU	Geração IPU	Carga ANDE	SADI	YAC→AYO	OBS
0,37	-3,1	519	10	6.673	2.767	20.159	174	PSS saturado

4.4 Tentativa de fechamento de paralelo com estabilizadores de sistemas de potência de Itaipu não controlando a tensão dos geradores

A manobra de interligação dos sistemas paraguaio e argentino demanda habilitação de diversos esquemas e controles, dentre os quais os PSS dos geradores de Itaipu que desempenham papel fundamental na estabilidade das oscilações associadas ao modo PY-AR. Ocorreram, desde 2022, casos em que o fechamento da interligação foi efetuado com os PSS em estado inativo, que estão ilustrados na Figura 6 e com caraterísticas detalhadas na Tabela 5, de onde se corrobora a criticidade dos PSS pelas taxas de amortecimento das oscilações negativas, se tratando de oscilações instáveis. Todas as oscilações foram estabilizadas pela abertura da interligação entre o sistema paraguaio e argentino pela atuação do sistema de separação controlada.

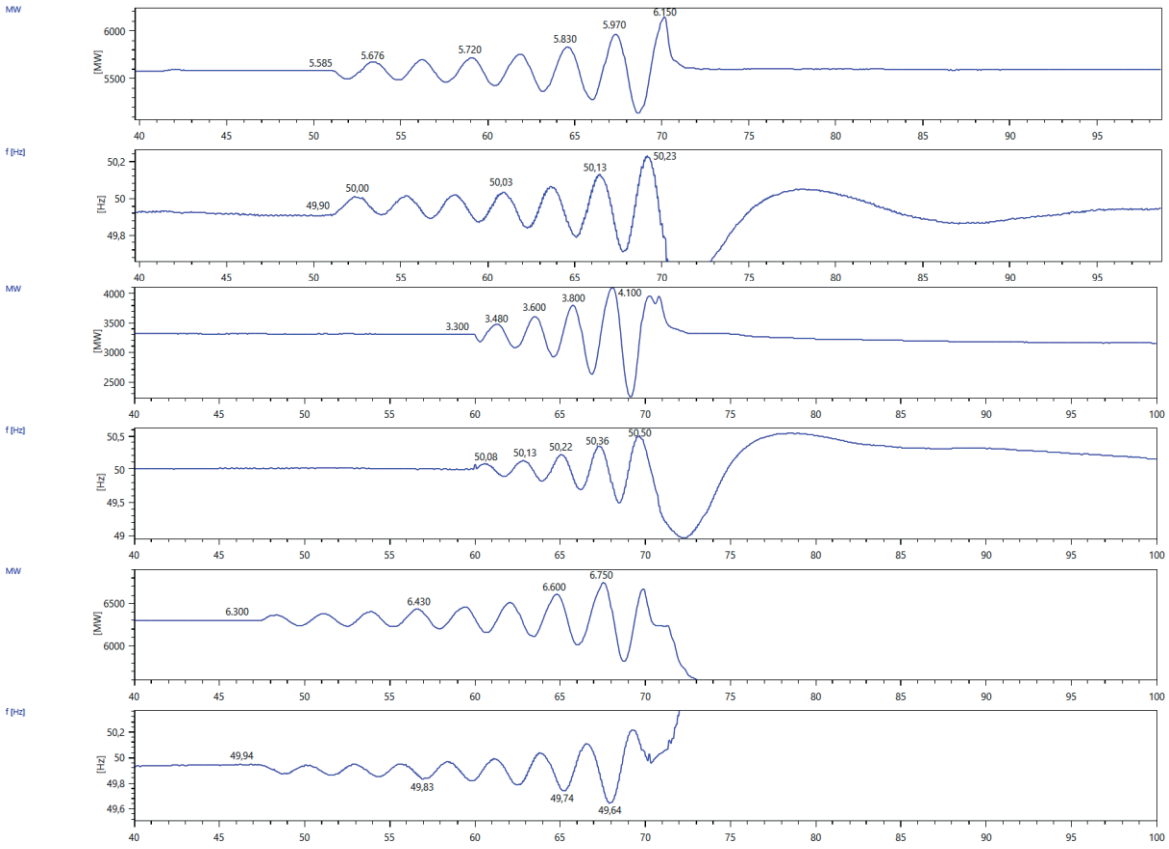


Figura 6 - Comportamento dinâmico de Itaipu frente eventos de fechamento do paralelo com PSS desativado

Tabela 5 – Informações de regime e das oscilações provocadas na tentativa de fechamento de sincronismo

f[Hz]	ξ[%]	ΔMW	NG IPU	Geração IPU	Carga ANDE	SADI	Elo CC
0,44	-8,0%	2.387	6	3.289	2.161	16.743	1.147
0,37	-5,6%	960	10	6.283	3.320	21.604	2.946
0,36	-5,7%	1.013	10	5.559	2.594	22.191	2.945

5 PROCESSAMENTO DOS REGISTROS

A decomposição modal dos eventos descritos nesse documento foi efetuada pelo método de Prony apresentado em [14] das quais se determinou a frequência de oscilação e o amortecimento apresentados nas tabelas 2-6. Desta análise se verificou principalmente que eventos de grande porte excitam o modo oscilatório PY-AR, que o amortecimento desse modo embora satisfatório é extremamente dependente da ação do PSS dos geradores de Itaipu 50Hz, que pode saturar quando a frequência do sistema apresenta taxas de variação decrescentes, e que o esquema de separação dos sistemas é eficiente em estabilizar o sistema no caso de oscilações instáveis.

Em complemento à esta análise e constatações, a decomposição espectral dos eventos descritos nesse documento permite validar os modelos existentes que indicam a existência de um modo eletromecânico entre 0,33 e 0,41Hz, como ilustrado na Figura 7 (utilizou-se a transformada rápida de Fourier sobre o evento de 09/12/2022).

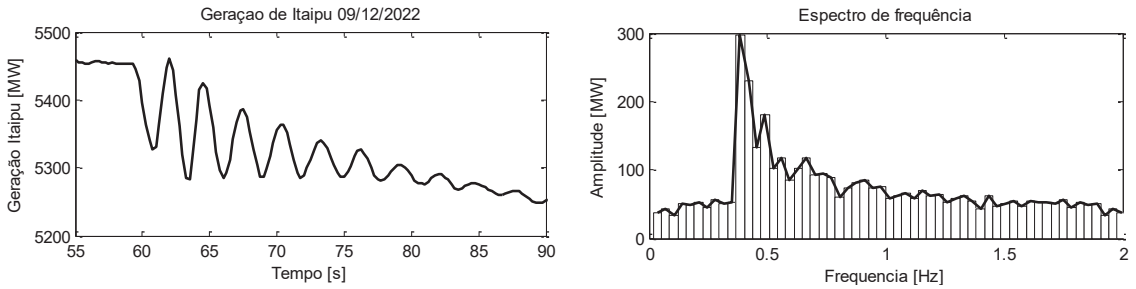


Figura 7 – Exemplo de resultado de decomposição espectral das oscilações eletromecânicas analisadas

De forma adicional, as medidas fasoriais sincronizadas da SE-MD, da ES-ACY e da ES-YAC, foram empregadas para aproximar os modos de participação para as usinas de Itaipu, Acaray e Yacyretá, respectivamente, por calcular os autovalores à direita a partir da decomposição modal por Prony, para os três modos de maior energia, o que permite avaliar as qualidades do modelo de sistema elétrico utilizado para a análise à pequenas perturbações.

A Figura 8 ilustra os resultados obtidos para o evento de 25/11/2023, de onde se percebe uma excelente compatibilidade de ângulo e de módulo do formatos de modo para o modo PY-AR dos computados a partir das medidas e a partir da linearização do caso.

$$FP = \begin{bmatrix} 1 & 0{,}44 & 0{,}15 \\ 0{,}44 & 0{,}94 & 0{,}085 \\ 0{,}15 & 0{,}085 & 0{,}11 \end{bmatrix}$$

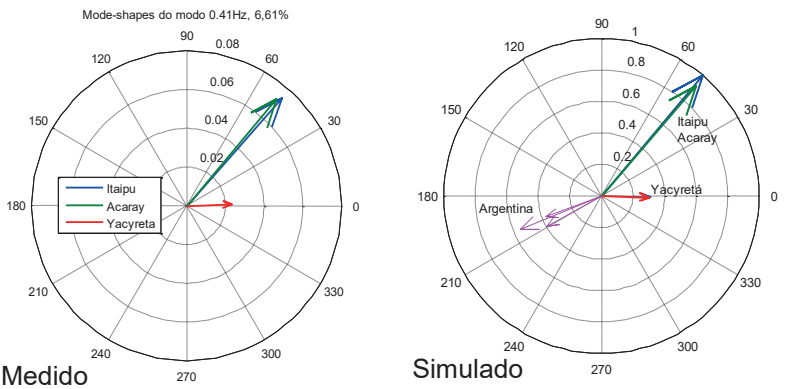


Figura 8 – Comparação do formato do modo PY-AR calculado pelo PacDyn e do subespaço das medidas

6 VALIDAÇÃO DE MODELOS – REPRODUÇÃO DE PERTURBAÇÕES

Os modelos foram validados a partir da análise de diversas perturbações, das quais duas são ilustradas para representar a qualidade da validação: o fechamento de paralelo sem PSS, e a perda de geração na Argentina.

6.1 Caso de oscilações instáveis após tentativa de fechamento de paralelo dos sistemas sem PSS em Itaipu

Na Figura 9 está ilustrada a reprodução de um evento de fechamento de paralelo sem ativação dos PSSs nos geradores de Itaipu 50Hz em simulação numérica de software de estabilidade eletromecânica, de onde se percebe uma boa aderência, corroborada por um índice de correlação de 0,93 [16].

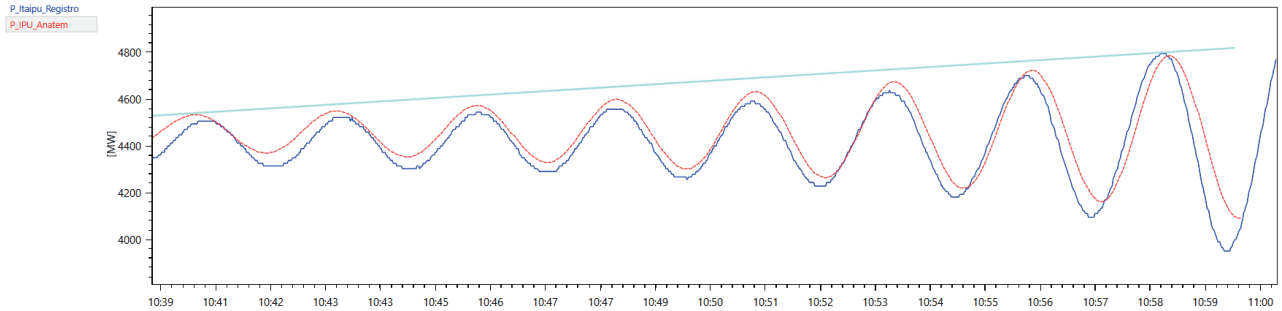


Figura 9 – Aproximação da oscilação eletromecânica registrada por simulações computacionais

Dos resultados produzidos inferiu-se que a magnitude da perturbação impacta no amortecimento das oscilações, sobretudo que o efeito das não-linearidades (saturações, variações paramétricas, limites, entre outras) contribuem para o aumento da magnitude das oscilações nas grandezas elétricas (menor coeficiente de amortecimento). Além disso, eventos com oscilações estáveis resultaram em melhores reproduções das oscilações em simulação, de onde se concluiu que diferenças infinetesimais nos modelos interferem de forma mais incisiva em condições operativas instáveis do que nas condições amortecidas.

6.2 Oscilações instáveis e abertura da interligação após perda de geração no sistema Argentino

A Figura 10 apresenta resultados de simulação da reprodução do evento de separação ocorrido em 26/09/2023, de onde se percebe também boa representação em simulação com relação ao registrado, salientando-se que há boa compatibilidade das oscilações nas demais grandezas e entre a frequência de oscilação e amortecimento dos registros do evento e dos obtidos de simulação.

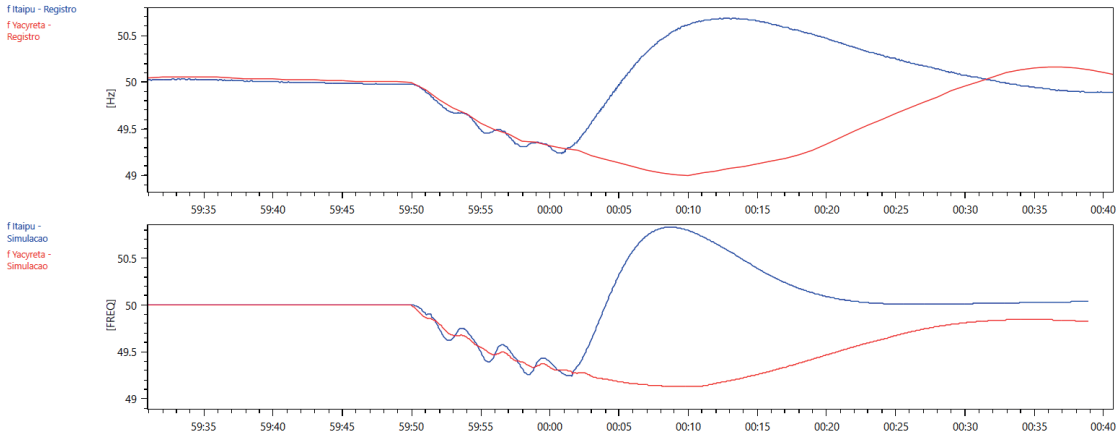


Figura 10 - Resultados de simulação do evento do dia 26/09/2023

Na Figura 11 e na Figura 12 ilustram-se, respectivamente, o registro de medição fasorial sincronizada realizado ao nível de transmissão do SADI, e a reprodução de simulação em PSS/e, do qual se infere que a reprodução somente é bem sucedida quando os PSS de Itaipu 50Hz não realizam contribuição para o amortecimento do modo interárea (PSS ITAIPU F/S).

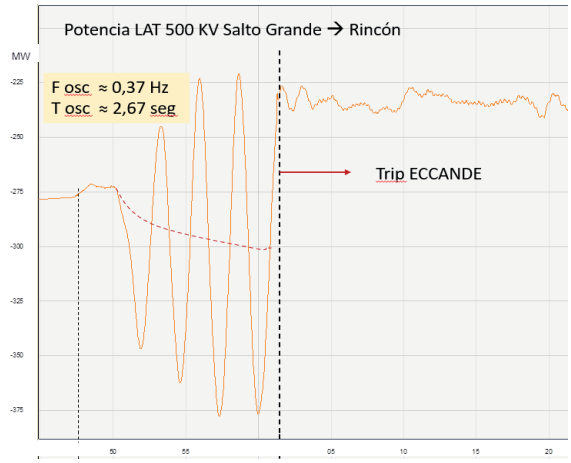


Figura 11 – Medição fasorial no SADI

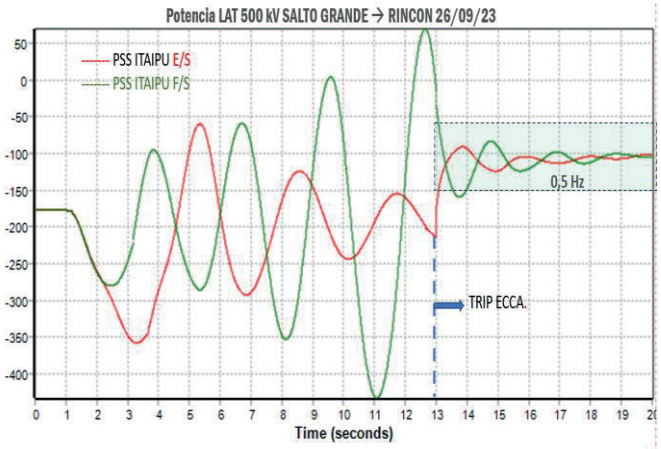


Figura 12 – Reprodução da simulação em PSS/e

6.3 Compatibilização de simulações entre Anatem e PSSE

A operação interconectada entre os sistemas elétricos paraguaio e argentino requer em diferentes formatos de acordo com a utilização de cada empresa, em específico, Anarede/Anatem e PSSE v.34. Deste modo, em 2017 foi realizado um trabalho conjunto entre ANDE, CEPEL, ITAIPU e EBY para a migração da base de dados de Estudos Elétricos Estáticos e Dinâmicos da CAMMESA.

De forma a garantir que os modelos atuais se mantenham compatíveis, está em andamento o trabalho de atualização do banco de dados dos estudos Anarede/Anatem, no qual 90% dos geradores e 70% dos sistemas de controle foram verificados e validados.

Para ilustrar a precisão dos resultados nas bases existentes, são apresentados os resultados das simulações realizadas em ambos os softwares considerando o cenário de operação interligada entre Itaipu e Yacyretá, no qual o SIN-PY apresenta demanda de 4.300 MW e o SADI igual à 27.100 MW.

A simulação considera a aplicação de curto-circuito trifásico à 1s na subestação RIN 500 kV, e a sua remoção por atuação de proteção 80ms após. A Figura 13, Figura 14 e Figura 15 apresentam as respostas comparadas para frequência de Yacyretá, fluxo das LT YAC-AYO 1 e 2 e nas LT YAC-RIN 1, 2 e 3, respectivamente.

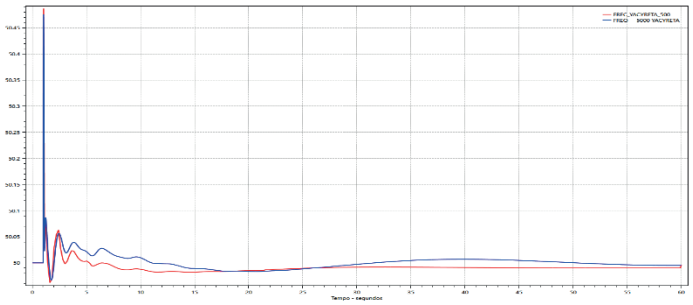


Figura 13 – Frequência de Yacyretá em PSSE (vermelho) e ANATEM (azul).

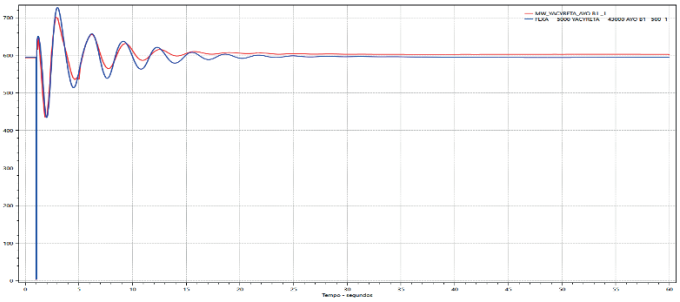


Figura 14 – Fluxo de potência entre ES-YAC y ES-AYO em PSSE (vermelho) e ANATEM (azul).

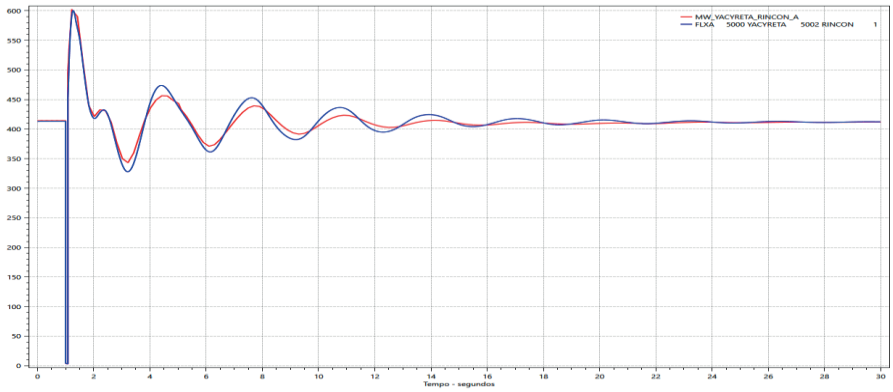


Figura 15 – Fluxo de potência entre ES-YAC e ES-RIN em PSSE (vermelho) e ANATEM (azul).

Os resultados apresentados na Figura 13, Figura 14 e Figura 15 indicam excelente compatibilidade e reprodutibilidade, de onde se conclui que as bases de simulação estão compatíveis.

7 IMPACTOS OPERACIONAIS DAS OSCILAÇÕES OCORRIDAS

A grande maioria das perturbações registradas em rede N sem variação significativa da frequência apresentaram comportamento amortecido sem consequências para a operação interligada dos sistemas Uruguaio, Paraguaio e Argentino. Não obstante, os casos de oscilações pouco ou não amortecidas, embora fortuitos, apresentaram consequências de grande impacto à operação.

Dentre elas, enfatiza-se a atuação e ilhamento controlado dos sistemas a partir do esquema ECCANDE, registrado em ao menos 8 ocasiões (09/01/2023, 16/12/2023 duas vezes, 30/01/2023, 01/03/2023, 26/09/2023, 16/12/2023 e 18/11/2024), implicando em desabastecimento de consumidores e a necessidade de manobras para seu restabelecimento, assim como do sistema de transmissão associado.

Ações estão sendo realizadas como a atualização da base de dados pela Comissão Mista de Operação (Itaipu, ANDE, ENBpar), estudos de modelagem e reprodução de perturbações pela Cammesa, e de modelagem pela Entidad Binacional de Yacyretá.

Ações pós-operativas para melhoria das condições operacionais incluem a modificação dos disparos para abertura das LT 220kV SPA-GUA, da lógica de habilitação do ECCANDE, de temporizações de lógicas internas, incorporação de lógicas de sobre e subfrequência para retaguarda e alteração dos pick-ups das lógicas. Sobretudo, ainda estão em análise ou implementação alterações de lógicas e valores de atuação para melhorar o desempenho geral dos automatismos e, por consequência, da operação. Uma descrição geral do desempenho operacional do sistema interligado e das ações do ECCANDE é descrita em [15].

8 CONCLUSÕES

A operação do sistema Uruguaio, Paraguaio e Argentino de forma interligada é desafiadora dada assimetria entre a capacidade de escoamento da transmissão no Paraguai e os grandes blocos de geração caracterizados por Itaipu e pelo sistema Argentino. Tal conjuntura de grandes blocos de geração e carga distantes entre si favorece a manifestação de modos oscilatórios de baixo amortecimento existentes nesse sistema, motivo pelo qual foi formado o grupo de estudo que produziu as análises relatadas neste artigo.

Neste trabalho relatou-se que desde o início da operação interligada em 2022, já foram registrados um número grande de eventos com oscilações, alguns inclusive com amortecimento nulo e/ou negativo, dos quais inferiu-se que:
- As oscilações registradas usualmente estão associadas ao modo PY-AR, criado da interligação dos sistemas;
- O PSS de Itaipu é fundamental para o amortecimento do modo PY-AR, e, quando sofre saturação ocorrem oscilações de potência de grande magnitude com risco de desligamentos;

- A saturação dos PSS de Itaipu está associada à limitação estrutural da tecnologia implantada, de modo que eventos com altas taxas de frequência são críticos, em especial de perda de geração e subfrequência;
- Os modelos de simulação em Anatem apresentaram boa representatividade, permitindo verificar o risco de oscilações e analisar alternativas para sua mitigação;
- Nos casos de oscilações não amortecidas as ações do esquema ECCANDE foram fundamentais para a segurança do sistema, separando os sistemas paraguaio e argentino e conduzindo ambos à uma condição estável;
- Foi possível estimar os fatores de participação e *mode-shapes* a partir de registros, de onde se pode calcular na prática a proporção da contribuição de cada elemento do sistema elétrico.

9 REFERÊNCIAS

[1] Patel, S., et al. *Performance of generator protection during major system disturbances*. IEEE Transactions on Power Delivery 19.4 (2004): 1650-1662.

[2] NERC Report. WSCC disturbances. July 2&3, 1996.

[3] Tziouvaras, Demetrios. *Relay performance during major system disturbances*. 2007 60th Annual Conference for Protective Relay Engineers. IEEE, 2007.

[4] Oliveira, D. et al. *Processo de Análise de perturbação de vulto no sistema interligado nacional – caso exemplo*. XXV SNPTEE, 2019.

[5] Alves, T., Oliveira, D. Torres, A., Montezuma, L. Principais Causas de Desligamento de Geradores nos Grandes Blecautes Basileiros. XVII STPC, 2024.

[6] Andersson, G., Donalek, P., Farmer, R., Hatziargyriou, N., Kamwa, I., Kundur, P. & Vittal, V. *Causes of the 2003 major grid blackouts in North America and Europe, and recommended means to improve system dynamic performance*. IEEE Transactions on Power Systems, 20(4), 1922-1928, 2005.

[7] Pesente, J. Rios, M. , Galassi, P, Ramos, R. *A comparative study among PSS tuning methods for the Itaipu 50Hz plant to enable the Paraguayan-Argentinean interconnection*. Induscon, 2021.

[8] Pesente J, Sosa-Rios M, Pienitz M, Garcia R, Alvarenga B. *Utilização dos PSS das Unidades De Itaipu 50 Hz Para Estabilização e Melhoria Do Desempenho Dinâmico Do Sistema Interligado Paraguaio-Argentino-Uruguaio*, SNPTEE 2019.

[9] Godoy, J, Oliveira, R, Aguayo, G, Rodriguez, E, Szostak, A, Santos, J, Pesente, J. Ramos, R. The ECCANDE project: Design, field implementation, and operation of a special protection scheme based on synchronized phasor measurements. *IEEE Transactions on Power Delivery*, *38*(3), 2022.

[11] Sítio eletrônico do Governo Argentino, Argentina.gob.ar, acessado em 17/11/2024.

[12] R. Molina, "Analysis of the Oscillatory Stability of the Argentinean Interconnected System (SADI) – Practical Criteria – Modal Analysis – Complementary Studies and Equipment", VII ERLAC, CE 39-14, Puerto Iguazú, Argentina, Mayo 1997 (in Spanish).

[13] Martins, N, Quintão, P, Pinto, H, Castro, A, Gomes, S, Ferraz, J, *A small-signal stability program incorporating advanced graphical user interface*. VII SEPOPE, 2000.

[14] SOSA-RÍOS M.L. *Identificación de los Modos de Oscilación de ITAIPU Utilizando el Método de Prony*. In: XVII Encuentro Regional Iberoamericano del CIGRÉ, 2017 Ciudad del Este 2017.

[15] Tochetto, A., Szostak, A., Santos, J., Galassi, P., Sosa-Rios, M., Santacruz, O., Pesente, J., Rodriguez, E., Fernandez, U. *Desempeño de la Operación Interconectada del Sistema Eléctrico Paraguayo con los Sistemas Eléctricos Argentino y Uruguayo*. In: XV SESEP, 2024 Asuncion.

[16] Huang, Zhenyu, et al. "Generator dynamic model validation and parameter calibration using phasor measurements at the point of connection." IEEE transactions on power systems 28.2 (2013): 1939-1949.

XX ERIAC
VIGÉSIMO ENCUENTRO
REGIONAL IBERO-AMERICANO DE CIGRE

Ciudad del Este, Paraguay | 25 a 29 de mayo de 2025 | C2.02_3438

Comité de Estudios C2 – Operación y control de sistemas de potencia

Desempeño de la Operación Interconectada del Sistema Eléctrico Paraguayo con los Sistemas Eléctricos Argentino y Uruguayo

A. J. MEZGER*
A. P. TOCHETTO
J. A. DOS SANTOS
P. H. GALASSI
M. L. SOSA
O. SANTACRUZ
J. R. PESENTE
Itaipu Binacional
Paraguay/Brasil
mezger@itaipu.gov.py

E. E. RODRIGUEZ
U. FERNANDEZ

ANDE
Paraguay

Resumen *– El sistema interconectado Itaipú/ANDE/Yacyretá, definido como la interconexión entre el sistema eléctrico paraguayo (SIN-PY), alimentado mayoritariamente por la Central Hidroeléctrica Itaipú (CH-IPU), y los sistemas eléctricos argentino (SADI) y uruguayo (SIN-UY), con generación mayoritariamente térmica, tiene como principal objetivo la optimización del suministro desde las binacionales que Paraguay comparte con Brasil y Argentina.*

La operación del sistema Itaipú/ANDE/Yacyretá presenta desafíos debido a la asimetría entre el sistema de transmisión paraguayo y los dos grandes bloques de generación: Itaipú 50Hz con 7.000MW y la capacidad de generación del SADI superior a 30.000MW. Los estudios de planificación de la operación interconectada detectaron la posible existencia de oscilaciones electromecánicas interáreas con bajo amortiguamiento. En función a eso fueron adoptadas varias acciones, entre las más importantes, la habilitación de los estabilizadores de potencia (PSS) de Itaipú 50Hz y la adopción de esquemas especiales de control de emergencia (ECE). La evaluación de los ECE para permitir la operación interconectada se realizó mediante diversos estudios y tres pruebas reales de interconexión previas a la puesta en servicio comercial. La operación interconectada Itaipú/ANDE/Yacyretá se inició a fines del 2022.

Al operar en forma interconectada, el SIN-PY pasa a formar parte de un sistema mayor, quedando expuesto a reflejos de mayores perturbaciones, pudiendo estas tener origen en el SADI o en el sistema brasileño (SIN BR). De forma general, el desempeño de la operación interconectada Itaipú/ANDE/Yacyretá se mostró adecuado, conforme a lo previsto en los estudios de planificación de la operación, con actuaciones correctas de los ECE, demostrando así que los mismos son esenciales para permitir la operación interconectada de forma segura, salvaguardando la integridad de los sistemas.

Este trabajo presenta una evaluación del desempeño de la operación interconectada Itaipú/ANDE/Yacyretá, dando énfasis al análisis de las perturbaciones verificadas, así como a las acciones adoptadas y en curso, para la mejoría del desempeño del sistema, resultante de las evaluaciones efectuadas.

Palabras clave: Esquemas de Control de Emergencias, Interconexión de Sistemas Internacionales, Oscilaciones Electromecánicas, Sistema Interconectado Itaipú/ANDE/Yacyretá.

1 INTRODUCCIÓN

El suministro de energía al sistema eléctrico paraguayo (SIN-PY) históricamente se realizó a través de dos subsistemas: el primero denominado Subsistema 1 (SS1) conectado a Itaipú 50Hz correspondiendo a aproximadamente 88% de la demanda del sistema [1], y el segundo, denominado Subsistema 2 (SS2) interconectado a Yacyretá y al Sistema Argentino, alimentando principalmente al sistema Sur y correspondiendo a cerca del 12% de la carga del sistema. Estos subsistemas están indicados en la Figura 1. El SS1 también se encuentra vinculado asincrónicamente al sistema brasileño a través del Sistema de Transmisión en Corriente Continua (HVDC) de Furnas/Eletrobras.

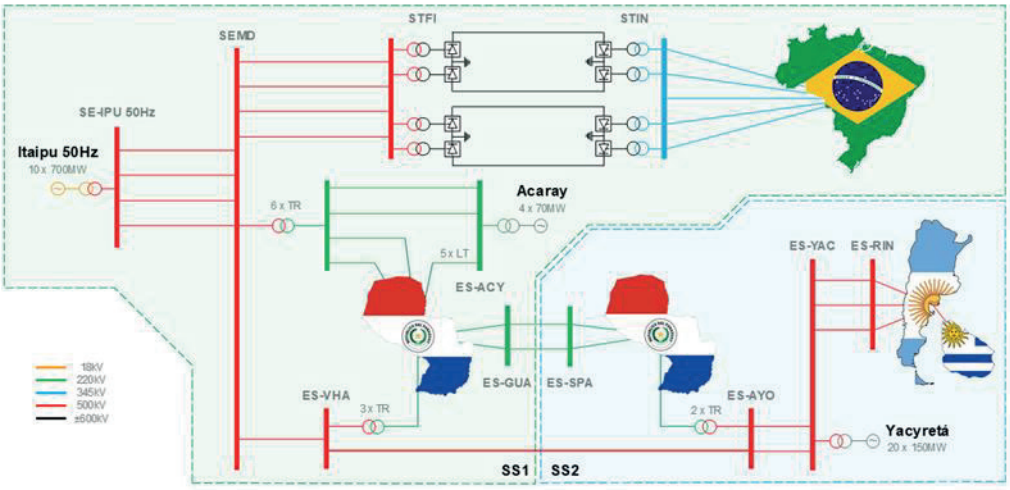


Fig. 1. Subsistemas del SIN-PY

A partir del día 6 de diciembre de 2022, fue realizada la unificación de los subsistemas 1 y 2, pasando el SIN-PY a operar como un sistema único. Este hecho también implicó en la operación interconectada de Itaipú 50Hz con Yacyretá, el SADI y el SIN-UY, por lo que este sistema interconectado es denominado Itaipú/ANDE/Yacyretá.

La principal ventaja de la operación interconectada de los sistemas es la flexibilidad en la exploración de los recursos hidroenergéticos, ya que es posible controlar los intercambios de energía, para realizar transferencia de cargas sobre las fuentes de generación, sin necesidad de realizar cortes en el suministro. En contrapartida, debido a que el sistema eléctrico paraguayo pasó a formar parte de un sistema mayor, con una capacidad de generación total superior a 30.000GW y mayoritariamente térmica, la operación se hace más compleja, y el SIN-PY pasa a estar expuesto a reflejos de mayores perturbaciones. Esto se hace más notorio en los periodos de elevada demanda, en los cuales el sistema de transmisión de la ANDE opera en valores cercanos a los máximos admisibles y, en esta situación cualquier evento eléctrico, sea interno o externo puede iniciar un proceso de inestabilidad en la interconexión Itaipú/ANDE/Yacyretá.

Varias acciones fueron implantadas por la ANDE, Itaipú y Yacyretá para viabilizar la operación del sistema interconectado Itaipú/ANDE/Yacyretá, entre los cuales se puede destacar:

- Activación y ajuste de los estabilizadores de potencia (**PSS**) de Itaipú 50Hz [2];
- Alteración del estatismo de Itaipú 50Hz de 2% a 6% y del ajuste del controlador STAB50 del HVDC de 49,8Hz a 49Hz;
- Implantación de un esquema de control de emergencia (**ECCANDE**) en el SIN-PY para reducir impactos ante contingencias;
- Implantación de protecciones de respaldo contra pérdida de sincronismo, subfrecuencia y sobrefrecuencia;
- Implantación de un esquema de **D**esconexión **A**utomática de unidades **G**eneradoras en la CH Yacyretá (**DAG-SINP**); y
- Alteración del modo de control del CAG_{50} de Itaipú para controlar el flujo YAC/ANDE.

A seguir será presentado un breve descriptivo de los esquemas de control de emergencia implantados, una evaluación del desempeño de la operación del sistema interconectado Itaipú/ANDE/Yacyretá, incluyendo

ejemplos de algunas ocurrencias con actuación de los esquemas y finalmente las acciones adoptadas visualizando una mejoría en el desempeño del sistema.

2 ESQUEMAS DE CONTROL DE EMERGENCIA (ECE)

Los estudios de planificación de la operación para el sistema interconectado Itaipú/ANDE/Yacyretá indicaron la necesidad de implantación de esquemas de control de emergencia con el objetivo principal de salvaguardar los sistemas eléctricos en caso de contingencias. El principal ECE implantado es el denominado **ECCANDE**, que es un sistema de monitoreo, protección y control de área amplia, compuesto por unidades de medición fasorial (PMU) distribuidas en diferentes subestaciones del sistema ANDE [3, 4]. El esquema actúa separando los subsistemas SS1 y SS2, a través de la apertura automática de interruptores en subestaciones del SIN-PY, y activa un conjunto de esquemas de desconexión de carga por subtensión o subfrecuencia.

Las lógicas para actuación del ECCANDE pueden ser agrupadas en dos grandes grupos:

- **Lógicas internas:** su actuación está relacionada a eventos de desconexión de líneas de transmisión del SIN-PY. Son cuatro lógicas relacionadas a las principales líneas de transmisión de 500kV y de 220kV del sistema de la ANDE.
- **Lógicas externas:** su actuación está condicionada a la variación de magnitudes del sistema eléctrico, considerando que puede haber contingencias en equipos que no son monitoreados por el ECCANDE. Son tres lógicas basadas en medición de diferencia fasorial de la tensión, flujos de potencia y frecuencia.

Además del ECCANDE, existen protecciones sistémicas de respaldo instaladas en la Subestación Margen Derecha (SE-MD) y en la Estación Ayolas (ES-AYO). Estas protecciones están basadas en funciones de Pérdida de Sincronismo (PPS), en mediciones de flujo de potencia y de frecuencia.

3 OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO ITAIPU/ANDE/YACYRETA

Como citado anteriormente, un aspecto relevante de la operación interconectada de Itaipú 50Hz con Yacyretá y el SADI es la flexibilidad para la exploración de los recursos de generación de estas dos hidroeléctricas. Esto puede ser ejemplificado en la Figura 2, en donde se muestra el intercambio de potencia entre la CH Yacyretá y el SIN-PY.

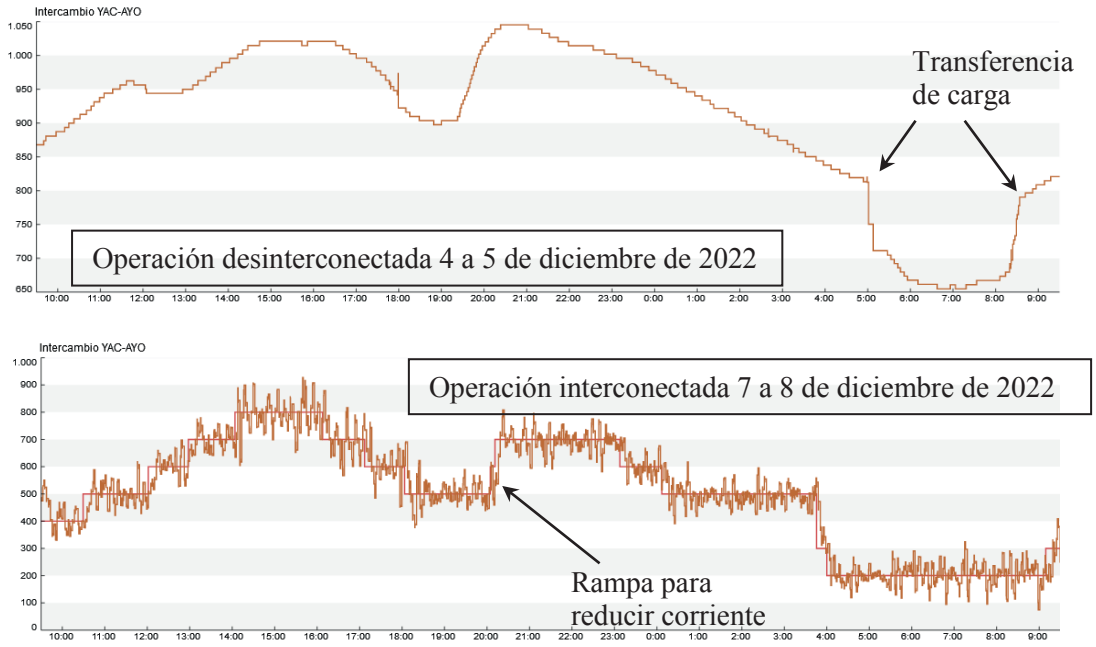


Fig. 2. Intercambio Yacyretá/ANDE

En la gráfica superior, correspondiente a los días 4 y 5 de diciembre del 2022, cuando se operaba de forma desinterconectada, fue necesario realizar maniobras de transferencia de carga entre fuentes de generación a las 05:00 y a las 08:00 del día 5 de diciembre. Este tipo de maniobras implicaban en necesidad de corte de carga para el usuario, en este caso, del orden de 150MW.

Ya en la gráfica inferior, correspondiente a los días 7 y 8 de diciembre de 2022, estando ya en una operación interconectada de los sistemas, se muestra como la reducción de intercambio Yacyretá/ANDE del orden de 300MW a las 4:00 del día 8 de diciembre se realizó sin necesidad de corte de carga, solamente a través de comandos de rampa en el CAG_{50} de Itaipú. También en esa gráfica se puede observar que se pudo realizar una modulación más amplia del intercambio Yacyretá/ANDE durante el día, en función a las necesidades del SIN-PY.

Otro ejemplo sobre la flexibilidad de la operación interconectada es mostrado en la Figura 2, en donde se verifica una rampa de intercambio Yacyretá/ANDE a las 20:00 del día 07/12/2022. En esa ocasión, un transformador de la SE-MD alcanzó su límite operativo debido a estar con un motoventilador indisponible. Fue posible reducir la corriente de ese transformador realizando un incremento de 100MW en el suministro desde la CH-Yacyretá. En caso de una operación desinterconectada, sería necesario el corte de carga equivalente a esos 100MW para realizar la transferencia de carga entre fuentes de generación.

4 DESEMPEÑO DEL SISTEMA INTERCONECTADO ANTE CONTINGENCIAS

Hasta el 31 de enero de 2025 se tuvieron 42 actuaciones de lógicas de los ECE implantados que resultaron en la apertura de la interconexión Itaipú/ANDE/Yacyretá. La Tabla I presenta un resumen indicando el origen del evento y la lógica del esquema de control que actuó para realizar la separación de los sistemas. Cabe destacar que en algunos de los eventos hubo actuación de dos lógicas de los esquemas de control.

Puede observarse en la Tabla I que la mayoría de las actuaciones de los ECE estuvieron originadas por eventos internos al SIN-PY, destacándose las desconexiones de las dos principales líneas de transmisión de 500kV, con 14 ocurrencias en conjunto. También hubo seis eventos en el SADI y siete eventos en el SIN-BR que derivaron en actuaciones de las lógicas de los esquemas de control.

TABLA I: Eventos que resultaron en apertura de la interconexión Itaipú/ANDE/Yacyretá

Actuaciones de ECE que resultaron en apertura del sistema Itaipú/ANDE/Yacyretá						
Origen / Lógica actuada	**CH-Itaipú 50Hz**	**SIN-PY**	**CH-YAC**	**SADI**	**SIN-BR**	**Total**
ECCANDE - Lógica Interna 1 (MD-VHA)	0	7	0	0	0	7
ECCANDE - Lógica Interna 3 (AYO-VHA o YAC-AYO)	0	7	0	0	0	7
ECCANDE - Lógica Interna 4 (MD-ACY o MD-IRY/PIH)	0	1	0	0	0	1
ECCANDE - Lógica Externa 1 (Diferencia Angular)	1	3	0	0	0	4
ECCANDE - Lógica Externa 2 (Flujo Reverso)	0	6	0	3	7	16
ECCANDE - Lógica de Subfrecuencia (49,3Hz)	0	0	1	3	0	4
Flujo reverso (32R) en las LT 500kV YAC-AYO 1 y 2	0	1	0	0	0	1
Sobreflujo (32) en las LT 500kV YAC-AYO 1 y 2	0	1	0	0	0	1
PPS en las LT 500kV YAC-AYO 1 y 2	0	1	0	0	0	1
Total	**1**	**27**	**1**	**6**	**7**	**42**

De las 42 actuaciones de las lógicas, 36 fueron correctas (86%), dos fueron accidental por falla de componente (problema en la telecomunicación), dos accidentales por errores en procedimiento y dos fueron incorrectas (lógicas). A nivel general, el desempeño de los esquemas de control puede ser considerado adecuado.

En la Figura 3 se muestra una estratificación mensual de las actuaciones de los ECE. Puede observarse que hay mayor concentración en los meses de elevada temperatura y demanda, lo que resulta en mayores esfuerzos en los sistemas de transmisión.

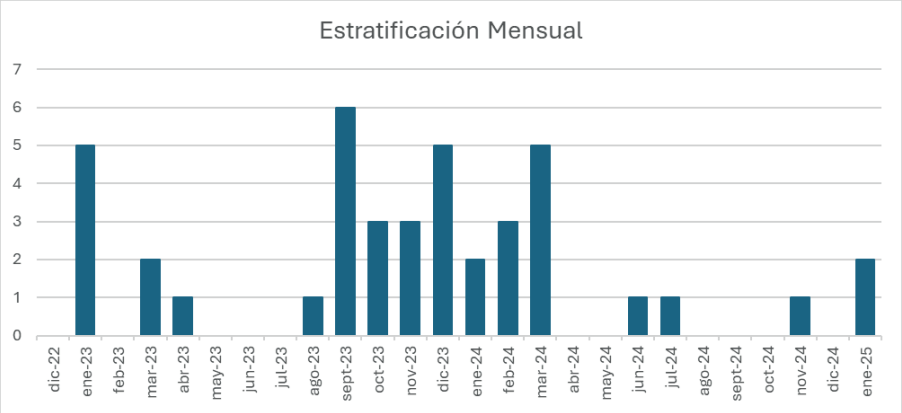


Fig. 3. Estratificación mensual de actuaciones de los ECE

A seguir se ejemplifican eventos con actuaciones de los esquemas de control.

4.1 Evento del día 28 de enero de 2023

El día 28/01/2023 a las 10:02 hubo desconexión accidental de la LI 500kV MD-VHA 1 que en ese momento estaba transmitiendo 1.235MW. La demanda de potencia del SIN-PY era alta y el suministro desde Itaipú era 3.075MW y desde Yacyretá 88MW. Debido a esta desconexión hubo actuación de la Lógica Interna 1 del ECCANDE y actuación de los esquemas de desconexión por subtensión. En la Figura 4 se muestran la tensión en subestaciones referenciales del SIN-PY y la carga total. Puede observarse que la desconexión de la línea implicó en subtensiones generalizadas con valores eficaces mínimos inferiores a 60% y que fueron recuperándose conforme hubo actuación del esquema de desconexión de carga por subtensión. El corte de carga total fue del orden de 60%, considerando que hubo cortes posteriores debido a desconexión de otros equipos del SIN-PY.

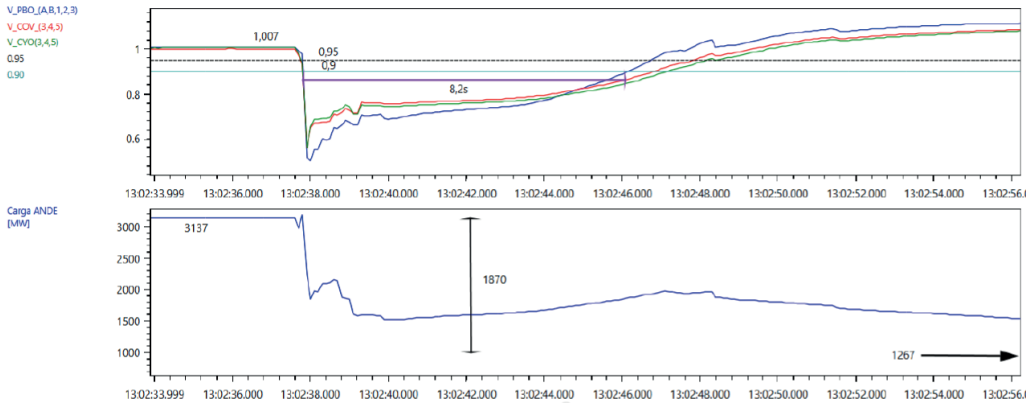


Fig. 4. Actuación del esquema de desconexión de carga por subtensión

Es importante mencionar que este evento es el considerado más crítico para el SIN-PY, y se estima que el impacto de esta desconexión hubiera sido similar o mayor en caso de una operación desinterconectada y sin los esquemas de control de emergencia implantados.

4.2 Evento del día 30 de enero de 2023

El día 30 de enero de 2023, a las 18:39, hubo bloqueo de la estación convertidora de Garabí que se encontraba transmitiendo 1.200MW en el sentido Brasil a la Argentina. Este evento causó oscilaciones electromecánicas en el sistema, que finalmente resultaron en la actuación de la Lógica Externa 2 del ECCANDE, por reversión del flujo en el intercambio Yacyretá/ANDE. Las oscilaciones electromecánicas se reflejaron en Itaipú 50Hz, con oscilaciones crecientes en la potencia, llegando a una variación superior a 500MW en el momento de la actuación del ECCANDE, conforme se observa en la Figura 5. En caso de que ese tipo de oscilaciones continúen aumentando en el tiempo, puede resultar en la pérdida de sincronismo de las unidades generadoras, lo cual puede ocasionar daños a las mismas y a la estructura de la central. De esta forma, la actuación del ECCANDE fue trascendental para evitar la pérdida de sincronismo y sus posibles consecuencias.

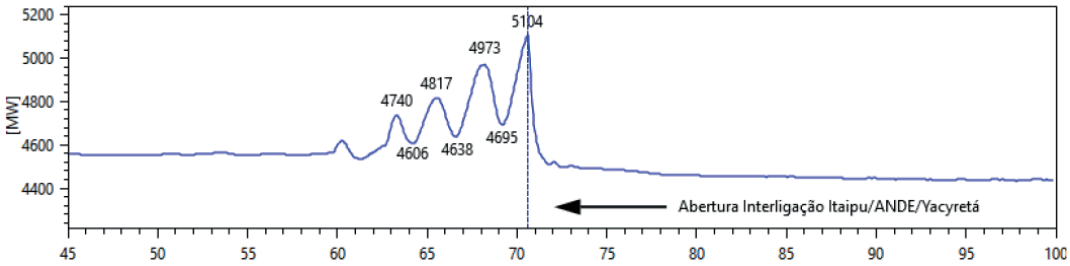


Fig. 5. Oscilación de potencia en Itaipú 50Hz

En la Figura 6 se muestra la potencia suministrada por la CH-Yacyretá al SIN-PY, pudiendo observarse la oscilación de potencia en esa interconexión y el instante de la actuación de la lógica de reversión de flujo del ECCANDE. Puede observarse también, que posterior a la separación de los sistemas, la frecuencia de Itaipú 50Hz y del SS1 se normalizó, en tanto la frecuencia del SADI y el SS2 continuó decreciendo, lo cual resultó en actuación de los esquemas de corte de carga del SADI (49,0Hz) y en la apertura de las líneas LT 500kV YAC AYO 1 y 2 por subfrecuencia (49,3Hz), lo cual resultó en la pérdida de carga del SS2 (Sistema Sur).

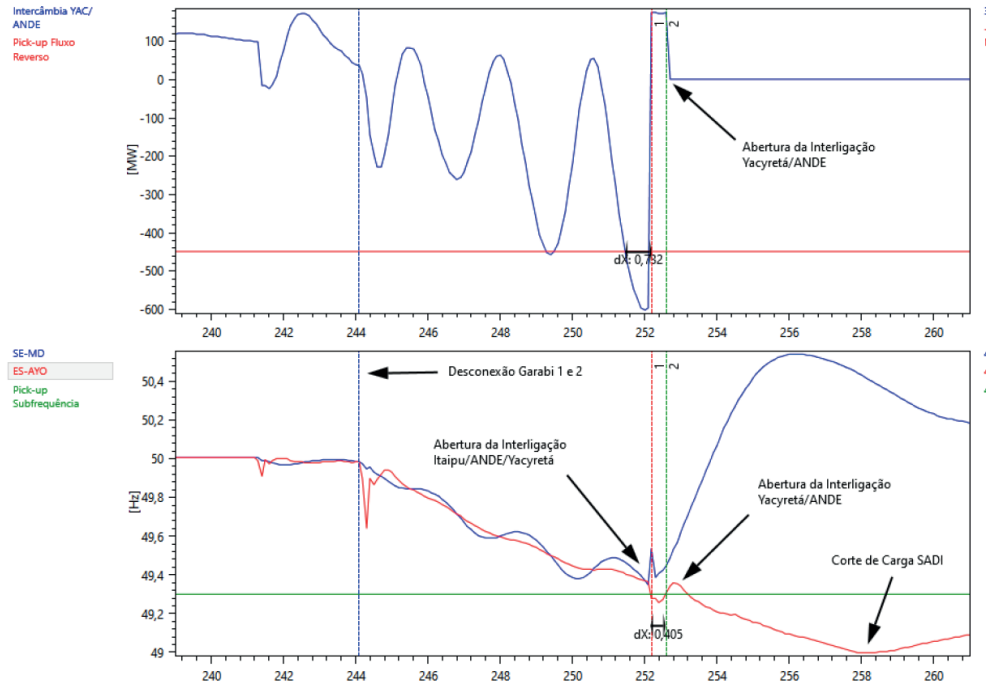


Fig. 6. Interconexión entre Yacyretá y ANDE

En función a este evento, fue decidido modificar la lógica de subfrecuencia, pasando de la protección de las líneas LT 500kV YAC-AYO 1 y 2 a las PMU del ECCANDE de la Estación Ayolas. Con esta modificación, ante un evento similar, se evitaría la pérdida de la carga del SS2 porque no se desconectan las referidas líneas.

5 MEJORIA DE LOS ESQUEMAS DE CONTROL DE EMERGENCIA

En función al análisis de los eventos de actuación de las lógicas de los Esquemas de Control de Emergencia, fueron realizadas varias modificaciones de forma a mejorar su funcionamiento. Entre las principales mejorías introducidas se pueden citar:

- Modificación de los disparos para apertura de las líneas LT 220kV SPA-GUA, de forma a evitar corte de carga innecesario de las subestaciones en derivación (San Juan Bautista, San Ignacio Guazú y Valle Apuá);
- Modificación de la lógica de habilitación del ECCANDE;
- Inclusión de temporizaciones en la lógica de verificación de "sistema interconectado";
- Incorporación de las lógicas de sobrefrecuencia y subfrecuencia en el ECCANDE, dejando las lógicas de las LT 500kV YAC-AYO 1 y 2 como respaldo, para evitar corte de carga innecesario en el SS2;
- Alteración en la lógica de flujo reverso para evitar actuaciones espurias en caso de pérdida de la medida de potencia;
- Alteración de la lógica de flujo reverso de forma a evitar actuación durante oscilaciones transitorias en el flujo de potencia;
- Alteración del valor de pickup y dropout de la función de subtensión que realiza la desconexión de cargas;
- Modificación de los valores de ajuste para la desconexión de carga por subfrecuencia;
- Bloqueo de la desconexión de carga por subtensión, entre otras.

También se está revaluando la reestructuración de la lógica de desconexión de carga por subtensión y la modificación de lógicas del ECCANDE para actuación diferenciada según la contingencia del SIN_PY.

Finalmente, debe destacarse que, con las obras de expansión de la transmisión en el sistema eléctrico paraguayo, principalmente con las líneas de 500kV entre Yguazú y la futura Estación Valenzuela, y la segunda línea de transmisión entre la Subestación Margen Derecha y la Estación Villa Hayes, se espera una notable mejoría en el desempeño del sistema. Esto resultará en la necesidad de una revaluación de los esquemas de control de emergencia como un todo, y es esperado que haya una disminución de la necesidad de aperturas de la interconexión Itaipú/ANDE/Yacyretá.

6 CONCLUSIONES

La operación unificada de los subsistemas SS1 y SS2 del sistema eléctrico paraguayo, y, por consiguiente, la operación en paralelo de las CH-Itaipú, CH-Yacyretá y el sistema argentino de interconexión resulta en mayor flexibilidad en el aprovechamiento hidroenergético de las centrales hidroeléctricas que Paraguay posee en condominio con Brasil y Argentina. Al formar parte de un sistema eléctrico mayor, la operación del SIN-PY hace más compleja, quedando expuesto a una mayor cantidad de perturbaciones, tanto en número como en intensidad.

Para permitir una operación segura del nuevo sistema, fue necesaria la implantación de varios Esquemas de Control de Emergencia para garantizar la integridad ante eventos en los sistemas eléctricos. Estos esquemas poseen lógicas para identificar eventos internos al SIN-PY como eventos externos originados en el SADI o en el SIN-BR.

Durante los 25 meses de operación interconectada, hubo 42 actuaciones de esquemas de control que resultaron en la apertura de la interconexión Itaipú/ANDE/Yacyretá. La mayoría de los eventos se originó en el SIN-PY con destaque a la desconexión de las líneas LI 500kV MD-VHA 1 y LT 500kV AYO-VHA. De forma general, el desempeño de los esquemas implantados se mostró adecuado, demostrando que los mismos son esenciales para permitir la operación interconectada de forma segura y salvaguardando la integridad de los sistemas. El análisis de los eventos mencionados permitió sugerir y aplicar modificaciones en los esquemas de control, de forma a mejorar el desempeño y reducir impactos negativos de su actuación.

Con la expansión de la transmisión del SIN-PY será necesario revaluar los esquemas de control de emergencia, con la expectativa de una reducción de la necesidad de apertura de la interconexión Itaipú/ANDE/Yacyretá.

7 REFERENCIAS

[1] J. A. dos Santos, P. H. Galassi, R. A. de Oliveira, A. J. M. Szostak, J. R. Pesente, H. C. M. Lessa, M. L. Sosa Rios, A. P. Tochetto, and E. F. V. Correa, "Sistemas Especiais de Proteção no Contexto da Operação de Itaipu 50Hz associada ao Sistema Elétrico Interligado Paraguaio-Argentino-Uruguaio" in XXVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE, Rio de Janeiro, Brasil, 2022.

[2] M. L. Sosa Ríos, J. R. Pesente, "Utilización de los PSS de las Unidades Generadoras de Itaipú 50 Hz para Estabilización y Mejora del Desempeño Dinámico del Sistema Interconectado Paraguayo-Argentino-Uruguayo", XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO – CIGRE, Junio, 2022.

[3] J. Pesente, R. de Oliveira, A. Tochetto, A. Mezger, G. Aguayo, E. Rodriguez, C. Romeis, "Application of WAMPAC-System in Paraguay's ANDE Power System", Pac World Magazine, March 2022, páginas 78-83.

[4] G. Aguayo, E. Rodriguez, R. de Oliveira, A. Pagani, J. Pesente, A. Mezger, A. Barragán, M. Mier, D. Rondón, A. Bachry, C. Romeis, P. Bachmann, "ECCANDE – Aplicación de un Esquema WAMPAC para la Operación Interconectada del Sistema Eléctrico Paraguayo", XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO – CIGRE, Junio, 2022.

ALGORITMO PARA DETERMINACIÓN DE LÍMITES DE ESTABILIDAD DINÁMICOS EN EL ÁREA NOA + CENTRO NORTE

P. ROSENZVIT DIP*
CAMMESA
Argentina
paularosenzvit@cammesa.com.ar

P. BRIGNONE
CAMMESA
Argentina
pablobrignone@cammesa.com.ar

Resumen *– Este artículo describe el desarrollo de un algoritmo diseñado para calcular la demanda de una zona dentro del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), cuya extensión varía según la configuración de la red eléctrica. El algoritmo es esencial para determinar los límites de estabilidad dinámica en las regiones NOA y Centro Norte de Argentina. Implementado en MATLAB y adaptado al entorno del Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA/EMS), el algoritmo se basa en la teoría de grafos ponderados, el algoritmo de caminos mínimos de Dijkstra y el álgebra matricial. Su principal función es calcular la demanda de una zona del SADI, ajustándose de manera dinámica a las distintas configuraciones operativas de la red. Este algoritmo juega un rol clave en la determinación de los límites dinámicos supervisados por el Centro de Operaciones de CAMMESA (COC) y se utiliza como una variable de entrada para la activación de automatismos.*

Palabras clave: ESTABILIDAD DINÁMICA – DEMANDA – ALGORITMO – TEORÍA DE GRAFOS – DIJKSTRA – CONECTIVIDAD

1. INTRODUCCIÓN

La estabilidad dinámica de sistemas eléctricos es uno de los factores más críticos en el diseño y operación de redes eléctricas. En regiones con características particulares como el NOA (Noroeste Argentino) y CENTRO Norte, la determinación precisa de los límites de estabilidad es esencial para evitar eventos de colapso en la red.

En particular, el área del SADI denominada “NOA + CENTRO Norte”, se encuentra principalmente alimentada mediante una línea de 500 kV que participa de un automatismo de Desconexión Automática de Demanda (DAD). Frente a la pérdida de esta línea, la estabilidad del área depende de la situación de importación previa a la falla y de la demanda de CENTRO Norte. Es por esto, que el cálculo preciso de dicha demanda es de vital importancia para la operación del SADI.

Tradicionalmente, la demanda bruta de una región se determina mediante la diferencia entre su generación total y el intercambio neto con otras regiones circundantes. La generación total se refiere a la cantidad de energía producida por los generadores que se encuentran dentro de los límites de la región, mientras que el intercambio neto se calcula tomando en cuenta las líneas de transmisión que cruzan sus fronteras. Este cálculo es sencillo y directo cuando los límites del área permanecen fijos a lo largo del tiempo. Sin embargo, para áreas donde los límites pueden "desplazarse" en función de la configuración de la red, se vuelve necesario realizar un nuevo análisis de la generación e intercambios cada vez que se produce una modificación en la topología.

Para solucionar este inconveniente, se diseñó un algoritmo capaz de detectar automáticamente si los generadores y las líneas de transmisión, cuya participación en el cálculo depende de la configuración de la red,

* Ruta 34 "S" Km. 3.5 - Pérez Santa Fe - Argentina - S2121GZA

están conectados al sistema eléctrico del área en cuestión. En otras palabras, el algoritmo lleva a cabo un relevamiento continuo de la conectividad entre todos los elementos de una zona específica.

2. DESARROLLO

2.1 Fundamentación Teórica

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) están sometidos a una amplia gama de perturbaciones. La estabilidad es la capacidad que tienen los SEP de mantener todas las variables del sistema dentro de valores de banda permitidos.

La estabilidad de un sistema depende, en parte, del punto de operación en el que se encuentra el mismo. Por ejemplo, durante el "pico de demanda", cuando se encuentra más generación en servicio y por lo tanto las reservas y la inercia del sistema son mayores, el sistema se considera más estable que durante el "valle".

En la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico de Argentina (CAMMESA), la demanda bruta de una región se ha determinado tradicionalmente como la diferencia entre su generación total y el intercambio neto con las regiones circundantes. La generación total corresponde a la cantidad de energía producida por los generadores ubicados dentro de los límites de la región, mientras que el intercambio neto se calcula considerando las líneas de transmisión que cruzan sus fronteras.

La Fig. 1 muestra la delimitación mediante líneas verdes de un área "clásica".

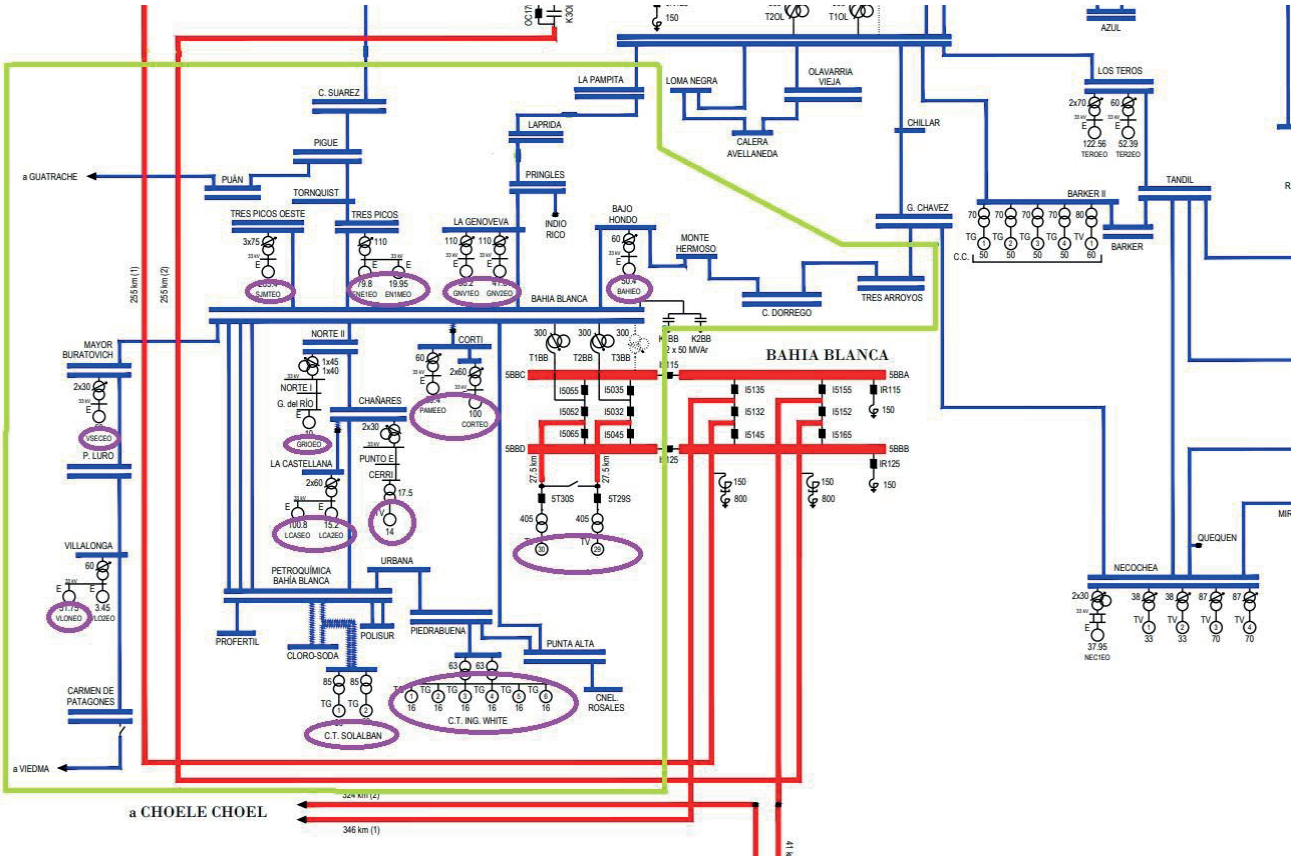


Fig. 1 – delimitación de un área "clásica" del SADI

En este caso, la demanda se calculará sumando la generación de las trece centrales dentro del área y restando la potencia asociada a las tres líneas que la atraviesan, así como la potencia que circula a través de los dos acoples de barras, considerando como positiva la potencia en el sentido saliente.

Es decir:

$$DEM = \sum GENERACIÓN - \sum INTERCAMBIO$$

En estas áreas clásicas, los límites se encuentran entre dos Estaciones Transformadoras (ET). En cambio, en áreas del SADI como CENTRO Norte, la frontera se establece dentro de determinadas Estaciones, lo que significa que, según la configuración de sus barras, el área puede cambiar, abarcando más o menos generación y alterando sus intercambios. Por esta razón, es fundamental realizar un monitoreo constante y en tiempo real de la conectividad de los elementos asociados a estas Estaciones Transformadoras, en relación con el área en análisis.

En la Fig. 2 se aprecia un unifilar de CENTRO Norte.

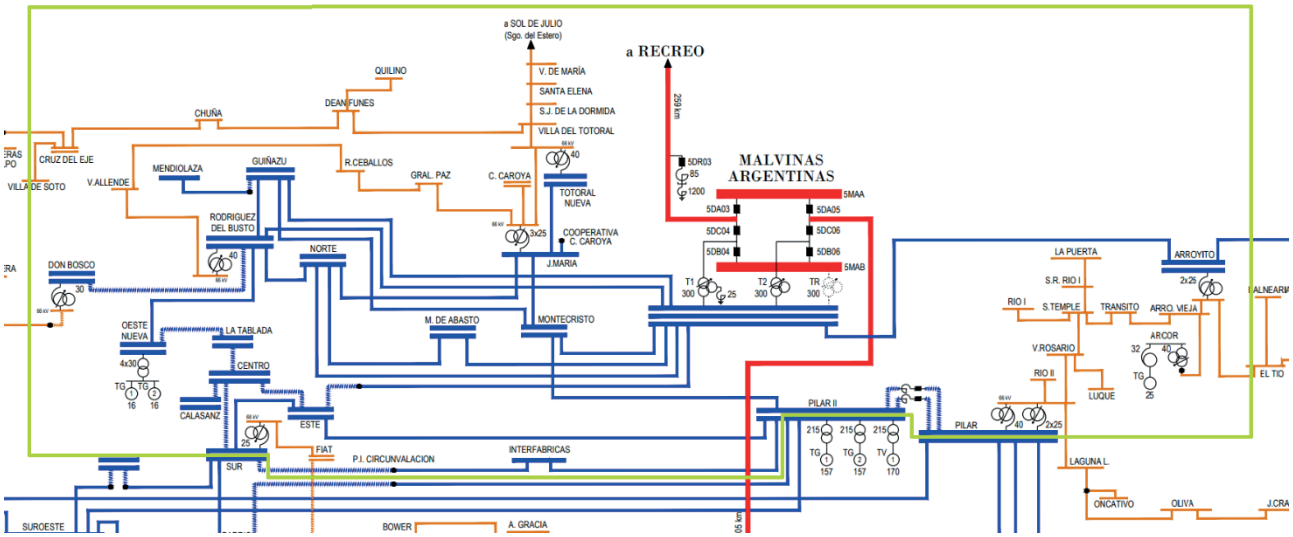


Fig. 2 – esquema unifilar de CENTRO Norte

Se puede observar que el área está delimitada por las Estaciones Pilar y Sur, las cuales denominamos Estaciones Frontera. Debido a la gran cantidad de configuraciones de red posibles generadas por los cambios en estas Estaciones Frontera, se concluyó que no sería factible detectar las conectividades utilizando únicamente una lógica sencilla basada en álgebra booleana. En consecuencia, para abordar este desafío, se diseñó un algoritmo basado en la teoría de grafos ponderados.

Un grafo es una composición de un conjunto de objetos conocidos como vértices que se relacionan con otros vértices a través de un conjunto de conexiones conocidas como aristas. Un grafo ponderado es un grafo en el que cada arista tiene un valor numérico, llamado peso, que puede representar, por ejemplo, una distancia. [1]

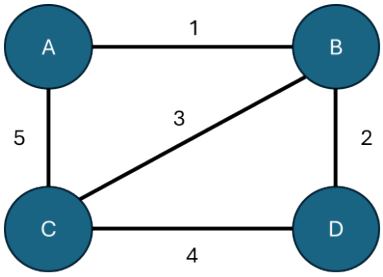


Fig. 3 – Grafo ponderado

Estos grafos ponderados se utilizaron para representar a cada una de las Estaciones Frontera.

Para trabajar sobre dichos grafos decidimos utilizar el algoritmo de Dijkstra. Este algoritmo es reconocido por su capacidad para encontrar el camino mínimo desde un vértice origen a todos los demás vértices en un grafo utilizando los valores de las aristas.

2.2 Metodología

Para cada una de las Estaciones Frontera se desarrolló un Grafo Ponderado y un algoritmo en MATLAB, basado en el de Dijkstra, que se ejecuta a partir de un "trigger" que indica que ha ocurrido un cambio en la configuración de la ET bajo análisis. En este documento, se tomará como ejemplo una de las Estaciones Frontera para ilustrar el proceso.

En la Fig. 4 puede verse el unifilar de la ET Pilar.

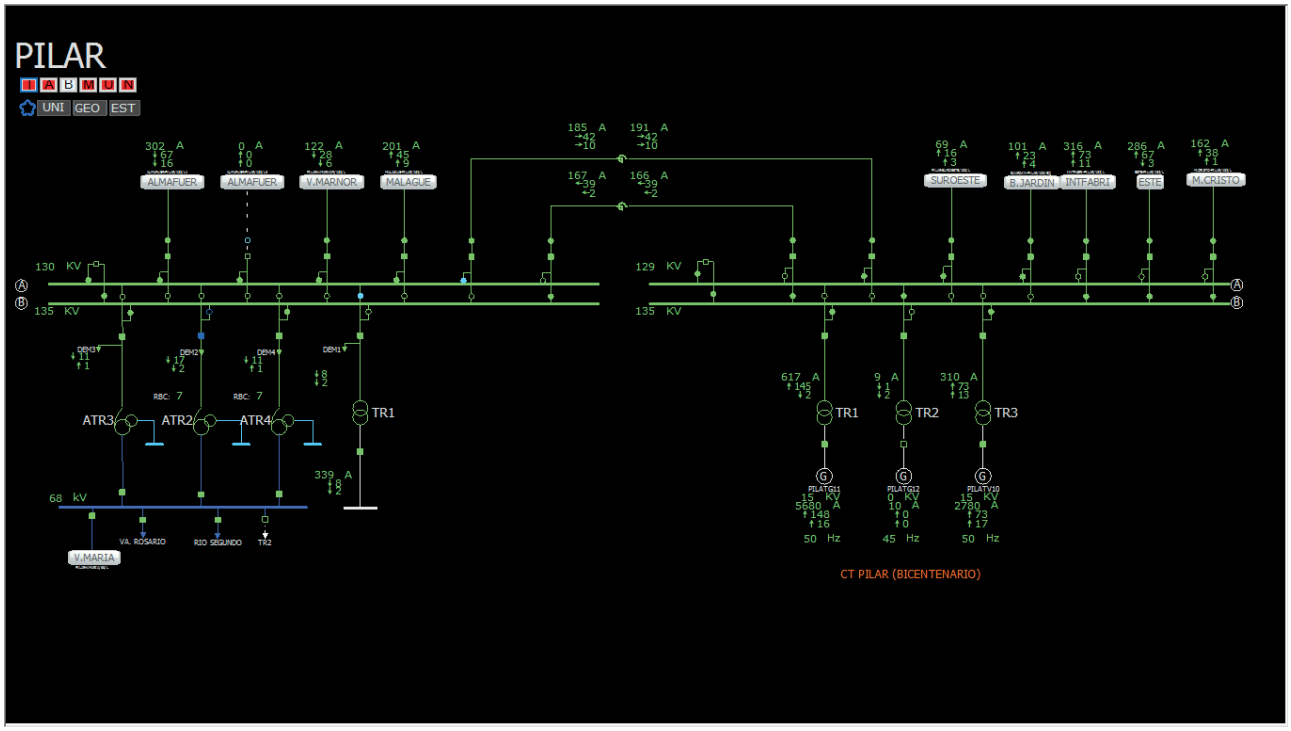


Fig. 4 – Unifilar Estación Transformadora Pilar

Según cómo esté configurada la ET, se pueden dar los siguientes escenarios de conectividad:

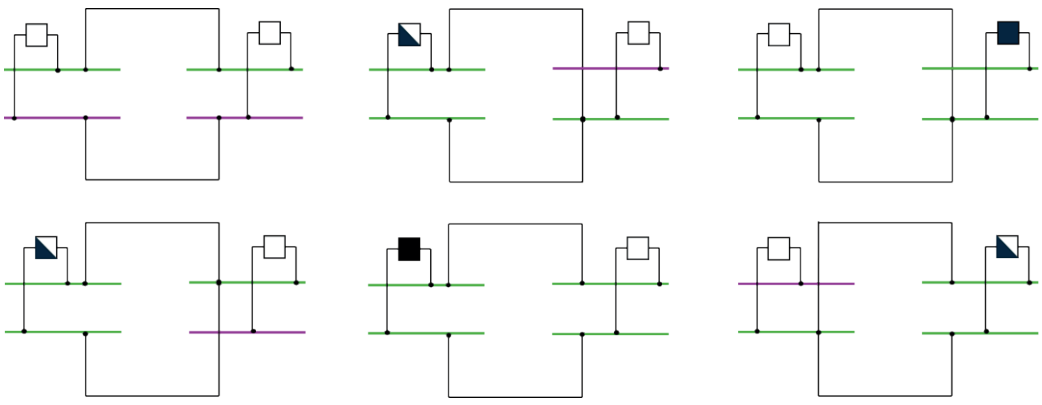


Fig. 5 – Escenarios de conectividad de la ET Pilar (combinaciones de barras)

En la Fig. 5, las barras de un mismo color indican conectividad, lo que significa que los elementos que estén conectados a barras de un mismo color están conectados entre sí. Además, los interruptores a medio pintar indican que el escenario es el mismo, ya sea que el interruptor esté cerrado o abierto.

2.2.1 Grafo Ponderado

Para calcular la demanda de CENTRO Norte, es necesario identificar qué generadores de Pilar contribuyen al área y qué líneas la atraviesan. Dado que las Estaciones Transformadoras (ETs) "INTERFABRI", "ESTE" y "M. CRISTO" (que se muestran en la Fig. 4) se encuentran dentro del área en estudio, se debe determinar qué generadores y/o líneas están conectados a la misma barra que las líneas que salen de Pilar hacia esas Estaciones.

Tras analizar las configuraciones de red históricas de la ET Pilar, se concluyó que estas tres líneas están siempre conectadas entre sí a la misma barra, por lo que se simplificaron como una única línea en el estudio.

Para la construcción del Grafo, se seleccionaron como vértices principales las salidas de las líneas, los generadores y las cuatro barras de la ET. Además, fue necesario incluir ciertos vértices auxiliares para modelar los acoplamientos entre las barras. La elección de estos vértices se muestra en la Fig. 6.

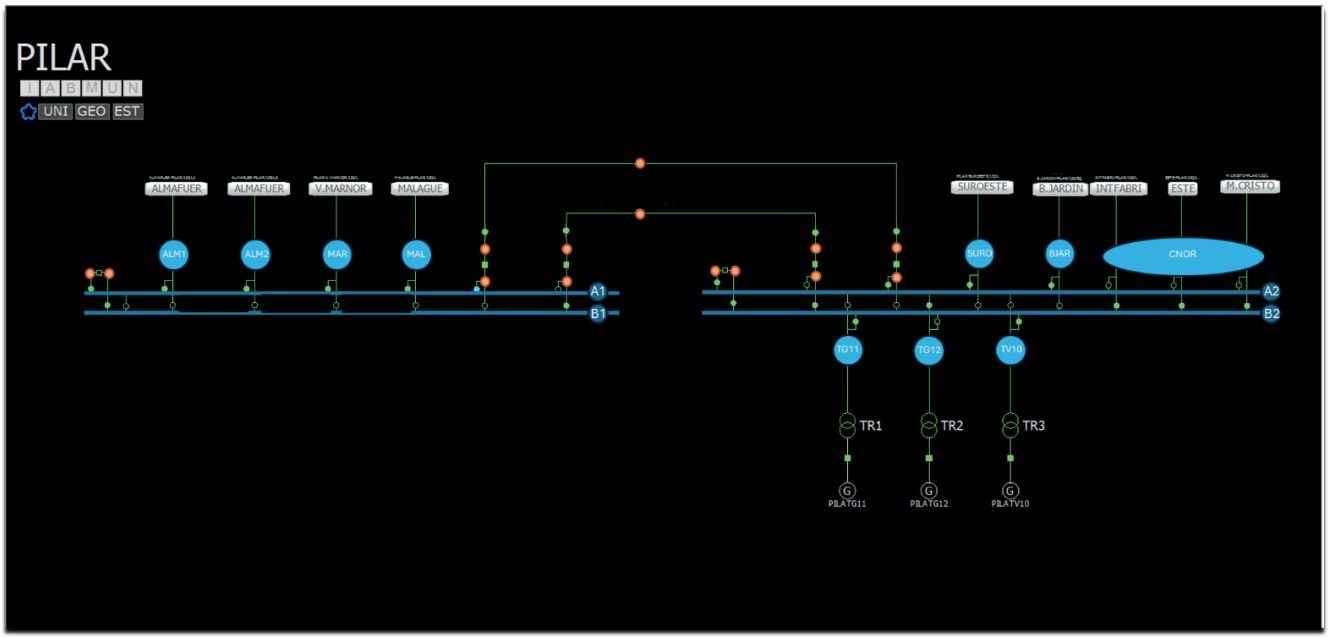


Fig. 6 – Vértices del Grafo Ponderado

Las aristas representan la conexión de las líneas y generadores con las barras. La ponderación de las aristas se realizó utilizando los estados (abierto o cerrado) de los elementos de maniobra que rigen las conexiones entre los elementos de la ET y las barras.

En la Fig. 7 se muestra un esquema del Grafo para los acoplamientos de barras. En un primer momento, se modelaron dichos acoplamientos utilizando 18 vértices. No obstante, dado que varios elementos de maniobra están en serie, fue posible representar equivalentes de estos para simplificar el Grafo. Considerando que el costo computacional del algoritmo de Dijkstra se calcula en función del número de vértices al cuadrado [2], esta simplificación permitió reducir dicho costo a una quinta parte del valor original.

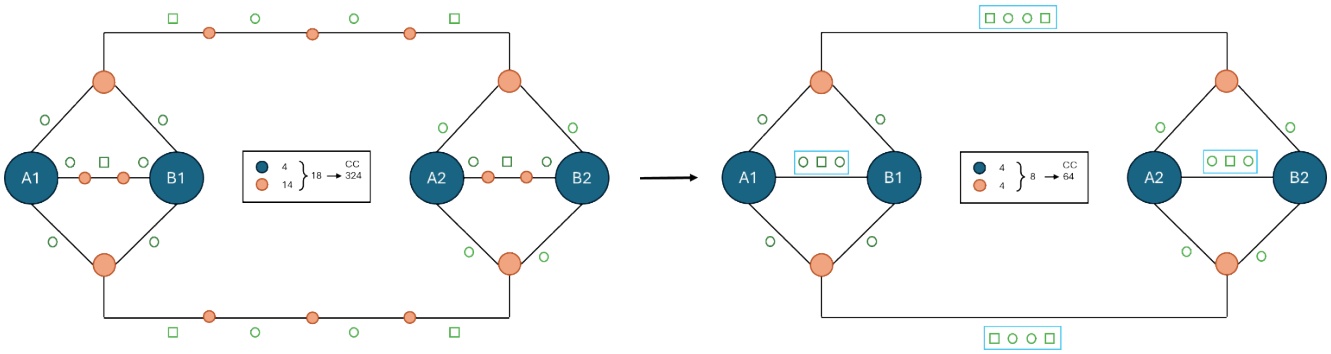


Fig. 7 – Simplificación del modelado de los acoplamientos

En la Fig. 8 se puede observar el Grafo Ponderado final, creado para representar la ET Pilar, donde los vértices "A1", "B1", "A2" y "B2" corresponden a las barras, y el vértice "0" representa las tres líneas que conectan con las ETs de CENTRO Norte. El resto de las ETs que se muestran en la Fig. 4 pertenecen a otra área denominada CENTRO Sur.

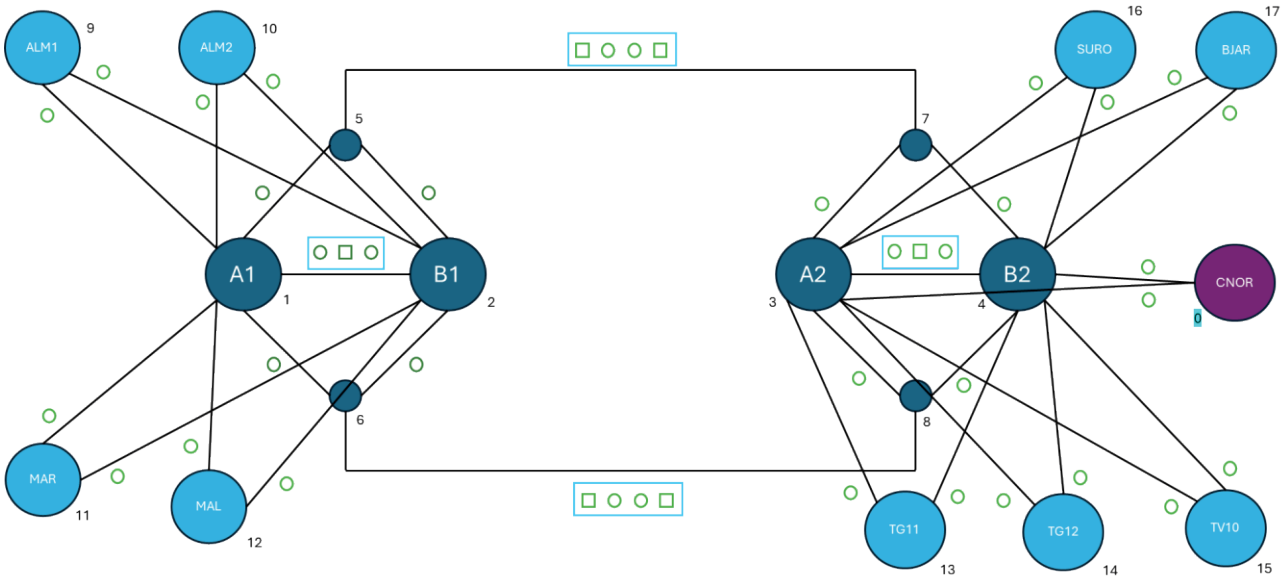


Fig. 8 –Grafo Ponderado de la ET Pilar

Dado que el objetivo es determinar conectividad, se adoptaron sólo dos valores para el peso de las aristas: se asignó un valor de "0" a aquellas aristas cuyos elementos de maniobra estuvieran cerrados, y un valor de "1" a aquellas aristas con al menos un elemento de maniobra abierto. Esto puede traducirse al plano eléctrico como impedancias, pensando en la conectividad entre dos puntos como una impedancia nula entre los mismos y al circuito abierto como una impedancia infinita, que para el algoritmo únicamente debía tener un valor mayor a cero.

2.2.2 Algoritmo

Como se explicó en apartados anteriores, el algoritmo de Dijkstra es ampliamente reconocido por su capacidad para encontrar el camino mínimo desde un vértice origen hacia todos los demás vértices en un grafo. En nuestro caso, tomamos como vértice origen al vértice “0”, ya que el objetivo es analizar la conectividad del área CENTRO Norte con los demás elementos de la ET Pilar.

El algoritmo de Dijkstra toma como entradas un conjunto “V” de vértices de un grafo y una matriz “C” de costos de las aristas del grafo, donde en C[u,v] se almacena el costo de la arista entre u y v. El algoritmo devuelve como salida un arreglo “D” unidimensional tal que D[v] es el costo del camino mínimo desde el vértice origen al vértice v. [2]

En nuestro caso, el conjunto “V” es un vector de 18 vértices. La matriz “C” es una matriz de 18x18, formada por ceros y unos, que se construye a partir de los estados de los elementos de maniobra leídos desde el sistema SCADA/EMS. Dado que la configuración de la red está modificándose continuamente, esta matriz se actualiza en cada ejecución del algoritmo.

Finalmente, el resultado “D” de este algoritmo es otro vector compuesto por unos y ceros, que indica la conectividad del vértice origen con los demás vértices del grafo.

En la Fig. 9 se muestran ejemplos de estos arreglos para la configuración de la red de Pilar mostrada en la Fig. 4, donde la posición de los vértices corresponde a la disposición presentada en la Fig. 8.

Al analizar el vector “D” de la Fig. 9, y considerando que los vértices “13”, “14” y “15” corresponden a los generadores, y los vértices “9”, “10”, “11”, “12”, “16” y “17” corresponden a las líneas que salen hacia CENTRO Sur, se puede concluir que, en la configuración de la ET Pilar mostrada en la Fig. 4, hay dos generadores aportando a CENTRO Norte y no se presentan intercambios con el área CENTRO Sur.

```
V = [0   1   2   3   4   5   6   7   8   9   10  11  12  13  14  15  16  17]

C = [0  1   1   1   0   1   1   1   1   1   1   1   1   1   1   1   1
     1  0   1   1   1   0   1   1   1   0   0   0   0   1   1   1   1   1
     1  1   0   1   1   1   0   1   1   1   1   1   1   1   1   1   1   1
     1  1   1   0   1   1   1   0   1   1   1   1   1   1   0   1   0   0
     0  1   1   1   0   1   1   1   0   1   1   1   1   0   1   0   1   1
     1  0   1   1   1   0   1   0   1   1   1   1   1   1   1   1   1   1
     1  1   0   1   1   1   0   1   0   1   1   1   1   1   1   1   1   1
     1  1   1   0   1   0   1   0   1   1   1   1   1   1   1   1   1   1
     1  1   1   1   0   1   0   1   0   1   1   1   1   1   1   1   1   1
     1  0   1   1   1   1   1   1   1   0   1   1   1   1   1   1   1   1
     1  0   1   1   1   1   1   1   1   1   0   1   1   1   1   1   1   1
     1  0   1   1   1   1   1   1   1   1   1   0   1   1   1   1   1   1
     1  1   1   1   0   1   1   1   1   1   1   1   1   0   1   1   1   1
     1  1   1   0   1   1   1   1   1   1   1   1   1   1   0   1   1   1
     1  1   1   1   0   1   1   1   1   1   1   1   1   1   1   0   1   1
     1  1   1   0   1   1   1   1   1   1   1   1   1   1   1   1   0   1
     1  1   1   0   1   1   1   1   1   1   1   1   1   1   1   1   1   0]

D = [0    1    0    1    0    1    0    1    0    1    1    1    1    0    1    0    1    1]
```

Fig. 9 – Arreglos V, C y D

Una vez que se ha obtenido qué elementos participan de la demanda del área, se pueden calcular los valores de generación total y de intercambio neto. Con estos valores en mano, es posible finalmente determinar la demanda del área, como la diferencia entre la generación total y el intercambio neto. Este enfoque permite obtener un cálculo preciso y dinámico de la demanda, adaptándose a las variaciones que pueden surgir en la configuración de la red.

2.3 Visualización de los resultados

Los resultados del algoritmo son mostrados en el sistema SCADA/EMS como “interruptores” que denotan claramente conectividad de los elementos con el área bajo análisis.

En la Fig. 10 se presenta el display creado para mostrar la demanda del área CENTRO Norte, donde se pueden observar, de manera discriminada, la generación “GEN. PILAR” y el intercambio “INT. PILAR” de la ET Pilar.

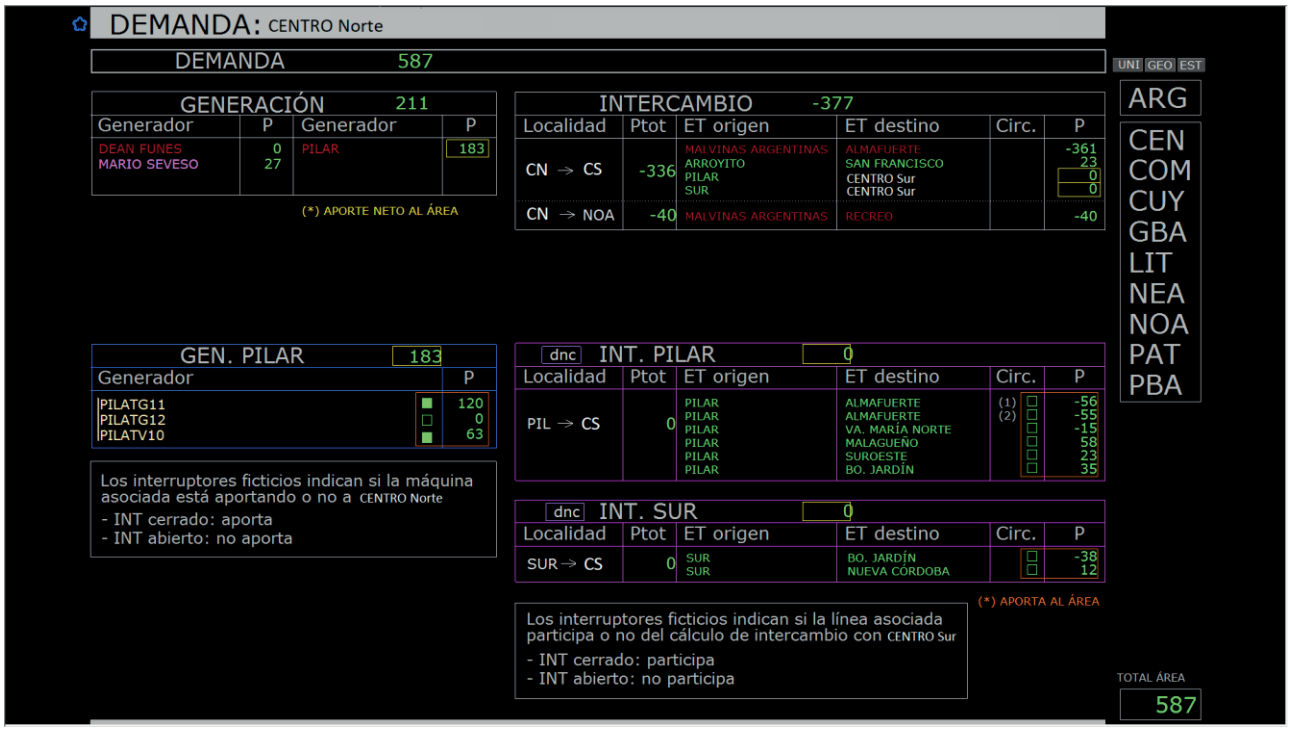


Fig. 10 – Display Demanda CENTRO Norte

En cuanto a la generación, un interruptor cerrado indica que el generador correspondiente está aportando al área. Es fácil notar que la TG11 y la TV10 están aportando un total de 183 MW.

En el caso del intercambio, un interruptor cerrado señala que la línea asociada participa en el cálculo del intercambio con CENTRO Sur. Sin embargo, dado que ninguna de las líneas está conectada a la barra de CENTRO Norte, todos los interruptores se encuentran abiertos y el intercambio de Pilar con CENTRO Sur es nulo.

3. CONCLUSIONES

Anteriormente, la demanda del área en cuestión debía ser estimada manualmente por los operadores del Centro de Operaciones de CAMMESA, basándose en la observación de la configuración de la red. El desarrollo de este algoritmo ha permitido superar las limitaciones del enfoque tradicional de cálculo de demanda, proporcionando una herramienta precisa y dinámica que responde a los cambios topológicos de la red eléctrica. El resultado de este cálculo se utiliza de manera continua para el control de límites de estabilidad dinámica del Sistema Argentino de Interconexión.

Además, este cálculo está siendo tomado como valor de referencia por el automatismo encargado de la de Desconexión Automática de Demanda (DAD) del área CENTRO Norte.

Por último, la solución basada en teoría de grafos y álgebra matricial proporciona una base robusta y escalable, que podría aplicarse a otras áreas del SADI con características similares.

4. REFERENCIAS

[1] https://www.grapheverywhere.com/
[2] https://www.ecured.cu/Algoritmo_de_Dijkstra

XX ERIAC
VIGÉSIMO ENCONTRO
REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRE
Ciudad del Este, Paraguay
25 a 29 de maio de 2025
C2.04_3675
Comitê de Estudos C2 - Operação e controle de sistemas de potência

DESAFIOS E ESTRATÉGIAS NA OPERAÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL: ATENDIMENTO À PONTA DE CARGA

E.H.G DE OLIVEIRA*
Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS
Brasil
eoliveira@ons.org.br

L.C. MESSIAS
Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS
Brasil
lmessias@ons.org.br

A.F.A MONTEIRO
Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS
Brasil
arthurf@ons.org.br

Resumo *– O atendimento à ponta de carga do Sistema Interligado Nacional (SIN) representa um dos maiores desafios para o Centro de Operação do Sistema Elétrico, exigindo planejamento e estratégias operacionais para garantir a segurança e confiabilidade do sistema na ponta de carga. A crescente participação de fontes renováveis variáveis como eólica e solar, tem aumentado a necessidade de flexibilidade operativa, uma vez que essas fontes apresentam variações significativas na geração ao longo do dia, impactando diretamente o equilíbrio entre oferta e demanda. O artigo aborda a complexidade da operação do SIN, destacando o papel do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) na coordenação dos recursos energéticos para mitigar os impactos da variabilidade da carga e geração. A análise detalha as principais estratégias adotadas, com o uso de ferramentas de previsão, a gestão das reservas operativas e a otimização do despacho de usinas hidrelétricas e térmicas para garantir uma resposta adequada a desvios instantâneos. Além disso, com o crescimento contínuo das fontes renováveis, o artigo enfatiza os desafios do ONS no planejamento e execução diários, com foco no atendimento às pontas de carga. Destaca estratégias operacionais, previsão de curto prazo e integração de recursos para superar limitações.*

Palavras-chave: ONS – Ponta de carga – Planejamento – Tempo real – flexibilidade – Geração Renovável.

1 INTRODUÇÃO

A operação do "Sistema Interligado Nacional", SIN, desempenha um papel central na garantia de segurança e eficiência energética no Brasil, especialmente diante dos desafios impostos pelo aumento da diversificação da matriz elétrica brasileira e a operação da complexa rede de transmissão com fontes renováveis geoeletricamente distantes, o que, consequentemente, leva à imposição de limites sistêmicos na malha de transmissão brasileira, visando garantir confiabilidade e segurança diante de perturbações no SIN. A crescente inserção de fontes renováveis intermitentes, como eólica e solar, somada à expansão da "Mini e Microgeração Distribuída", MMGD, trouxe novas exigências operacionais, demandando maior flexibilidade das hidrelétricas e a intensificação do uso de termelétricas para equilibrar o sistema em atendimento à ponta de carga.

O atendimento às pontas de carga, momentos de maior demanda diária, apresenta complexidades adicionais devido à variabilidade da geração renovável e às incertezas na previsão de consumo. Essas situações requerem estratégias operacionais que conciliem confiabilidade, segurança e economicidade. Em um cenário onde a demanda do SIN cresce anualmente e a operação em tempo real lida com desvios significativos entre geração e carga, torna-se indispensável um planejamento integrado que antecipe e mitigue esses desafios.

Este artigo examina os desafios enfrentados pelo "Operador Nacional do Sistema Elétrico", ONS, no planejamento e execução diários, com foco no atendimento às pontas de carga. Além disso, são destacadas as estratégias operacionais adotadas, a utilização de tecnologias para previsão de curto prazo e os esforços de integração de recursos energéticos para superar limitações de geração e transmissão. O objetivo é oferecer uma visão abrangente sobre a gestão da operação em tempo real, com ênfase na segurança e otimização do desempenho do sistema.

2 SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO - SEB

2.1 Características

O SEB é um dos maiores sistemas elétricos interligados de produção e transmissão de energia elétrica do mundo, composto por um conjunto hidro-termo-eólico-solar de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários, conforme ilustrado na (Fig. 1-a). O "Sistema Interligado Nacional", SIN, é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, além dos sistemas isolados, como por exemplo do estado de Roraima, que possui características específicas em relação à operação do SIN. Os sistemas isolados que por razões técnicas ou econômicas não estão conectadas ao SIN [1], totalizam atualmente 172 localidades nas regiões Norte e Nordeste do país e uma demanda de aproximadamente 520 MW.
A rede de transmissão básica possuía em 2024, 172.019 km de linhas de transmissão com tensão igual ou superior a 230 kV e com previsão de atingir 200.015 km em 2028, sendo operadas por 323 agentes de transmissão. A rede básica possui aproximadamente 200 consumidores entre 60 empresas distribuidoras e 140 consumidores livres. O SIN possui 1.272 usinas, incluindo 161 usinas hidráulicas sob a coordenação do ONS, das quais 73 são dotadas de reservatório e 88 são a fio d'água [2]. O SIN contém aproximadamente 1.900 agentes do setor elétrico, dos segmentos de geração, distribuição e transmissão, incluindo distribuidoras e consumidores livres. Em 15 de março de 2024, o SIN registrou uma carga recorde atendida predominantemente por fontes renováveis, totalizando 102.478 MW, com 92,5% provenientes de energia renovável.

2.2 Interconexão dos subsistemas

A interconexão dos sistemas elétricos brasileiros, por meio da malha de transmissão, propicia a transferência de energia entre subsistemas, obtendo ganhos na otimização das fontes de geração renovável e fatores estratégicos de operação. Essa integração permite o atendimento ao mercado com elevados padrões de segurança e economicidade [4]. A integração entre subsistemas Norte (N), Nordeste (NE), Sul (S) e Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) contribui para a expansão da oferta de energia e para a gestão otimizada dos recursos energéticos, através da complementaridade energética existente entre eles, (ver Fig. 1-b).

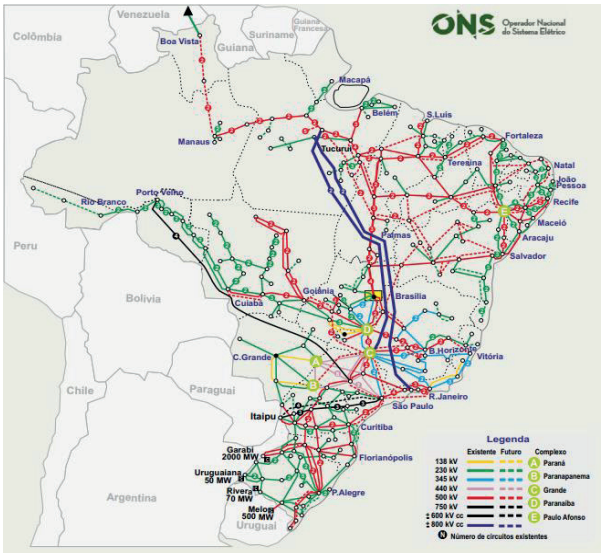


Fig. 1–(a). Sistema Interligado Nacional - 2023



Fig. 1–(b). Representação dos Subsistemas e os limites da transmissão de energia do SIN

A (Fig. 1-b) apresenta alguns limites de transmissão que servem como referenciais e estão definidos nos estudos elétricos do ONS. Tais limites podem variar a depender das condições operativas do sistema, como por exemplo, o número de máquinas sincronizadas, o perfil de geração das usinas hidráulicas e térmicas, o nível de tensão nos troncos de transmissão e o fluxo de potência ativa nos elos de corrente contínua (CC) do SIN. Assim, nas diretrizes operativas do tempo real, esses limites de transferência são parametrizados e ajustados dinamicamente, podendo ser ampliados ou reduzidos de acordo com o comportamento das variáveis de influência no momento da operação.
Destaca-se que o processo de definição dos limites de intercâmbio inter-regionais tem se tornado progressivamente mais complexo e multivariável, sobretudo em função do aumento considerável da penetração de fontes de geração conectadas por meio de inversores de potência.

2.3 A Matriz de Energia Elétrica Brasileira

Para compreender a dimensão da complexidade de operação do SIN, é necessário conhecer a composição da matriz elétrica, composta predominantemente, por usinas hidrelétricas distribuídas em dezesseis bacias hidrográficas nas diferentes regiões do país, em dezembro de 2023 a capacidade instalada foi cerca de 215 GW, dos quais 101,2 GW (47,1%) correspondem à geração hidrelétrica. O aumento da participação de fontes de geração renovável, com destaque para a geração eólica, está concentrado regiões Nordeste e Sul, enquanto a geração solar fotovoltaica predomina nas regiões Nordeste e Sudeste. Essas fontes juntas representam 62,6 GW (29,1%), incluindo PCHs, usinas a biomassa, além da geração eólica e solar. Adicionalmente 26,5 GW (12,3%) correspondem à "Mini e Microgeração Distribuída", MMGD. As usinas térmicas, em geral localizadas nas proximidades dos principais centros de carga (região Sudeste), desempenham papel estratégico relevante, pois contribuem para a segurança do SIN Em 2023, elas representavam 24,7 GW (11,5%) de capacidade instalada, abrangendo usinas termelétricas convencionais e nucleares. Essas usinas são despachadas em função das condições hidrológicas vigentes, permitindo a gestão dos estoques de água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, para assegurar o atendimento futuro. Os sistemas de transmissão integram as diferentes fontes de produção de energia e possibilitam o suprimento do mercado consumidor [3].
Ao final de 2028, a capacidade instalada no SIN totalizará 245 GW, com um decréscimo de aproximadamente 4 GW na capacidade instalada das termelétricas, reduzindo-se para 20,8 GW; haverá um incremento de cerca de 19 GW nas PCHs, usinas a biomassa, eólicas e solares, atingindo um total de 81,9 GW; e incremento de cerca de 15,8 GW em MMGD, totalizando 42,2 GW de capacidade instalada. Com relação às usinas hidrelétricas, houve um decréscimo de 0,6 GW. A participação conjunta das fontes solar fotovoltaica e MMGD (compostas majoritariamente por painéis solares) em dezembro de 2023 representava cerca de 17,5%, evoluindo para cerca de 26,3% ao final de 2028 [4]. A capacidade instalada do SIN em dezembro de 2023 pode ser visualizada na (Fig. 2-a).

2.4 Carga do SIN

O SIN possui uma previsão de crescimento, considerando-se a premissa de crescimento do "Produto Interno Bruto", PIB de 2,4% ao ano no período 2024/2028. A carga de energia do SIN deverá evoluir de 78.814 MWmed em 2024 para 89.257 MWmed em 2028, o que representa o equivalente a um aumento médio de 3,2% ao ano da carga a ser atendida no SIN [4], ver Fig. 2 (b).
A fonte solar, incluindo a MMGD, já é atualmente a segunda maior em termos de capacidade instalada do SIN. É importante destacar que a MMGD segue elevando sua participação no atendimento à carga do SIN, notadamente em seu horário de geração máxima. A contribuição dessa geração no horário da ponta de carga da tarde, aproximadamente às 15h00, é suficiente para o atendimento da ponta de carga, permitindo a flexibilização da alocação dos reservatórios. Entretanto sem a composição da MMGD e solar fotovoltaica na ponta de carga da noite, período entre 18h30 e 20h30, o SIN utiliza dos recursos nas fontes hidráulica, térmica e eólica. As fontes hidráulica e térmica representam energia liquida garantida para atendimento à ponta de carga, pois a geração eólica apresenta incertezas na previsão de geração para esse horário.
Os dados que indicam o aumento da previsão de carga para os próximos anos (2025/2028) e a redução percentual da representação da geração hidráulica e térmica no SIN vão impor desafios significativos aos órgãos governamentais do SEB, além de desafios no planejamento e execução do atendimento à ponta de carga.

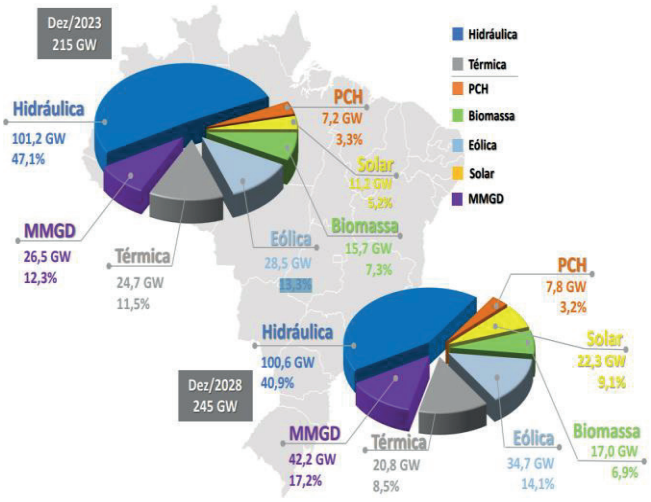


Fig. 2–(a). Capacidade Instalada do SIN(GW)

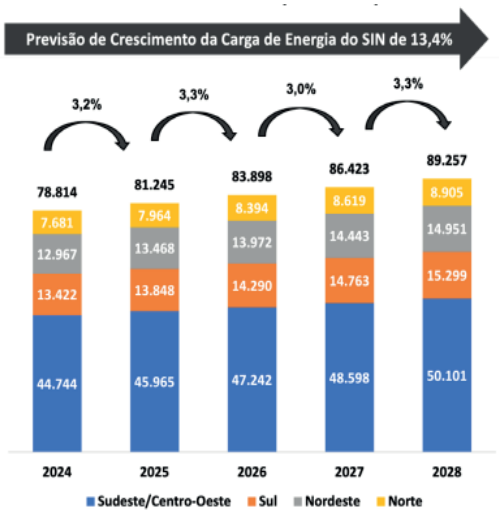


Fig. 2–(b). Evolução da carga do SIN, e por submercado (MWmed)

3 ATENDIMENTO À PONTA DE CARGA

3.1 Desafios no atendimento à ponta de carga e a Flexibilidade Operativa

O atendimento à ponta de carga do SIN é um trabalho de várias equipes do ONS, dos quais contribuem significativamente para a excelência no fornecimento de energia elétrica do país. A complexidade da operação envolve diversas áreas, do planejamento, programação e operação, em especial na etapa diária da sala de controle, o qual esse artigo vai aprofundar o processo de planejamento diário no atendimento à ponta de carga.

Diversos fatores devem ser considerados no planejamento diário para o atendimento à ponta de carga, dentre os quais:

- Desvio do valor da carga verificada e o valor previsto;
- Desvio da geração solar fotovoltaica e eólica verificada e o valor previsto;
- Indisponibilidades e/ou restrições de geração ou da malha de transmissão dos subsistemas;
- Disponibilidade operativa das unidades geradoras;
- Custo global do despacho adicional de geração térmica;
- Tempo de acionamento e partida das usinas térmica.
- Folga de Potência Monitorada - FPM e sincronizada – FPMS;
- Variações de Temperatura (ºC) nos principais centros de carga do país.

Entretanto, dois fatores citados devem ser considerados como mais impactantes para tomada de decisão pelos engenheiros da sala de controle: a previsão de desvios significativos da carga e a previsão de desvio da geração renovável, pois são pontos que podem desencadear possíveis violações na folga de potência monitorada, na frequência do SIN ou em limites associados a transmissão entre grandes submercados.

Para contextualizar o primeiro fator de desafios no atendimento da ponta de carga, vale destacar o histórico de inserção de geração renovável, pois este é o principal intensificador dos desafios enfrentados na sala de controle do Centro de Operação Nacional do ONS, responsável principalmente pela coordenação da geração de todo o SIN.

Os dados de geração verificada, entre 2000 e 2023, mostram que, desde 2016, a geração conjunta das fontes hidrelétrica e termelétrica vem se mantendo estável, enquanto as fontes renováveis aumentaram sua participação no atendimento à carga, passando de menos de 7% em 2016 para 21% em 2023, ver (Fig. 3-b).

As resoluções normativas nº 482/2012 e 687/2015 regulamentaram e incentivaram a conexão da MMGD [4], o que, aliado ao crescimento da participação de fontes intermitentes, como eólica, fotovoltaica e MMGD, de forma mais acentuada a partir do ano de 2022, tem exigido cada vez mais, principalmente do parque hidrelétrico, que apresenta maior controlabilidade do despacho e capacidade de regulação de potência, a necessidade de maior flexibilidade operativa para compensar os potenciais desequilíbrios instantâneos entre a geração intermitente e a carga, ver (Fig. 3-a) [6]. Para compensar o desequilíbrio, além

do despacho de geração hidráulica, a demanda por despacho centralizado de usinas térmicas com “Tempo em operação”, Ton, reduzido, torna-se essencial para operação ágil em resposta aos desvios instantâneo e não previstos, bem como o acionamento de unidades geradoras com menor tempo de partida.
Em função do aumento considerável da dependência da disponibilidade de geração das fontes eólica e solar em relação a disponibilidade instantânea na composição da matriz energética - ou seja, vento e radiação solar – e das variações da demanda de carga do SIN, a maior participação dessas fontes no atendimento à carga, impõe às demais fontes, termelétrica e, principalmente, hidrelétrica, que conferem ao sistema maior despachabilidade e maior capacidade de resposta às variações de frequência, um esforço crescente para prover flexibilidade operativa.
A flexibilidade operativa pode ser definida como a capacidade de um recurso em compensar potenciais desequilíbrios de curto prazo entre a geração e a carga, excursionando a entrega de potência desde zero, ou sua potência mínima, até a potência máxima, com o mínimo de restrições possíveis [6].

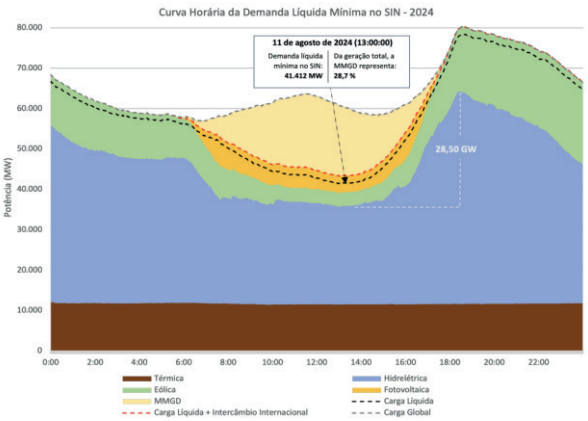


Fig. 3–(a). Carga líquida e global do SIN

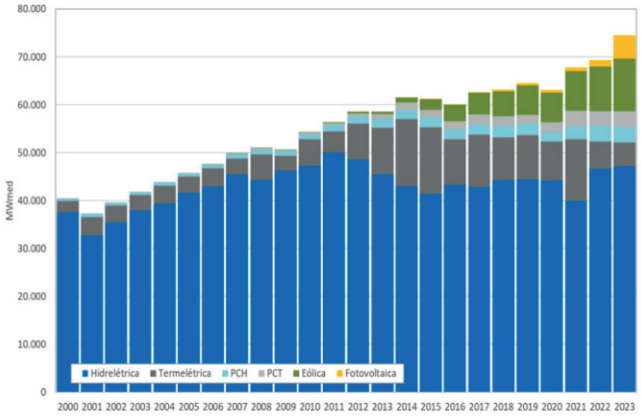


Fig. 3–(b). Evolução da carga do SIN, e por submercado (MWmed) sem MMGD

As dificuldades relacionadas à falta de flexibilidade operativa podem ser analisadas sob a perspectiva da amplitude diária, que é definida como a diferença entre os valores máximo e mínimo atingidos por um determinado parâmetro ao longo de um dia. Enquanto até 2021, 75% das amplitudes diárias observadas eram inferiores a 21,7 GW, em 2023, 75% das ocorrências foram superiores a 20,7 GW. De forma semelhante, as amplitudes máximas observadas até 2021 foram inferiores a 27,8 GW e em 2023, 25% das ocorrências foram superiores a 26,7 GW com a amplitude máxima em torno de 33,2 GW. Até julho de 2024 a geração hidrelétrica já tinha excursionado por faixas superiores ao máximo de 2023, atingindo a amplitude máxima de 38,3 GW [6].
Outro parâmetro relevante são as rampas de elevação ou redução da geração horária, sejam positivas ou negativas, que vêm sendo cada vez mais utilizadas para o atendimento à ponta de carga. Esse efeito se intensifica devido às expressivas reduções naturais da geração solar, especialmente entre 16h00 e 18h00, período em que a demanda por elevação de carga cresce significativamente, enquanto o recurso disponível diminui abruptamente. Como consequência, a tendência é que as variações horárias enfrentadas pelas fontes hidráulicas para balanço energético se tornem cada vez mais acentuadas ao longo do tempo, ver Fig. 4. Aliado a esses aspectos, a severidade das crises hidrológicas que atingiram as maiores bacias hidrográficas do Brasil nos últimos anos, provocando o esvaziamento dos principais reservatórios do país, com regras cada vez mais restritivas para a operação hidrológica destas bacias, vem transformando o Sistema Interligado Nacional, com impactos diretos na sua operação.
Nesse cenário de operação exigindo das usinas hidráulicas maior flexibilidade operativa, a programação diária, na composição da geração para atendimento a demanda de carga prevista, a programação das usinas despacháveis centralizadamente em função da previsão de geração MMGD, eólica e solar fotovoltaica para o dia. Enquanto na etapa diária da operação em tempo real, os grandes desafios estão associados aos desvios instantâneos de geração solar e eólico, principalmente a fonte eólica, ver Fig. 5, pois são impactantes na tomada de decisão da sala de controle para atendimento à ponta de carga, em especial da ponta da noite. Os grandes desvios instantâneos podem ser associados a diversos fatores climáticos que alteram a geração em relação ao valor previsto na etapa de programação. Isso representa enorme impacto

na operação em tempo real do SIN, e devido à falta de previsibilidade dessas fontes, o processo diário de previsão da ponta de carga, busca formar reserva de geração, para fazer frente a possíveis desvios não previstos.

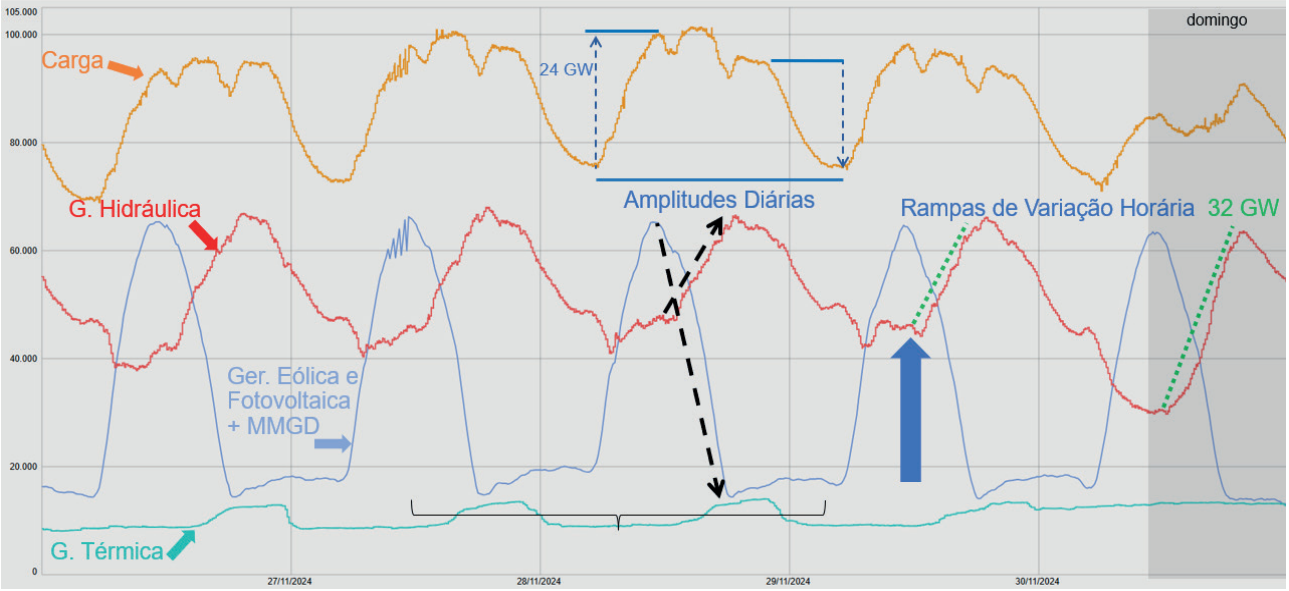


Fig. 4. Amplitudes Diárias e Rampas de Variação

No período entre dezembro e abril a geração eólica média diária é de aproximadamente de 7.500 MW. Nesse período os valores verificados são mais suscetíveis às condições atmosféricas, provocando diversas oscilações não previstas, como por exemplo a curva do dia 13/01/2025, ver Fig. 5, onde pode-se observar curvas acentuadas de elevação e redução de geração em curto período, necessitando maior flexibilidade das usinas para compensar rapidamente os desvios.
No segundo período, entre maio e novembro, a geração eólica atinge valores médios diários de 16.000 MW. Entretanto, devido ao montante de geração mais elevado no período, os desvios tornam-se mais significativos para operação diante a reserva operativa do SIN, (ver Fig. 5). Por exemplo, o desvio de aproximadamente de 2.000 MW no dia 28/11/2024 durante o período de ponta de carga e associado à tendência de elevação da curva de carga, representa um ponto de atenção importante para a operação.

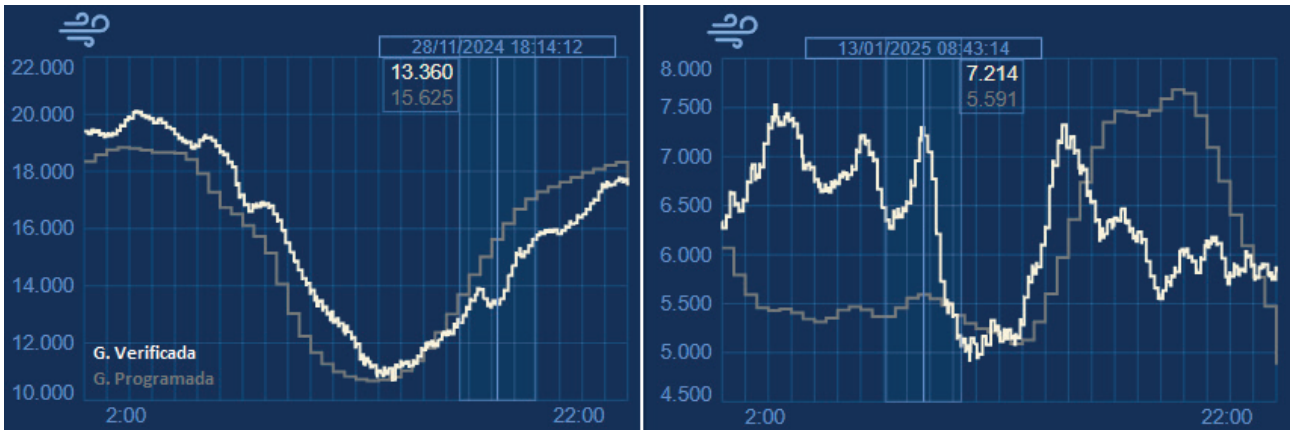


Fig. 5. Desvios diários da geração eólica

O segundo fator desafiador no atendimento da ponta de carga é identificar com antecedência os desvios previstos da carga do SIN para horários de ponta de carga da tarde e da noite.
A área de programação em conjunto com a área de previsão de carga disponibiliza no dia anterior ao dia corrente a previsão de carga do SIN, em patamares semi-horários de 48 patamares. No dia corrente as equipes de tempo real acompanham a carga prevista, em conjunto com curvas do histórico de dias, semanas ou até anos passados, possibilitando encontrar uma curva de maior aderência à curva de carga verificada no

dia. Entretando, diversos fatores, principalmente fatores climáticos, afetam a carga verificada do dia, configurando grandes desvios de carga para o período da ponta. As dificuldades estão associadas a desvios negativos, ou seja, quando a carga verificada for acima do valor previsto, caracterizando necessidade de alocar geração em usinas não despachadas, (ver Fig. 4). A mesma definição é caracterizada por déficit de geração renovável, devido aos desvios verificados em tempo real em relação à programação.
Os dois principais desafios no atendimento à ponta de carga são os desvios na geração de fontes renováveis e as variações na carga prevista, que representam fatores críticos para os engenheiros na sala de controle ao definir estratégias para o atendimento da demanda diária. Além desses aspectos, a operação em tempo real busca recompor a reserva operativa, especificamente a reserva terciária do SIN, essencial para suprir variações inesperadas de carga e geração, garantindo a estabilidade da frequência do sistema elétrico.
Para isso, são necessárias avaliações contínuas em tempo real, permitindo o acionamento estratégico do despacho adicional de geração térmica, com o objetivo de recompor a reserva terciária, estabelecida em 5% da carga total do SIN. Nesse contexto, a análise do custo operacional do acionamento das térmicas, aliada a novas etapas de previsão de carga e geração, avaliação da malha de transmissão e monitoramento da disponibilidade de recursos, torna-se fundamental para assegurar um atendimento seguro e eficiente do sistema elétrico.

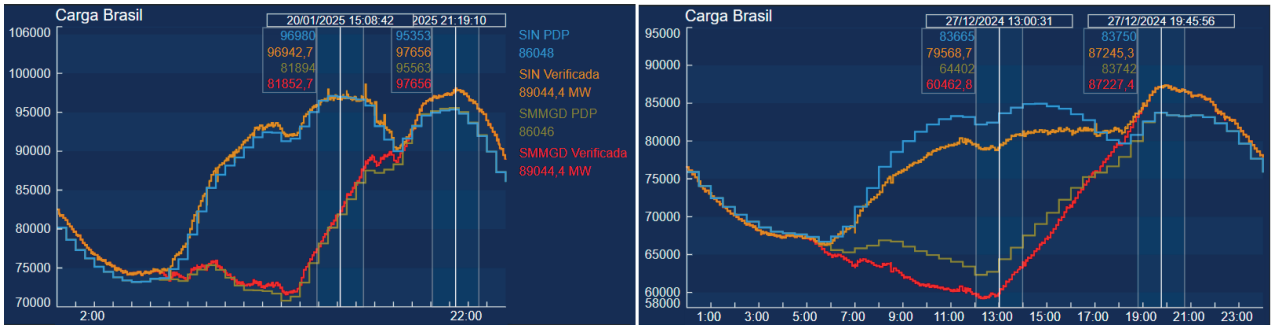


Fig. 6. Carga instantânea do Brasil (MW)

4 Estratégias para atendimento à ponta de carga

No ONS a responsabilidade na gestão do controle do balanço carga/geração e atendimento à ponta de carga é responsabilidade do "Centro Nacional de Operação do Sistema", CNOS. A equipe de engenheiros coordenadores e analistas do CNOS inicia a preparação ainda no período da manhã de cada dia. O processo se baseia no monitoramento dos desvios de carga e geração, na gestão das restrições das usinas e da malha de transmissão e, sobretudo, na projeção da demanda de carga e na previsão da geração eólica.
Para melhor compreensão do processo (ver Fig. 7 e Fig.8) foi mapeado a base da estratégia adotada.

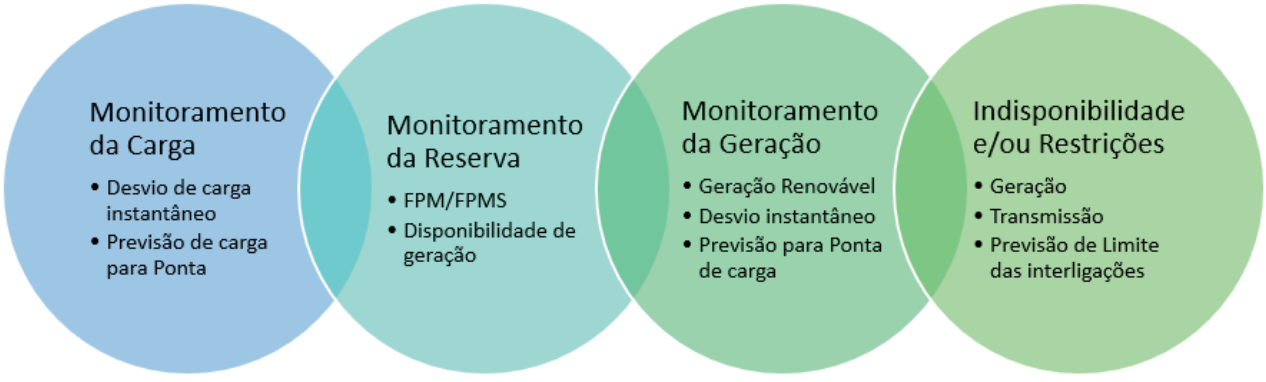


Fig. 7. Processo de Previsão da ponta de carga do SIN

Durante o processo (ver Fig. 8), os analistas de tempo real do CNOS utilizam de ferramentas complementares para subsidiar a tomada de decisão. A principal ferramenta é chamada "Previsão de Ponta de Carga", além de outras ferramentas de apoio como o "Painel de Programação", que auxilia no processo de avaliação e tomada de decisão do despacho térmico complementar. Com base em dados históricos, informações da programação, previsões de carga e limites sistêmicos, essa ferramenta consolida as

estimativas de ponta de carga e geração, considerando as fontes hidráulica, térmica, eólica e solar. Além da consolidação dessas informações, a ferramenta calcula a reserva secundária operativa do SIN, determinando, se necessário, a necessidade de despacho adicional de geração térmica para atendimento à ponta de carga. A manutenção da reserva de potência do SIN é fundamental para os parâmetros do "Folga de Potência Monitorada na região" (FPM) e "Folga de Potência Monitorada Sincronizada na região" (FPMS) além de ser essencial para a operação adequada do "Controle automático de Geração" (CAG) e para o controle da frequência do SIN.

Diante de previsões de déficit de geração, a sala de controle inicia um novo ciclo de análise, atualizando a disponibilidade da geração hidráulica e reavaliando a necessidade de despacho térmico adicional. Além disso, é realizada a modularização do despacho de intercâmbio internacional com os países conectados ao Sistema Elétrico Brasileiro, garantindo um suprimento seguro e eficiente.

Ao avaliar a necessidade de despacho de geração térmica, a sala de controle, realiza um levantamento das usinas térmicas com menor custo operacional para o atendimento à ponta de carga. São priorizadas as usinas com menor "Custo variável unitário" (CVU) e menor tempo de acionamento (Ton), determinado assim o menor custo global por MW desejado pela operação. O segundo passo é avaliar o tempo de rampa necessário para início da geração das usinas térmicas selecionadas.

Um dos principais desafios desse processo é determinar com precisão a real necessidade de despacho térmico, considerando seu alto custo operacional e o impacto econômico para a sociedade brasileira. Um exemplo desse comportamento pode ser observado na carga apresentada na Fig. 6. No dia 27/12/2024, ao longo do dia, os valores de carga permaneceram abaixo do programado, em um cenário de temperaturas estáveis no país e ausência de chuvas. No entanto, entre 19h00 e 20h00, a carga do SIN registrou um aumento inesperado de aproximadamente 4.000 MW acima do previsto.

Situações como essa, apesar de recorrentes, devem ser cuidadosamente analisadas para evitar impactos na gestão da reserva operativa do SIN, no controle de frequência e na manutenção da margem de reserva terciária.



Fig. 8. Processo de Previsão da ponta de carga do SIN

4.1.1 Reserva Operativa

A operação em tempo real identificando a necessidade ao despacho de geração adicional, baseado em parâmetros e referências do FPM e FPMS, visando garantir a segurança do sistema e observando o controle da frequência do SIN, faz uso da despachabilidade de geração, visando atender às variações da carga e geração [7]. Para tanto é necessário o atendimento aos seguintes requisitos:

- Folga de "Potência Monitorada na região (FPM): somatório das folgas de potência disponíveis nas usinas pré-selecionadas, que possuem grande capacidade de geração e com despachabilidade aderente aos tempos de variações elétricas e energéticas em tempo real para atendimento à ponta de carga. O procedimento defini a criticidade do FPM, visando atender 5% da "Carga de Referência", CR, e a "Maior Máquina do Sistema", MM.

- Folga de Potência Monitorada Sincronizada na região (FPMS): Somatório das folgas de potência em unidades geradoras sincronizadas nas usinas pré-selecionadas, que possuem grande capacidade de geração e despachabilidade aderente aos tempos de variações elétricas e energéticas em tempo real no atendimento a ponta de carga. O procedimento defini a criticidade do FPMS, visando a maior máquina do Sistema.

Entre as ações mais comuns para aumentar a reserva operativa no SIN, destacam-se:

- Sincronismo de unidades geradoras, seja como gerador ou na modalidade de compensador síncrono;
- Realocação da geração ou usinas;

- Interrupção de intervenções em unidades geradoras ou em sistemas que limitem a geração;
- Redução ou cancelamento da exportação de energia para outros países;
- Despacho de geração térmica;
- Importação emergencial de energia de outros países.

4.1.2 Previsão de carga

A previsão da ponta de carga do SIN é um processo contínuo ao longo do dia, iniciando ainda pela manhã e se estendendo até o horário de maior demanda à noite. Como mencionado (ver parágrafo 3.1), a carga representa um dos principais desafios na previsão da ponta de carga, sendo um dos fatores mais críticos nesse processo. A metodologia adotada combina a sensibilidade e a experiência dos operadores e engenheiros da sala de controle, fundamentando-se na análise dos desvios entre a carga programada e a verificada. Esse processo tem como premissas os seguintes pontos:

- O acompanhamento contínuo dos desvios instantâneo e médios da carga ao longo do dia: permiti ao analista propor, em conjunto com outros fatores, como temperatura e condições meteorológica, o novo mais precisa do valor da carga prevista.

- Monitoramento das condições climáticas no país: o acompanhamento da previsão da temperatura para o horário de ponta nas principais capitais do país. A temperatura de São Paulo, Rio de Janeiro, Minas Gerais e região Sul são os fatores mais relevantes para a tomada de decisões estratégicas.

- Previsões de carga consolidados do dia corrente: Dados são disponibilizados em tempo real, apresentando a consolidação da curva de carga para o dia em questão. A partir do segundo semestre de 2024, a sala de controle do CNOS passou a receber novas previsões de carga. A primeira curva, disponibilizada por volta das 10h00, tem como objetivo aprimorar a precisão da curva de carga, considerando tanto os dados programados quanto os desvios observados no dia corrente. Essas informações têm sido fundamentais para embasar a tomada de decisões e a previsão de carga pelos coordenadores e analistas da sala de controle.

4.1.3 Previsão de geração

A previsão de geração para a ponta de carga é um processo o monitoramento contínuo dos desvios de geração, especialmente das fontes renováveis, que apresentam maior variabilidade ao longo do dia, conforme ilustrado na Fig. 5. A geração eólica, em particular, é a que apresenta maior impacto, registrando desvios significativos e imprevistos. A utilização de modelos de previsor de geração eólica pode auxiliar na tomada de decisões, mas ainda requer aprimoramentos para operar com maior precisão em tempo real.
A disponibilidade de geração é um processo conduzido pelos coordenadores do CNOS ao longo do dia, com o objetivo de alinhar a disponibilidade de geração hidráulica e térmica com a demanda no horário de ponta. São consideradas todas as disponibilidades hidráulicas, levando em conta as restrições dos reservatórios, a operação das bacias hidrográficas e as limitações técnicas dos equipamentos das instalações. Essa análise detalhada permite uma gestão mais eficiente e segura dos recursos energéticos.

4.1.4 Indisponibilidade de equipamentos e limites regionais e sistêmicos

A análise de indisponibilidade de equipamentos para determinação de limites de transmissão, permite otimizar a operação do sistema do ponto de vista eletroenergético, possibilitando a realocação segura de grandes blocos de geração nos submercados do SIN. Além disso, contribui para a otimização da configuração dos elos de corrente contínua (CC) em relação à rede de corrente alternada (CA), influenciando diretamente no escoamento de energia entre as interconexões do sistema. Esses elementos são fundamentais para a avaliação do atendimento à demanda no horário de ponta, sendo frequentemente ajustados devido às dinâmicas operacionais e às indisponibilidades programadas ou imprevistas.
O uso de ferramentas de apoio é essencial para o monitoramento dos limites sistêmicos e regionais, uma vez que a operação da malha de transmissão CC e CA torna-se altamente complexa devido ao grande número de variáveis envolvidas. O escoamento de energia das regiões Norte e Nordeste para a região Sudeste/Centro-Oeste, por exemplo, envolve o controle de pelo menos seis fluxos sistêmicos (“Fluxo Norte/Sudeste”, FNS, “Nordeste/Sudeste”, FNESE, “Norte/Xingu” FNXG, FNS+FNESE, “Norte/Nordeste”, FNNE e fluxos no Bipolos de Xingu) com a aplicação de diversas penalidades, o que

aumenta significativamente a complexidade da malha elétrica brasileira, conforme ilustrado na (Fig. 1-b). Essas ferramentas são indispensáveis para garantir a segurança e a eficiência da operação do sistema.

5 CONCLUSÕES

O artigo apresenta o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) e sua complexidade em relação ao atendimento à ponta de carga no Sistema Interligado Nacional, um desafio que exige planejamento preciso e estratégias operacionais refinadas na operação em tempo real. Nos últimos anos, a curva característica de atendimento à carga tem demandado esforços cada vez maiores das usinas hidráulicas e térmicas, que precisam excursionar por faixas de potência mais amplas e em períodos mais curtos para compensar os desequilíbrios entre geração e demanda das fontes renováveis intermitentes. Esse processo ocorre mesmo diante das diversas restrições operativas das hidrelétricas, como o uso múltiplo da água e limitações ambientais, tornando a flexibilidade operativa um fator determinante para assegurar o equilíbrio entre oferta e demanda, especialmente nos momentos críticos da ponta de carga da tarde e da noite.

Nesse contexto, a atuação do Operador Nacional do Sistema Elétrico tem se concentrado na antecipação de desvios de carga e geração, utilizando ferramentas de previsão e monitoramento contínuo para ajustar o despacho de geração e garantir a segurança operativa do sistema. A tendência para os próximos anos aponta para um aumento da participação de fontes renováveis intermitentes, tornando ainda mais essencial o aprimoramento das metodologias de planejamento e das ferramentas de previsão. O uso mais eficiente dos recursos disponíveis e a adoção de novas tecnologias de previsão de carga e geração renovável no SIN, serão fundamentais para gestão da operação em tempo real, com ênfase na segurança e otimização do desempenho do sistema.

Portanto, o sucesso no atendimento à ponta de carga dependerá da evolução contínua dos processos operacionais, do fortalecimento da integração entre planejamento e execução em tempo real e do avanço tecnológico no setor elétrico. Garantir um sistema elétrico seguro, confiável e economicamente viável diante das transformações da matriz elétrica será um desafio constante, exigindo inovação, coordenação estratégica e investimentos em soluções mais flexíveis e eficientes.

6 REFERÊNCIAS

[1] Consolidação Da Previsão Da Carga Para O Plano Anual Da Operação Energética Dos Sistemas Isolados - PEN SISOL 2025. Web Site, www.sintegre.ons.org.br.

[2] Dados abertos do ONS, Web site, www.dados.ons.org.br

[3] ONS - Sistema Interligado Nacional – Web Site, www.ons.org.br.

[4] Plano da Operação Energética (PEN) – ONS 2024, www.sintegre.ons.org.br.

[5] Relatório Anual 2023 – ONS, Web Site https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/2023-Relatorio-Anual-cessivel_21032024.pdf.

[6] ONS NT-ONS DPL 0111/2024 – Avaliação dos Requisitos de Flexibilidade Operativa do SIN. Web Site, www.sintegre.ons.org.br.

[7] Controle da Geração em Condição Normal - IO-CG.BR.01, Web Site https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes.

Comité de Estúdios C2 - Operación y control de sistemas de potencia

ESTUDIO DE COMPENSADOR SERIE ESTÁTICO SÍNCRONO (SSSC) E IMPLEMENTACIÓN SOBRE REDES RADIALES DEL SADI

J.D. STICOTTI*
Estudios Eléctricos
Argentina
julian.sticotti@estudios-electricos.com

N. MIAN
Estudios Eléctricos
Argentina
nicolas.mian@estudios-electricos.com

F. CALABRUSO
Estudios Eléctricos
Argentina
franco.calabruso@estudios-electricos.com

J. VIVES
Universidad Nacional de Rosario
Argentina
javier.vives@estudios-electricos.com

F. ALONSO
Universidad Nacional de Rosario
Argentina
fda54@hotmail.com

Resumen *– El presente análisis aborda la implementación de dispositivos SSSC (Static Synchronous Series Compensator) en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Se describen los principios de funcionamiento del dispositivo, sus aplicaciones en estabilidad de tensión, control de flujos de potencia y mitigación de oscilaciones. Además, se presenta un caso de estudio específico aplicado a la Central Térmica Salto, incluyendo el análisis técnico y demostrando los beneficios de su implementación en términos de cantidad de equipos requeridos y proyección futura.*

Palabras clave: SSSC, FACT, flexibilidad, abastecimiento, despacho térmico, confiabilidad, resiliencia, simulaciones, PV

1 INTRODUCCIÓN

Cuando se habla de transición energética la discusión tiende a focalizarse sobre la emisión de gases de efecto invernadero. Al respecto las Naciones Unidas ha lanzado una propuesta donde se busca reducir las emisiones en un 45% para 2030 y que se alcance el cero neto hacia 2050. Así es como numerosas naciones han establecido planes para reconvertir su transporte y hacerlo eléctrico o a base de hidrógeno.

En lo que se refiere producción de energía eléctrica proliferan las plantas renovables como fotovoltaica y eólica, motivadas por los planes de descarbonización que muchos países han definido. Como caso cercano se tiene que la Comisión Nacional de Energía de Chile ha propuesto retirar todas las centrales carboneras para el año 2040. Se evidencia entonces que el foco está puesto del lado de la generación.

La electricidad cubre hoy solo el 20% de la energía consumida a nivel global, pero para alcanzar los objetivos antes mencionados se espera que la demanda de electricidad aumente dramáticamente en los próximos años. Abastecer esa demanda, es decir comunicar los puntos de generación con aquellos donde se establece el consumo, presenta desafíos que no poseen la visualización que deberían.

Este aumento en la demanda, combinado con la integración de fuentes de energía intermitentes, como la solar y la eólica, introduce complejidades considerables. Estas fuentes de energía plantean desafíos para la estabilidad y la capacidad de respuesta de los sistemas de transmisión, ya que la generación fluctuante requiere una gestión precisa para equilibrar la oferta y la demanda.

Además, la congestión de la red representa un problema crítico en la actualidad. La incapacidad de algunos sistemas de transmisión para manejar eficientemente la carga eléctrica puede resultar en pérdidas económicas

* Dirección del autor principal

y afectar la fiabilidad del suministro. La modernización de infraestructuras existentes se convierte en una necesidad imperante para adaptarse a las demandas cambiantes y para integrar tecnologías emergentes. La transición hacia una red eléctrica más inteligente, impulsada por la incorporación de la inteligencia artificial y la automatización, es esencial para mejorar la eficiencia y la capacidad de respuesta a eventos imprevistos.
La operación de corredores de transmisión radiales presenta dificultades producto de su configuración donde solo un extremo del sistema se vincula al resto de la red. Aparecen entonces requerimientos de control de tensión, aumento de potencia de cortocircuito o reducción de saturaciones que son subsanados mediante el despacho forzado de generación térmica local. Esto no solo produce emisiones, sino que además incrementa el costo de la operación.
Aparece aquí la posibilidad de estudiar la implementación de dispositivos SSSC (Static Synchronous Series Compensator), los cuales brindan gran flexibilidad en la operación de sistemas de potencia ya que permiten modular activamente la impedancia de la línea de transmisión en donde se encuentran instalados, además de presentar tiempos de fabricación e instalación reducidos en comparación con los asociados a nuevas obras de transmisión que atiendan dichos problemas (entre 15 y 18 meses vs años).
En este contexto surgen los siguientes interrogantes:

- ¿Es posible la implementación de tecnología capaz de regular tensión activamente sin la necesidad de despacho forzado de generación térmica?
- ¿Tiene otras ventajas en la implementación?
- ¿Cómo impacta la implementación en redes malladas?
- ¿Ayudan a la estabilidad del sistema eléctrico?

En el presente artículo se responden estos puntos mediante la descripción teórica-matemática de la tecnología, sus efectos sobre la transferencia de potencia a través de líneas de transmisión, estabilidad de tensión y su aplicación sobre un caso de estudio en una red radia del SADI, evaluando su mejora en la regulación y estabilidad de tensión, así como su impacto sobre el despacho térmico forzado.

2 DISPOSITIVOS SSSC

En este apartado se brindan algunos conceptos acerca los dispositivos SSSC (compensador serie estático sincrónico). En particular se aborda la composición interna y principio de funcionamiento, además de presentar el impacto de su implementación sobre los sistemas eléctricos de potencia centrados en la estabilidad de tensión, control de flujo de potencia y mitigación de oscilaciones de potencia.

1.1 Composición interna y principio de funcionamiento

El efecto de la compensación serie con un elemento pasivo, tal como un condensador insertado en una línea del sistema de transmisión, es reducir la impedancia efectiva de la misma, “acercando” eléctricamente los nodos extremos. Los equipos SSSC consisten en una fuente de tensión controlada (VSC por sus siglas en inglés), en serie con la línea de transmisión, tal como se ilustra en la Fig. 1.

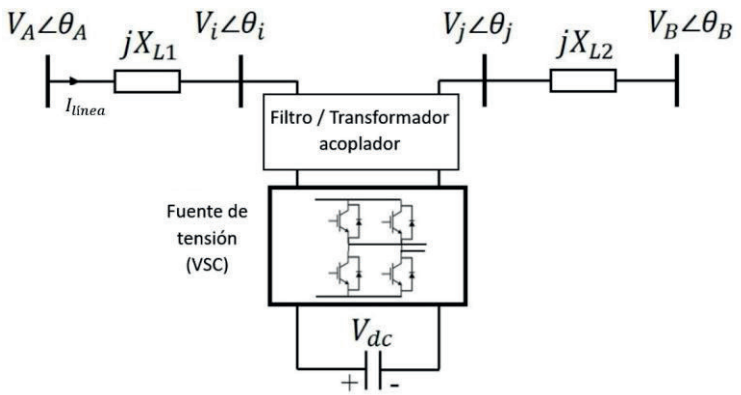


Fig. 1. Representación del equipo SSSC basado en una fuente de tensión controlada (VSC) [1].

El SSSC está sincronizado con la corriente de la línea de transmisión, e inyecta una tensión en cuadratura con la misma, en adelanto o atraso tal como se muestra en la Fig. 2 (b). Si se asume que la fuente de tensión controlada no presenta pérdidas, la tensión está en cuadratura con la corriente de línea tal que se mantenga constante la tensión en el lado de continua (DC). Sin embargo, en la realidad el equipo requiere una pequeña

cantidad potencia activa para compensar las pérdidas internas, por lo que la tensión presenta una pequeña desviación de los ±90° con respecto a la corriente.

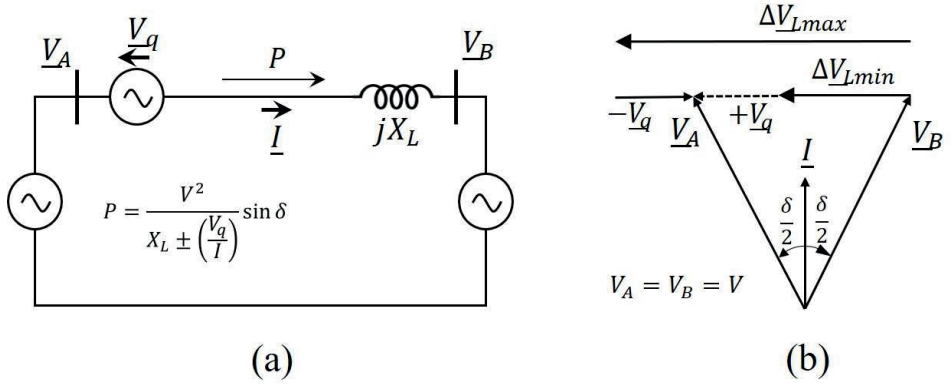


Fig. 2. Línea de transmisión con SSSC. (a) Circuito equivalente. (b) Diagrama fasorial. [1].

La inyección de una tensión en atraso con respecto a la corriente circulante emula un capacitor serie mientras que cuando está en adelanto simula un reactor serie. De acuerdo con esto, los SSSC tienen principalmente los siguientes modos de control:

- Control de tensión
- Control de reactancia
- Control de corriente/potencia

1.2 Aplicaciones

En este apartado se abordarán las aplicaciones para las cuales las tecnologías SSSC pueden ser utilizadas.

Estabilidad de tensión

La compensación serie capacitiva puede ser usada para reducir la reactancia serie de la línea y así mitigar las variaciones de tensión en el extremo receptor y minimizar las posibilidades de un colapso por tensión. Un sistema radial simple con una reactancia de línea X, compensación serie capacitiva Xc e impedancia de carga Z es mostrada en la Figura 3-10 (a). En la Figura 3-10 (b) se pueden apreciar las correspondientes curvas de tensión-potencia transmitida.

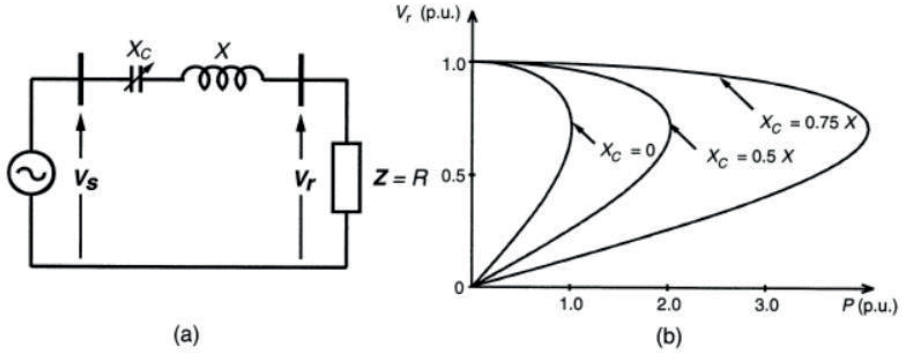


Fig. 3. Potencia transmitible en una línea radial en función de la compensación capacitiva [3].

Control de flujo de potencia

La capacidad total de transmisión de potencia de una red está limitada por la primera línea que alcanza su límite térmico, aun cuando el resto de las líneas del sistema se encuentran subutilizadas. Otra de las aplicaciones de los dispositivos SSSC es la posibilidad de redireccionar flujos para eliminar restricciones en sistemas de potencias mallados. Al instalar la tecnología bajo estudio sobre una de las líneas de transmisión subutilizadas y mediante su operación en modo capacitivo, es posible redistribuir la potencia de las líneas más comprometidas hacia las subutilizadas. De esta forma, se reducen las congestiones del sistema de transmisión, derivando en menores costos marginales.

Mitigación de oscilaciones de potencia

Por otra parte, la compensación serie controlada permite mitigar las oscilaciones de potencia ajustando dinámicamente el grado de compensación en función de las variaciones del ángulo rotórico (δ) de una máquina de referencia. Cuando δ aumenta, el equipo funciona en modo capacitivo para reducir la

impedancia de la línea y aumentar la potencia transmitida, compensando el exceso de energía mecánica. Por el contrario, cuando δ disminuye, la compensación funciona en modo inductivo, reduciendo la potencia transmitida, equilibrando así el déficit de energía mecánica. Esto estabiliza el sistema sin necesidad de otras acciones de control.

3 CASO DE ESTUDIO

1.3 Identificación

A partir de registros oficiales y públicos de CAMMESA tales como flujos de potencia horarios, parte post operativos, registros de generación térmica y costos de operación se detectan problemas de control de tensión en el corredor Bragado – Salto 1x132kV de aproximadamente 125km. Este corredor presenta subestaciones intermedias, abasteciendo la demanda de una población total de casi 100.000 personas. Para evitar la sobrecarga de la línea de transmisión, subtensiones y actuación de los sistemas de protección, es necesaria la operación forzada por parte de la Central Térmica Salto, cuya potencia nominal es de 63MW.

El abastecimiento de la región y la calidad de servicio resulta altamente dependiente del estado operativo de la central. Esto se evidenció varias veces durante los últimos años, en donde, ante la salida de servicio de la unidad generadora, las tensiones en la barra de Salto y subestaciones adyacentes presentan valores inferiores a los admisibles. Esto deriva en la actuación de las protecciones de subtensión (ANSI 27), causando la desconexión de los alimentadores lo que deriva en la interrupción del suministro hacia los consumidores.

A efectos cuantitativos, se muestran los resultados del flujo de potencia de la base de datos oficial de Cammesa 2022/2023, para un escenario de demanda alta diurna de verano. La Fig. 4 ilustra los resultados de la simulación de flujo de carga ante la indisponibilidad de la unidad generadora de la TG Salto, manteniendo constante los niveles de demanda en todas las subestaciones de la región. Debe notarse que toda la demanda de la región (Salto y Chacabuco) deben alimentarse completamente desde Bragado. Este hecho deriva en que las tensiones se depriman en todo el corredor, cayendo por debajo de 0,85p.u. A su vez se incrementa notablemente la circulación de corriente, causando a sobrecargas del enlace. En paralelo a estos fenómenos, los elementos de compensación reactiva shunt instalados en la región se ven limitados en capacidad de inyección de potencia reactiva debido a las subtensiones presentes.

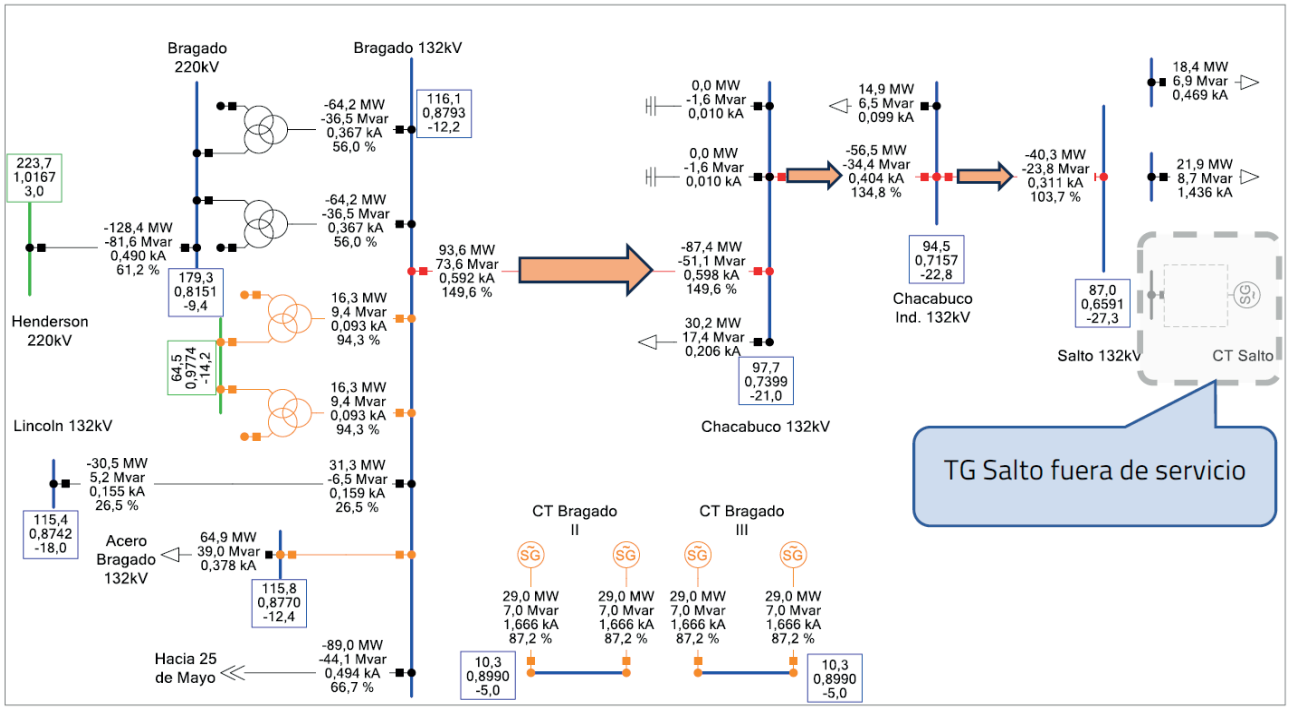


Fig. 4. Resultados de flujo de potencia | CT Salto fuera de servicio.

En conclusión, la superposición de estos efectos causará indefectiblemente la interrupción del suministro por apertura de líneas o alimentadores, lo cual deriva en Energía No Suministrada y sobrecostos en la operación del sistema. Bajo estos antecedentes se propone evaluar la implementación de equipos SSSC en el corredor.

Buscando disminuir la impedancia serie de vinculación entre las SS/EE Salto y Bragado, permitiendo así mejorar localmente el perfil de tensiones y controlar las sobrecargas ante la eventual salida de servicio intempestiva de la TG ubicada en el nodo Salto.

1.4 Modelado

Para la representación del equipo en el software utilizado, se dispone de información oficial de los mismos, provista por los fabricantes.

TABLA I. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL EQUIPO SSSC.

Parámetro	**Valor**
Máxima tensión de inyección a 50 Hz o 60 Hz	±5660V
Mínima tensión de inyección a 50 Hz o 60 Hz	±566V
Mínima corriente para la inyección	100A
Corriente nominal en operación permanente	1800A
Fuente de potencia	Alimentado por la corriente de línea
Rango de frecuencia de operación	47.00 Hz a 52.00 Hz
Corriente de falla admisible	63kA RMS por 1s
Corriente de pico de falla admisible	158 kA @ 50 Hz

1.5 Metodología de estudio

El objetivo principal consiste en analizar la implementación de equipos SSSC en corredores radiales existentes en el Sistema Argentino de Interconexión, en la búsqueda de mejorar la regulación y estabilidad de tensión, reduciendo o desplazando completamente la generación térmica forzada.

Para analizar los distintos casos de estudio se cuenta con la base de datos oficial emitida por el operador de red (CAMMESA), por lo que las principales conclusiones se obtienen a partir del desempeño estático de dicha base de simulación. Los casos de estudio se realizan sobre un simulador profesional de sistemas de potencia, en donde se realizan simulaciones de flujo de potencia y simulaciones cuasidinámicas.

Las simulaciones cuasidinámicas consisten en la ejecución de múltiples cálculos de flujo de potencia con pasos de simulación previamente definidos. En este tipo de simulaciones es posible estudiar el comportamiento de un sistema eléctrico en un lapso mayor a las simulaciones dinámicas tradicionales (simulaciones en segundos). Mediante las simulaciones cuasi dinámicas se pueden analizar períodos prolongados de tiempo, como por ejemplo emular las variaciones de la demanda o generación renovables un día completo, o estacionales durante meses. Dependiendo del lapso que se desee simular, la variabilidad de la variable analizada y la resolución que se desee obtener, se fijan distintos pasos de simulación minutos, horas, días, meses.

1.6 Implementación de equipos SSSC

1.6.1 Ubicación óptima de la tecnología SSSC para la regulación de tensión

Un punto interesante es la determinación de la ubicación óptima de la instalación de los equipos SSSC para una regulación de tensión efectiva. En este contexto, a continuación se analiza, sobre una red radial simplificada con parámetros típicos, consistente de un generador (emisor de energía eléctrica), línea de transmisión y demanda (receptor de energía eléctrica).

En la Fig. 5 se presenta la curva PV para tres tipos de compensación, concentrado en el extremo receptor (demanda), distribuida en partes iguales entre el extremo emisor y receptor y por otra parte, concentrado en el extremo emisor.

Se puede observar que la ubicación óptima del equipo es en el extremo de la línea de transmisión radial. Esto deriva en la maximización de las transferencias y la mejora la capacidad de regulación de tensión.

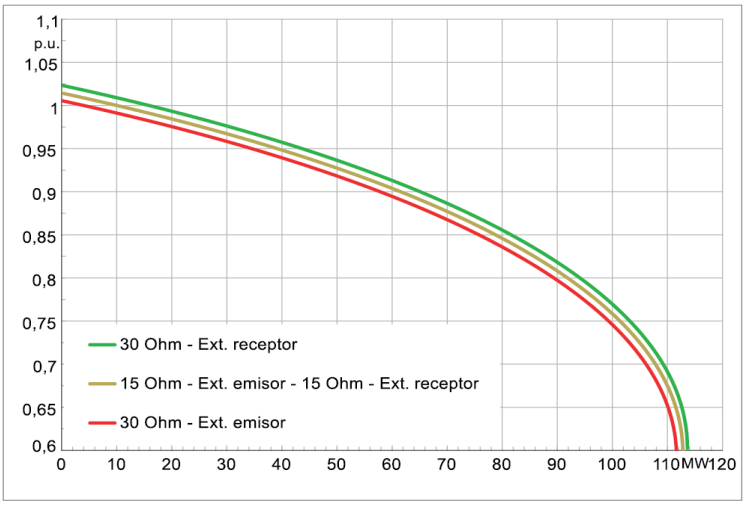


Fig. 5. Comparación de ubicación de equipos SSSC.

1.6.2 Situación actual

A raíz de las problemáticas identificadas en el apartado 1.3, las subtensiones más severas se encuentran a partir de la S/E Chacabuco hacia la S/E Salto (nodos de demanda). En consecuencia, para solventar los problemas de regulación de tensión, se plantea la instalación de equipos SSSC en la S/E Chacabuco, permitiendo así "acercar eléctricamente" los nodos más débiles a los de mayor robustez (Bragado 132kV).

En la Fig. 6 se presentan los resultados del flujo de potencia para la condición de demanda máxima de verano. Para esta condición operativa, la instalación de 6 equipos SSSC por fase provoca niveles admisibles de tensión en las barras más comprometidas.

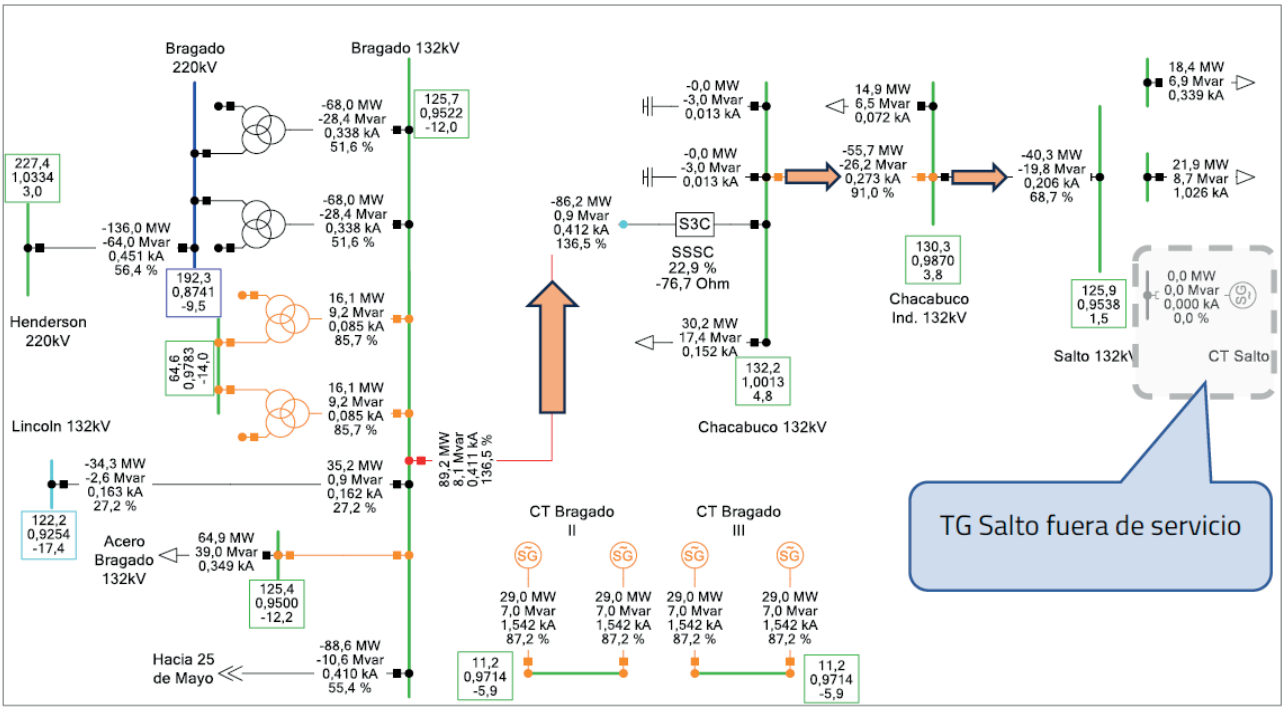


Fig. 6. Resultados de flujo de potencia | CT Salto fuera de servicio | SSSC en servicio.

Complementariamente al análisis de flujo de potencia, a continuación, se presentan análisis cuasidinámicos durante todo un día. En este sentido, a partir de los registros públicos de demanda de la región, se grafican la tensión de la S/E Salto (eje izquierdo), la demanda instantánea del corredor Bragado – Salto (eje derecho) en función de las horas del día, considerando las posibles condiciones operativas:

- **Con CT:** Central Térmica en servicio | Sin equipos SSSC
- **Sin CT:** Central Térmica fuera de servicio | Sin equipos SSSC

- **Con CT – con 4 SSSC:** Central Térmica en servicio cuando se requiera (condiciones de máxima demanda) | Con 4 equipos SSSC por fase.
- **Sin CT – con 6 SSSC:** Central Térmica fuera de servicio | Con 6 equipos SSSC por fase.

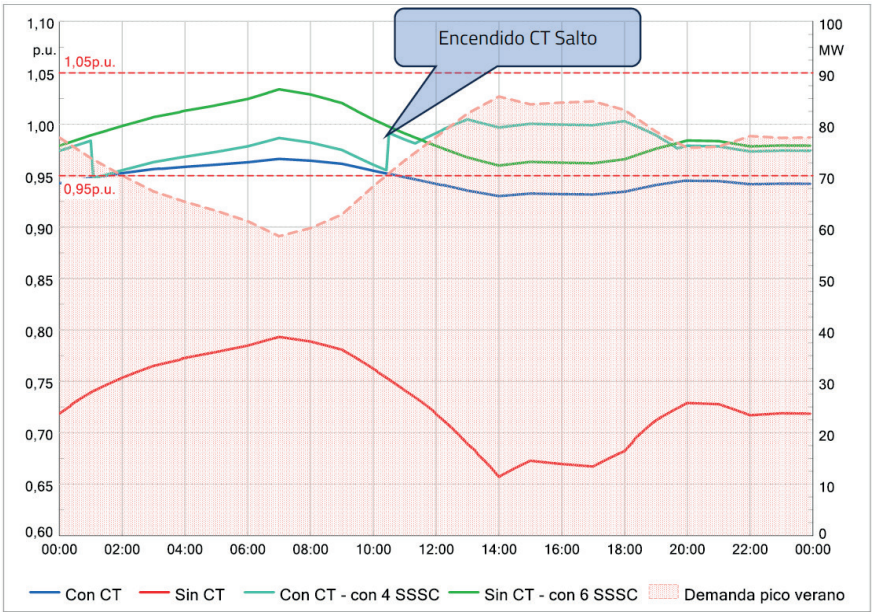


Fig. 7. Evoluciones temporales de la tensión y demanda sistémica | Verano – Demanda máxima.

De la gráfica anterior se concluye que es necesaria la implementación de 6 equipos SSSC para que las tensiones se mantengan por encima de 0,95p.u. durante todo el día. Debe notarse que la cantidad de equipos lo define el punto de máxima demanda (entre las 13hs y 18hs). Para el resto del día, la tensión presenta una amplia holgura con respecto a los niveles admisibles.
En el caso de contemplar la operación de la CT Salto, la implementación de 4 SSSC con el despacho de la TG entre las 10:30hs y 01:00hs (despacho máximo de 35MW solo en condiciones de máxima demanda de verano) podría ser una alternativa de solución técnica híbrida.

1.6.3 Análisis a largo plazo

Si bien se observa que la incorporación de la compensación es muy efectiva para mejorar los perfiles de tensión, es necesario analizar el margen de estabilidad de transmisión de potencia activa del corredor. Es por ello que en la siguiente figura se exponen las curvas PV, correspondiente a cada una de las situaciones analizadas. En particular, se reporta la tensión en la S/E Salto 132kV, identificada como la más crítica, en función de la variación de la demanda del corredor estudiado.

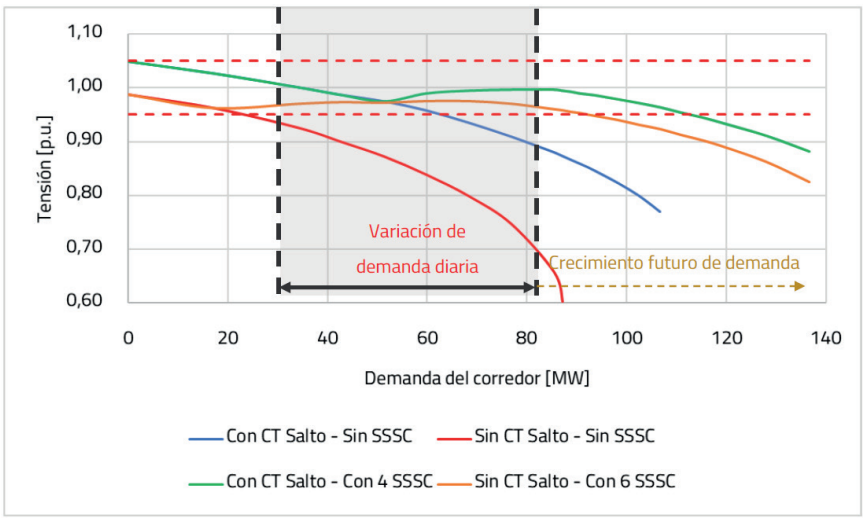


Fig. 8. Comportamiento de la tensión en función de la demanda del corredor estudiado.

El rango de demanda (SS/EE Salto, Chacabuco Ind. y Chacabuco) se mantiene entre los 35MW y 85MW. En base a las curvas roja y azul, se concluye que el despacho de la central es indispensable para mantener las tensiones por encima de 0,95p.u. en un determinado rango de demanda. Sin embargo, en condiciones de demanda mayor a 65MW, la importación de potencia desde el nodo Bragado aumenta considerablemente, causando la reducción de tensión de las barras de la región por debajo del límite admisible.
Por otra parte, puede contemplarse que la curva PV naranja, correspondiente a la operación del sistema sin la CT Salto y con la inclusión de 6 equipos SSSC por fase, la tensión se mantiene por encima de 0,95p.u. en todo el rango de demanda actual. Además, el punto crítico de operación también aumenta, lo cual podría significar en una gran ventaja para afrontar el crecimiento de la demanda. El nivel de demanda máximo del corredor tal que las tensiones se mantengan por encima de 0,95p.u. es de 93MW, es decir, un 9% por encima de la demanda máxima registrada.
Finalmente, puede contemplarse que la curva PV verde, correspondiente a la operación del sistema con la CT Salto, y la inclusión de 4 equipos SSSC por fase, donde la tensión se mantiene por encima de 0,95p.u. en todo el rango de demanda prevista. Se puede apreciar que este modo de operación presenta mayores beneficios para afrontar el crecimiento futuro de demanda. En este caso, para que la tensión perfore el umbral de 0,95p.u., la demanda de todo el corredor debe ser superior a 114MW, lo cual significa que esta alternativa de solución funcionaría hasta que la demanda se expanda por encima de 34% de los niveles actuales.
Si bien desde la perspectiva técnica es recomendable la instalación de 4 SSSC por fase con la CT Salto inyectando potencia en condiciones máximas de demanda, por sobre la alternativa en donde se instalan 6 equipos y la completa salida de servicio de la CT Salto, en la siguiente sección se abordan ambas alternativas de solución mediante un análisis económico.

4 CONCLUSIONES

La adopción de tecnologías innovadoras, como el SSSC (Compensador serie estático sincrónico), represente una solución concreta y eficiente para enfrentar retos inherentes a la transmisión de energía eléctrica en sistemas actuales. Estas tecnologías no solamente permiten mejorar la flexibilidad en la operación de la red, sino que también ayudan a mejorar la estabilidad del sistema eléctrico, contribuyendo al cumplimiento de los estándares de calidad y fiabilidad.
Sobre la base de los estudios desarrollados y presentados, se destaca el impacto positivo de los dispositivos SSSC en redes radiales. Su instalación incrementa significativamente la capacidad de transmisión al reducir los requerimientos de potencia reactiva para mantener los niveles de tensión dentro de los márgenes operativos admisibles. Esto resulta relevante en escenarios de alta demanda, en donde la regulación de tensión se convierte en un factor crítico para evitar sobrecargas y garantizar la continuidad del suministro. En este contexto, se han identificado más de 8 casos de regiones radiales del SADI con problemas de control de tensión y/o despacho de generación térmica forzada, en los cuales se podrían implementar este tipo de tecnología innovadora.
En lo concreto al caso de estudio analizado en el centro de la provincia de Buenos Aires, se estudian dos alternativas de solución técnica:

- Alternativa 1: La implementación de 4 equipos por fase junto a la operación de la CT Salto en condiciones de máxima demanda permitiría mantener los niveles de tensión dentro de los límites admisibles, incluso ante un crecimiento de demanda del 34%.
- Alternativa 2: La implementación de 6 equipos por fase, permitiendo retirar completamente la CT Salto y dando pleno cumplimiento de la normativa, incluso considerando un crecimiento de demanda del 9%.

Ambas alternativas demuestran la versatilidad y eficacia de los SSSC en la optimización de la regulación de tensión.

5 REFERENCIAS

[1] C. A. Ordóñez, A. G. Expósito, J. M. Maza-Ortega, *Series Compensation of Transmission Systems: A Literature Survey*, España, 2021.
[2] J. Machowsky, J. W. Bialek, Bumby y J. R., *Power System Dynamics: Stability and Control - Second Edition, Chichester*, United Kingdom: John Wiley & Sons Ltd, 2008.
[3] KUNDUR, P., *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, New York, 1994.

Metodología para la Evaluación del Desempeño de Compensadores Serie Síncronos Estáticos (SSSC) utilizando Inteligencia Artificial

Jaime D. Pinzón*
XM S.A. E.S.P.
Colombia
jpinzon@xm.com.co

Camilo Moreno
XM S.A. E.S.P.
Colombia
cmoreno@xm.com.co

Resumen *– Los equipos Compensadores Serie Síncronos Estáticos (SSSC) se están integrando en los sistemas de potencia para varias aplicaciones de mejora de la estabilidad y optimización de la red, entre ellas el control de flujos de potencia y de congestiones. Los SSSC pueden operar en diferentes modos de control y siguiendo un objetivo de corriente, impedancia o tensión inyectada en serie con la línea de transmisión. Por lo anterior, es relevante analizar el desempeño durante la operación en tiempo real, por lo que en este artículo se presenta una metodología basada en modelos de aprendizaje computacional para determinar si cada equipo SSSC conectado al sistema eléctrico de potencia está operando correctamente. En la metodología se evalúan tres condiciones: 1) conmutaciones del equipo; 2) si se conecta o desconecta cuando debe hacerlo según su modo de control y parametrización; y 3) se evalúa el error de control, todo lo anterior para determinar el desempeño del equipo. La metodología es validada con datos de la operación de equipos SSSC integrados en el sistema de potencia colombiano, permitiendo evaluar el desempeño de los equipos ante diferentes condiciones de operación y así detectar posibles riesgos operativos y acciones de mejora en el control de flujos de potencia.*

Palabras clave: SSSC – FACTS - Analítica de datos - Control de flujo de potencia

1 INTRODUCCIÓN

Es muy frecuente que las zonas que tienen la mejor calidad de los recursos generación renovables estén alejadas de las grandes ciudades y por consiguiente de una red de transporte de energía robusta y flexible. Lo anterior ha generado un embotellamiento en la integración de los proyectos de energía renovable, debido a las diferencias en el tiempo de desarrollo de estos proyectos con respecto al tiempo de desarrollo de la infraestructura tradicional basada en la construcción de nuevas líneas de transmisión [1].

De acuerdo con lo anterior, es aquí donde la integración de la tecnología SSSC, que tiene tiempos de desarrollo similares a los proyectos de generación renovables no convencionales, permite un mejor uso de la red existente, optimizando la capacidad de transporte y habilitando así la incorporación de nuevas plantas de generación [2], [3]. Esta tecnología utiliza electrónica de potencia para aumentar o disminuir efectivamente la reactancia de un circuito dado, controlando así el flujo de potencia en tiempo real. Esto permite equilibrar los niveles de carga en las líneas de transmisión, distribuir los flujos, aliviar la congestión y optimizar la operación y el uso de las líneas de transmisión existentes [1].

En Colombia, las proyecciones indican que para 2032, la matriz energética estará compuesta por un 39% de generación solar fotovoltaica y un 9% de energía eólica. Esto representa una alta integración de fuentes de energía renovable no convencional. Según los estudios, esto debe ir acompañado de la construcción de un gran conjunto de líneas de transmisión para transportar la energía generada por estas plantas y evitar la congestión en la red de transmisión. En consecuencia, existen restricciones actuales y futuras en partes de la red de transmisión colombiana debido al aumento continuo de la demanda y la instalación planificada de parques solares y eólicos lejos de las grandes ciudades. Esto ha creado un cuello de botella en la integración de proyectos de energía renovable, debido a las diferencias en el tiempo de desarrollo entre estos proyectos y

* Dirección del autor principal

la infraestructura tradicional basada en la construcción de nuevas líneas de transmisión. Dado los desafíos mencionados en la construcción de nuevas líneas de transmisión, la tecnología SSSC representa una solución rápida y efectiva para mitigar las congestiones de flujo de energía actuales y futuras. Los operadores de redes de transmisión en Colombia ya han instalado doce unidades SSSC: dos en la subárea de Bolívar, dos en la subárea de Guajira-Cesar-Magdalena (GCM), tres en la zona de Antioquia y cinco nuevas unidades SSSC en la subárea del Atlántico. La Tabla I proporciona información sobre el equipo ya instalado y las futuras instalaciones, incluyendo la potencia nominal, el nivel de voltaje de las líneas de transmisión y el año de instalación.

TABLA I. INSTALACIONES SSSC EN COLOMBIA

Líneas de transmisión	**Tensión Nominal [kV]**	**Capacidad SSSC [MVAr]**	**Año de puesta en servicio de SSSC**
Envigado -Ancón	110	3	2021
Guayabal - Ancón Sur	110	6	2022
Envigado - Guayabal	110	3	2022
Líneas Termocandelaria - Ternera 1 y 2	220	120	2022
Santa Marta - Termoguajira	220	90	2023
Santa Marta - Termocol	220	150	2023
Líneas Sabana -Tebsa 1 y 2	220	120	2024
Sabana - Caracolí	220	30	2024
Líneas Flores - Nueva Barranquilla 1 y 2	220	60	2024

La integración de estos equipos en la red eléctrica transforma la operación convencional, basada en flujos de potencia determinados por impedancias fijas, en un sistema más flexible que puede variar dichas impedancias, ofreciendo así un mayor control sobre el flujo de potencia. Sin embargo, una configuración o parametrización inadecuada de los equipos SSSC puede causar problemas operativos o interacciones no deseadas con otros equipos y controles de la red, como se evidencia en experiencias operativas de equipos SSSC, mostradas en [4]. Por lo tanto, es esencial contar con herramientas para la detección automática de anomalías y la evaluación del desempeño de estos equipos. Estas herramientas permiten identificar situaciones de riesgo e implementar soluciones de mitigación mediante acciones preventivas y correctivas, lo cual es crucial para mantener la seguridad y confiabilidad de la red eléctrica.

En este artículo se presenta una metodología novedosa para evaluar el comportamiento y desempeño de los equipos SSSC, utilizando algoritmos integrados de aprendizaje automático y mediciones.

2 OPERACIÓN SSSC

2.1 Principio de operación de SSSC

Los SSSC son equipos FACTS de compensación serie basados en electrónica de potencia, los cuales inyectan una tensión con un desfase de 90 grados en adelanto o en atraso con respecto a la corriente de línea, logrando así emular el comportamiento de un reactor o un capacitor serie, respectivamente, y de esta forma controlar el flujo de potencia por la línea de transmisión de forma dinámica según la consigna del operador.

Los dispositivos SSSC se componen internamente por una serie de convertidores de fuente de tensión (Fig. 1), los cuales dependiendo del régimen de disparo de sus correspondientes puentes H pueden o no aportar a la inyección de tensión en un instante dado; esto permite construir una forma de onda a través de una serie de niveles DC que en conjunto forman una fuente de tensión sincrónica de estado sólido. Dicho régimen de disparo determinará la magnitud equivalente de tensión que será inyectada a la red y con sus controles internos asociados se alcanzará según determine el usuario, una reactancia equivalente bien sea positiva (inductiva) o negativa (capacitiva).

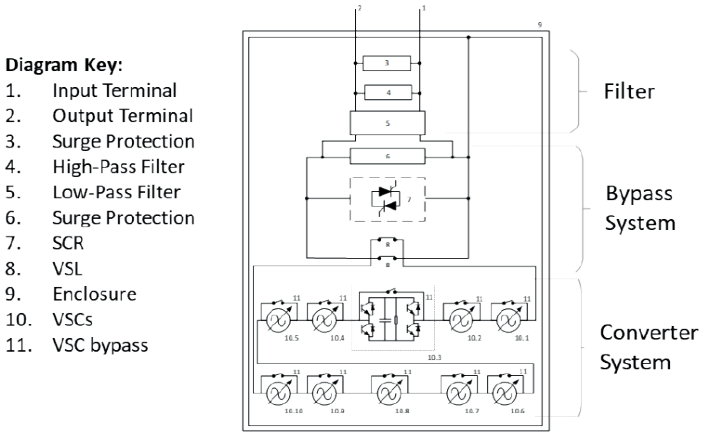


Fig. 1. Configuración eléctrica SSSC. Fuente: [5]

Las curvas características de los SSSC dependen de varios parámetros entre ellos sus valores mínimos y máximos de corriente de operación, los valores mínimos y máximos de tensión inyectada por el equipo en serie con la línea de transmisión. De esta manera se puede determinar la curva característica corriente-tensión (Fig. 2-(a)) y la curva corriente-reactancia (Fig. 2-(b)), en esta última se observa la reducción de la reactancia emulada por el SSSC a medida que aumenta la corriente que circula por el equipo.

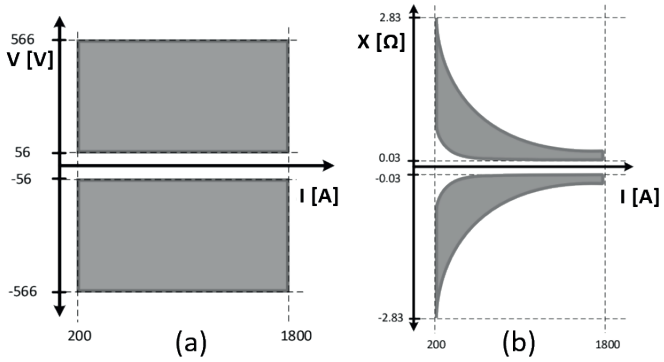


Fig. 2. Curva característica SSSC (a) corriente-tensión (b) corriente-reactancia. Fuente: [5]

2.2 Modos de operación de SSSC

Los dispositivos SSSC tienen cuatro posibles modos de operación:

- **Modo monitoreo:** En este modo, no se inyecta tensión ya que los equipos de baipás están cerrados y los convertidores están puenteados. La telemetría se envía a la sala de control a través del sistema de comunicación de extremo a extremo.
- **Modo control de reactancia:** En este método de control, el SSSC está configurado para generar una reactancia fija que es capacitiva o inductiva. En este método de control, el voltaje inyectado variará a medida que cambia la corriente de línea para mantener la reactancia en un valor establecido
- **Modo control de tensión:** en este modo el SSSC para generar una inyección de tensión fijo que sea capacitivo o inductivo. En este método de control, la reactancia emulada inyectada variará a medida que cambia la corriente de línea.
- **Modo control de corriente:** En este método de control, los SSSC regulan activamente la magnitud de la corriente a través de la instalación para mantenerse por debajo de un nivel determinado.

3 METODOLOGÍA PROPUESTA

La metodología propuesta para evaluar el desempeño de los equipos SSSC se presenta en la Fig. 3. La evaluación del desempeño se aplica para cada SSSC obteniendo resultados de métricas y visualizaciones de

forma automática.

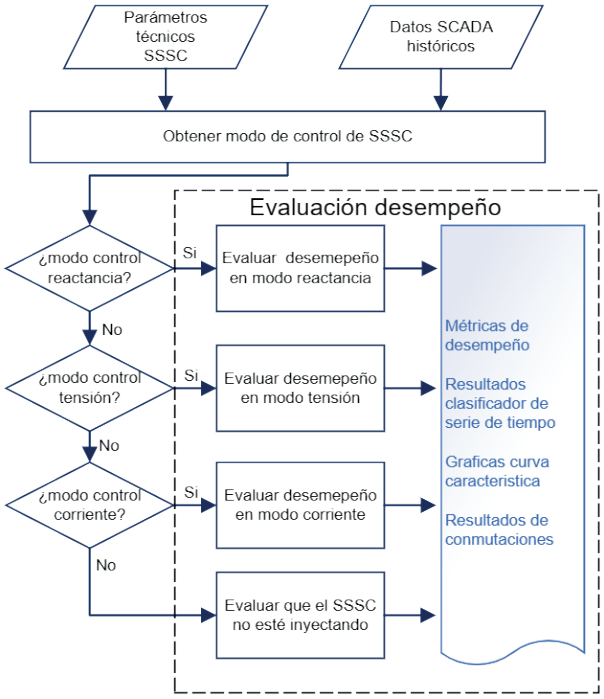


Fig. 3. Diagrama de flujo de la evaluación de desempeño de SSSC

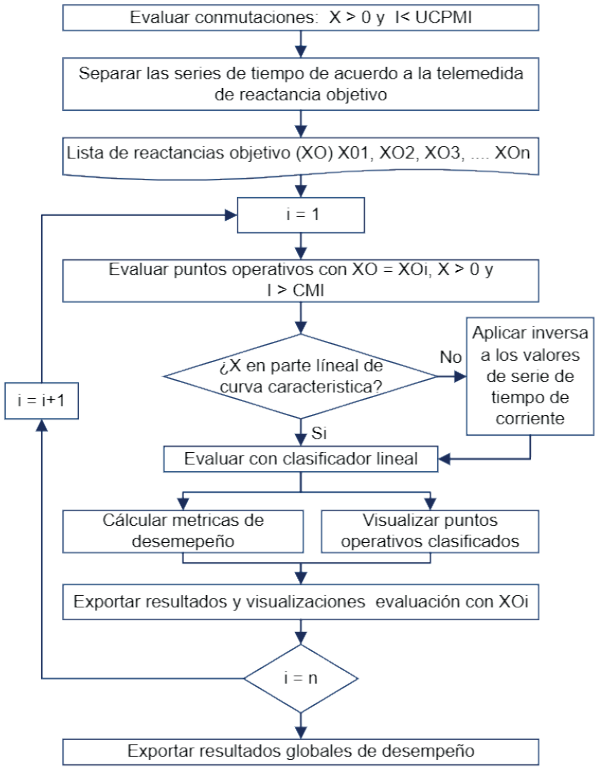


Fig. 4. Diagrama de flujo de la evaluación de desempeño de SSSC en modo control de reactancia

Las entradas de esta metodología son datos de tiempo real del sistema de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA), almacenados en sistemas de históricos, como: corriente a través del dispositivo o la línea de transmisión (I), valores inyectados por el equipo de reactancia (X) o tensión (V), valores objetivo de tensión (VO), reactancia (XO) o corriente (IO), el modo de operación, adicionalmente otras señales de estados de equipos de seccionamiento como los relacionados al baipás. Por otra parte, se requieren parámetros técnicos de los equipos como las corrientes y tensiones mínimas y máximas del equipo, y parámetros de la corriente mínima de inyección (CMI) y umbral de corriente para permanecer en modo inyección (UCPMI) cuando el equipo está en rampa de descenso de inyección.

Posteriormente, con los datos del modo de operación se define qué tipo de evaluación de desempeño realizar, entre los tipos están la evaluación de desempeño para el control de reactancia, tensión o de umbral de corriente, o por fuera de esos modos como el modo monitoreo, para esta última la evaluación se realiza teniendo en cuenta que el equipo no debe inyectar.

Los resultados de evaluación del desempeño son métricas de desempeño, resultados de los clasificadores de series de tiempo entrenados para cada modo de operación de forma tabular y visualizaciones, gráficas de curva característica del SSSC y resultados del análisis de conmutaciones del equipo.

En la Fig. 4 se presenta la metodología para evaluar el desempeño en modo control de reactancia. En esta metodología con los datos de SCADA y los parámetros técnicos se siguen los siguientes pasos:

Paso 1: Se evalúan las conmutaciones para valores de corriente menores a la corriente de no inyección, en estos valores la reactancia inyectada debe ser cero, sin embargo, debido a las rampas de bajada en ohm/s se encuentran puntos operativos con corrientes menores a corriente de no inyección y con inyección de reactancia por el SSSC diferente de 0 Ω. Se evalúan el porcentaje de puntos operativos con respecto al total de puntos operativos evaluados y se obtiene el valor *ct* (cantidad de transitorios o conmutaciones) y se compara con un umbral μ. Si *ct* supera este umbral es detectado como una anomalía y se exporta información en detalle de esta evaluación, en caso contrario se exporta únicamente *ct*.

Paso 2: Con los datos de series de tiempo de I, X, XO se dividen los datos de acuerdo con las diferentes reactancias objetivo XO.
Paso 3: Para cada valor de reactancia se evalúa los puntos operativos en que la X es mayor a cero y la corriente mayor a CMI. En esta primera evaluación se define si el punto operativo está en la parte lineal o la no lineal de la curva característica.
Paso 4: Se realiza la predicción del valor de impedancia de acuerdo con la corriente circulando por el equipo SSSC.

a) Para los puntos operativos en la parte lineal se utiliza un clasificador lineal entrenado con los valores de la curva característica corriente-reactancia.
b) Para los puntos operativos en la parte no lineal de la curva característica se realiza una conversión del valor inverso de la corriente con el fin de linealizar el comportamiento y utilizar un clasificador lineal entrenado con los valores de la característica inversa de corriente-reactancia.

Paso 5: Se calculan las métricas de clasificación: error cuadrático medio (MSE), raíz del error cuadrático medio (RMSE), error absoluto medio (MAE) y puntaje R2.
Paso 6: Se generan visualizaciones con los puntos operativos y clasificación de desempeño con la metodología.
Paso 7: Se exporta los resultados y métricas de desempeño.
La evaluación del desempeño en el modo de control de tensión se realiza como la explicada previamente del modo control de reactancia en la parte lineal de la curva característica dado que en su comportamiento en tensión inyectada es lineal.

4 IMPLEMENTACIÓN Y RESULTADOS

La metodología propuesta se implementó en Python con consulta a los sistemas de históricos de los datos operativos para la evaluación de siete equipos SSSC actualmente instalados y en operación en el sistema interconectado colombiano todos han operado en modo de control de reactancia. Estos equipos están instalados en diferentes niveles de tensión, cuatro en 220 kV y los otros tres en 110 KV.

La herramienta desarrollada permite evaluar el desempeño de forma automática de todos o algunos de los SSSC especificados, y para un periodo entregado por el usuario como dato de entrada. Para este artículo se mostrarán resultados de la evaluación de desempeño de uno de los SSSC en el modo de control de reactancia para un mes completo de operación. El equipo tiene las características mostradas en la Tabla II.

TABLA II. PARÁMETROS DE SSSC DE EJEMPLO

Parámetro	Valor
Corriente mínima	100 A
Corriente máxima	1800 A
Tensión mínima	56 V
Tensión máxima	566 V
UCPMI	170 A
CMI	200 A

4.1 Curva característica

A partir de los parámetros de corrientes y tensiones mínimas y máximas se obtiene la característica corriente-reactancia del SSSC. Como la que se muestra en la Fig. 5, en la que se observa la característica no lineal de la inyección de reactancia con respecto a la corriente.

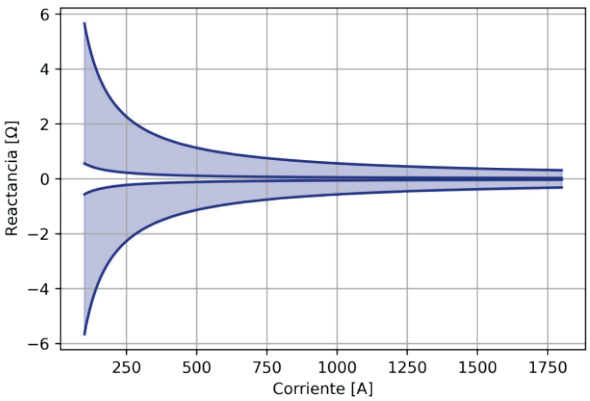


Fig. 5. Curva característica corriente-reactancia SSSC

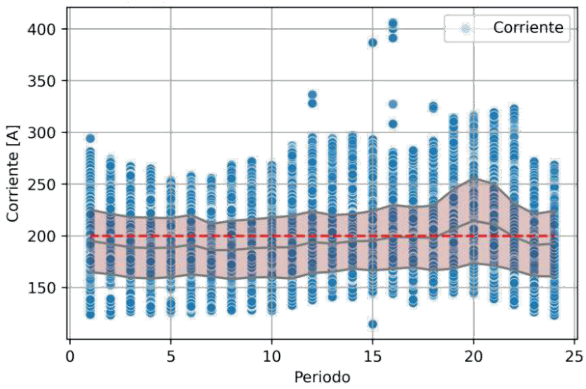


Fig. 6. Corriente SSSC por periodos del día

4.2 Estadística de corriente

Los resultados de la corriente por periodos del día que circula por el equipo SSSC durante el mes de operación analizado se muestra en la Fig. 6. La línea punteada en rojo es la CMI y los valores sombreados son los valores entre la media ± 1 desviación estándar. De los valores de la corriente se observa que la media para la mayoría de los periodos es cercana al CMI por lo que en gran parte del tiempo el equipo SSSC estaría operando.

4.3 Evaluación de conmutaciones

Del análisis de conmutaciones se obtuvo que para el tiempo analizado de este SSSC el valor de *ct* es del 7.96 % del total de puntos operativos analizados, se tomó como umbral el μ de 2 %, por lo que en esta evaluación supera ese valor y es relevante revisar la condición operativa del equipo con respecto a las conmutaciones. En la Fig. 7 se observan los valores de transitorios de conmutación.

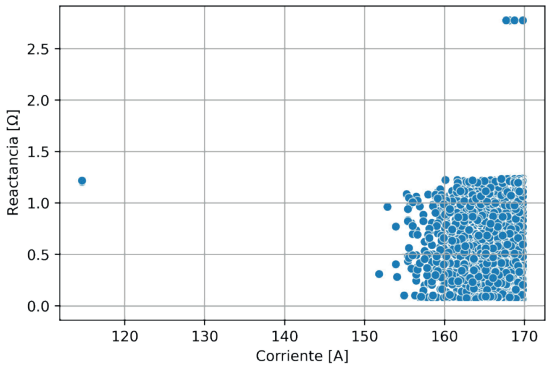


Fig. 7. Puntos operativos con I < UCPMI y diferente de cero.

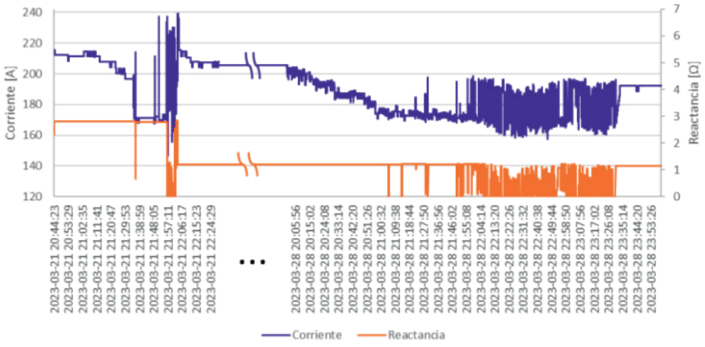


Fig. 8. Serie de tiempo de corriente y reactancia

4.4 Evaluación de desempeño

4.4.1 Serie de tiempo

En la Fig. 8, a modo de ejemplo, se presenta las series de tiempo de corriente y reactancia para algunos de los días evaluados.

4.4.2 Puntos operativos

En las Fig. 9-(a) y (b) se presentan los puntos operativos de corriente - reactancia monitoreados para dos XO configuradas en el SSSC, 2.8 y 1.2 Ω, respectivamente. Adicionalmente, en las gráficas se observa la curva de operación para cada reactancia configurada del SSSC, precisamente estos valores son los datos con los que se entrena el clasificador lineal ya sea con la corriente o la inversa de la corriente. En las gráficas de esta

sección la línea punteada amarilla hace referencia al UCPMI y la verde al CMI.

4.4.3 Clasificación de desempeño

En la clasificación del desempeño se utiliza el valor de la predicción del clasificador (Pred) en los diferentes valores de XO y se compara con cada punto operativo y si este es menor al ± 10 % de error lo marca como "Bien" de lo contrario lo marca como "Mal". En las Fig. 10-(a) y (b) se presenta la clasificación con reactancia 2.8 Ω en la zona lineal y no lineal, respectivamente, y en la Fig. 10-(c) con reactancia de 1.2 Ω.

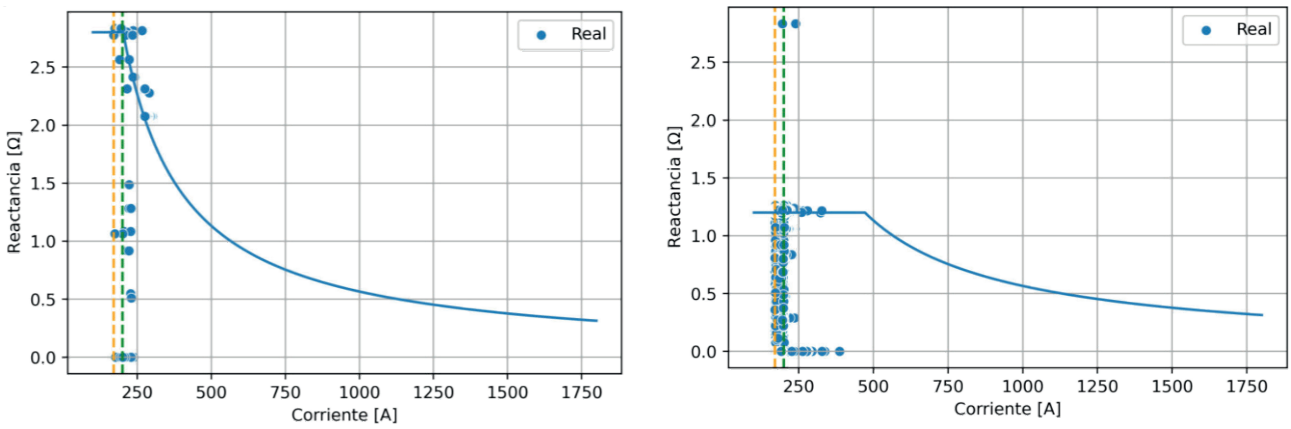


Fig. 9. Puntos operativos de SSSC para una XO de (a) 2.8 Ω (b) 1.2 Ω

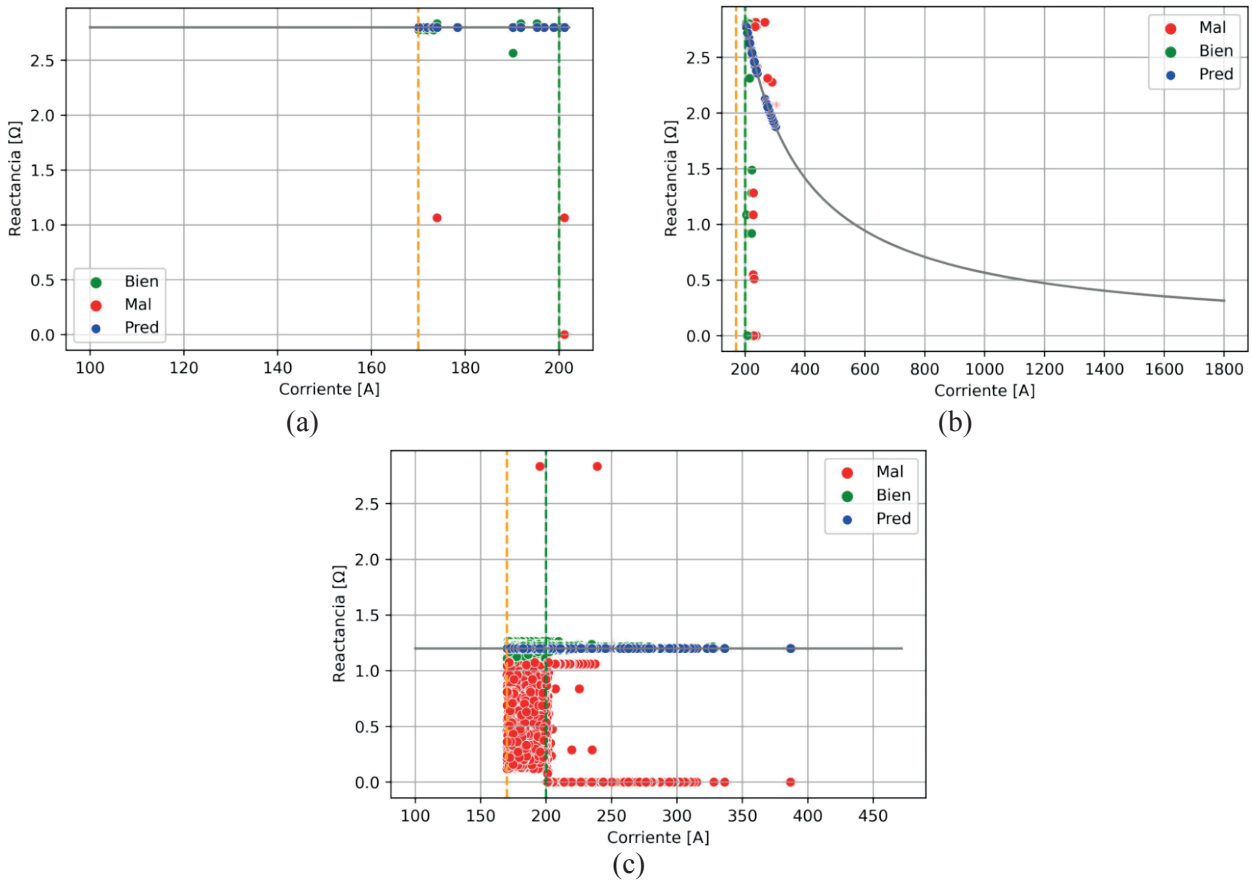


Fig. 10. Clasificación de desempeño de SSSC para una XO de (a) 2.8 Ω zona lineal (b) 2.8 Ω zona no lineal (c) 1.2 Ω zona lineal.

De la clasificación se observan varios puntos con clasificación "Mal" en zonas en las que el equipo debía inyectar y la X es cero o con valores muy por debajo de su XO. Los valores con mal desempeño entre

UCPMI y CMI se pueden deber a rampas de subida o bajada en estados de conmutación del equipo.

4.4.4 Métricas de desempeño

La evaluación del desempeño global del SSSC se realiza con métricas de clasificación como el MSE, RMSE, MAE, puntaje R2. La Tabla III presenta los resultados de las métricas de desempeño para diferentes condiciones operativas.

TABLA III. RESULTADOS DE MÉTRICAS DE DESEMPEÑO.

Reactancia (Ω) - XO	Tipo	Métrica	Criterio Buen Desempeño	Desempeño
2.8	Lineal	MSE	< 0.15	Bueno
2.8	Lineal	RMSE	< 0.15	Malo
2.8	Lineal	MAE	< 0.15	Bueno
2.8	Lineal	R2	> 0.8	Malo
2.8	No lineal	MSE	< 0.15	Bueno
2.8	No lineal	RMSE	< 0.15	Malo
2.8	No lineal	MAE	< 0.15	Malo
2.8	No lineal	R2	> 0.8	Malo
1.2	Lineal	MSE	< 0.15	Malo
1.2	Lineal	RMSE	< 0.15	Malo
1.2	Lineal	MAE	< 0.15	Malo
1.2	Lineal	R2	> 0.8	Malo

De las métricas de desempeño global para los diferentes XO se obtiene que el equipo tuvo mal desempeño durante el tiempo de operación analizado dado que no cumple la mayoría de las métricas analizadas.

5 IMPACTO DE LA IMPLEMENTACIÓN EN EL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO (CND)

Con la implementación de la metodología y herramienta se han identificado condiciones de anomalías en la operación de los equipos SSSC, con ello, riesgos actuales y futuros en la operación, y acciones para mitigar nuevas condiciones de riesgo en la confiabilidad y seguridad de la red eléctrica. Adicionalmente, debido a que estos equipos se integraron recientemente se requiere conocer los impactos en la red eléctrica y capitalizar lecciones aprendidas para la mejora de los procesos.

Por otro lado, los resultados de la herramienta y de la evaluación del desempeño han demostrado la necesidad de un proceso transversal en el CND desde la planeación de la operación hasta el cierre del ciclo operativo en la evaluación de la operación para la operación segura y confiable y la optimización de los recursos y equipamiento en red completa, mantenimientos y en la seguridad de la red.

6 CONCLUSIONES

Debido a las condiciones actuales de operación del sistema interconectado colombiano, es necesario optimizar el uso de la infraestructura existente. Por ello, los SSSC se están implementando como una tecnología innovadora para el control de flujos de potencia.

Se ha presentado una metodología para evaluar el desempeño de los equipos SSSC, que forman parte de los recursos basados en inversores. Esta metodología evalúa tres condiciones clave: las conmutaciones del equipo, su conexión o desconexión según el modo de control y parametrización, y el error de control. Gracias a esta evaluación exhaustiva, se puede asegurar un funcionamiento óptimo y confiable de los equipos SSSC, contribuyendo así a la estabilidad y eficiencia del sistema eléctrico.

Basada en modelos de inteligencia artificial, esta metodología ha demostrado ser efectiva para determinar la correcta operación de cada equipo SSSC conectado al sistema eléctrico de potencia. Su implementación ha permitido identificar condiciones de operación en equipos reales del sistema interconectado colombiano, tales como conmutaciones, errores en los valores de inyección y condiciones de no inyección indeseadas.

7 REFERENCIAS

[1] N. Castrillón, J. D. Pinzón, J. González, C. Zapata, y C. Moreno, «SSSC Model Validation Experience for the Colombian Power System», en *CIGRE Paris Session 2024*, CIGRE, 2024.

[2] C. E. Borda, J. A. Calderon, J. G. Ortega, S. Hincapie, y A. Duque, «M-SSSC como tecnología habilitadora de la integración de energía renovable en Colombia», en *XIX Encontro Regional Ibero-Americano do CIGRE-ERIAC*, 2023.

[3] Z. Zhao y A. Soroudi, «Optimal Deployment of Mobile MSSSC in Transmission System», *Energies*, vol. 15, n.º 11, p. 3878, 2022.

[4] J. D. Pinzón y C. Moreno, «Operation of Static Series Synchronous Compensators integrated into the Colombian Power System: Challenges, Experiences and Lessons Learned», en *CIGRE Paris Session 2024*, CIGRE, 2024.

[5] C. A. Ordoñez y D. Schweer, «Modular static synchronous series compensator (M-SSSC): EMT modeling for real-time and offline simulations», en *XIX Encontro Reg. Ibero-Americano do CIGRE-ERIAC*, 2023.

XX ERIAC
VIGÉSIMO ENCONTRO
REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRE
Ciudad del Este, Paraguay
25 a 29 de maio de 2025
C2.07_3306

Comitê de Estudos C2 - Operação e controle de sistemas de potência

USO DE TRANSFORMADORES DEFASADORES PARA CONTROLE DE CARREGAMENTO E RECONDUTORAMENTO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO EM REGIÃO COM ALTA PENETRAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS

J.V. BOARETTO GUISSONI*
ISA ENERGIA BRASIL
Brasil
jvguissoni@isacteep.com.br

Resumo *– Neste trabalho foi estudada a utilização dos transformadores defasadores instalados na subestação Rosana como recurso operativo para controlar o carregamento de uma linha de transmissão da ISA ENERGIA BRASIL com sobrecarga, devido à elevada geração intermitente. Além disso, o estudo verifica a aplicação dos transformadores defasadores como recurso para viabilizar a execução da obra de recondutoramento desta linha no período de geração elevada.*

Palavras-chave: Transformador – Defasador – Linha de Transmissão – Recondutoramento – Controle – Fluxo de Potência – Renovável – Intermitente

1 INTRODUÇÃO

As linhas de transmissão (LTs) 138 kV Dracena / Flórida Paulista (DRA / FLP) e Rio Vermelho / Flórida Paulista (RIV01 / FLP) apresentavam probabilidade de ocorrência de sobrecargas em condição operativa normal (sistema íntegro) e em contingências no período de inverno/safra da cana-de-açúcar (de maio a novembro), devido à elevada geração de energia elétrica proveniente das usinas de biomassa (UTEs) e fotovoltaica (UFV) conectadas no sistema elétrico da região. Essas usinas são capazes de gerar até 217 MW e possuem expectativa de aumentar a geração para até 250 MW.

A fim de eliminar as sobrecargas e possibilitar o aumento de geração, a ISA ENERGIA BRASIL foi autorizada, em 2020, a realizar a obra de recondutoramento do tronco de transmissão de 138 kV Dracena / Rio Vermelho / Flórida Paulista, com prazo contratual para outubro de 2023. As LTs possuíam capacidades de longa e de curta duração de, respectivamente, 80 e 108 MVA; após a obra de recondutoramento as novas capacidades são de 206 e 242 MVA, respectivamente.

A obra foi executada entre o terceiro quadrimestre de 2023 (início do verão e transição para a entressafra), ou seja, quando ainda eram esperadas sobrecargas, e o primeiro quadrimestre de 2024. Assim, devido à dificuldade de desligamento dessas linhas de transmissão para permitir a realização da obra e à expectativa de sobrecarga em condição operativa normal na LT 138 kV DRA / FLP, realizou-se o estudo, objeto deste trabalho, para investigar os efeitos dos transformadores defasadores (TRDs) da subestação (SE) Rosana (ROS) como recurso de controle de carregamento dessas LTs, dada a proximidade geoelétrica entre as SEs DRA e ROS.

*Avenida Luiz Gushiken, 2.920, Fazenda Grande, Subestação Bom Jardim, 13212-437, Jundiaí–SP, Brasil.
jvguissoni@isacteep.com.br

2 O TRANSFORMADOR DEFASADOR

Em sistemas elétricos de potência interligados, pode ser necessário fechar anéis (*loops*) entre um ou mais sistemas para torná-los mais confiáveis e eficientes. Entretanto, o fechamento de anéis pode resultar em carregamentos mal distribuídos nas linhas de transmissão devido às diferentes impedâncias. Portanto, para controlar o fluxo de potência e prevenir sobrecargas em certas LTs, por vezes se faz necessária a utilização de transformadores defasadores. O TRD é um transformador capaz de inserir uma defasagem angular entre as tensões dos seus terminais [1].

A SE Rosana possui três transformadores defasadores trifásicos do tipo puro (que afetam apenas a relação entre as fases das tensões dos seus terminais) acoplados diretamente a três autotransformadores trifásicos (que afetam a magnitude das tensões dos seus terminais). Os TRDs 7, 8 e 9 possuem tensões terminais nominais de 138 kV (lado fonte/*source S* e lado carga/*load L*), com regulação da defasagem angular α de ±30°, em ±12 posições, ligação delta (Dd0) e cada um com potência nominal de 250 MVA. Os autotransformadores TRs 7, 8 e 9 possuem relação 138–230 kV, regulação de tensão no lado de 230 kV, ligação estrela (YNa0) e cada um com potência nominal de 250 MVA. Dois conjuntos operam em paralelo (TRD-7 + TR-7 // TRD-8 + TR-8), enquanto o TRD-9 + TR-9 funciona como reserva.

2.1 Fundamentos

Sabe-se que a transferência de potência ativa P_{SL} entre duas barras (S e L) conectadas por uma impedância $\bar{Z}_{SL}$ é dada pela Equação (1) [2].

$$P_{SL} = \frac{V_S}{|\bar{Z}_{SL}|^2}[R_{SL}(V_S - V_L\cos\theta_{SL}) + X_{SL}V_L\sin\theta_{SL}] \quad (1)$$

Em que $\theta_{SL} = \theta_S - \theta_L$ é a diferença angular entre as fases das tensões $\dot{V}_S = V_S\angle\theta_S$ e $\dot{V}_L = V_L\angle\theta_L$. Considerando que em um sistema de transmissão $X_{SL} \gg R_{SL}$ (natureza predominantemente indutiva), pode-se desprezar R_{SL}. Assim, a Equação (1) é aproximada por:

$$P_{SL} \cong \frac{V_S V_L}{X_{SL}}\sin\theta_{SL} \quad (2)$$

Para obter a máxima transferência de potência ativa da barra S para a barra L, a defasagem angular θ_{SL} deve ser igual a 90°, pois $\sin(\theta_{SL} = 90°) = 1$.

A inserção de um transformador defasador entre as barras S e L provoca uma defasagem angular ±α entre elas, a partir de uma tensão $\Delta\dot{V}$, em quadratura com $\dot{V}_S$ e $\dot{V}_L$. Desse modo, a máxima transferência de potência ativa ocorre em 90° ± α. A reatância X_{TRD} do defasador é adicionada a reatância do circuito X_{SL}, resultando em uma nova reatância $X'_{SL} = X_{SL} + X_{TRD}$ (Fig. 1). Então,

$$P_{SL} = \frac{V_S V_L}{X_{SL} + X_{TRD}}\sin(\theta_{SL} \pm \alpha) \quad (3)$$

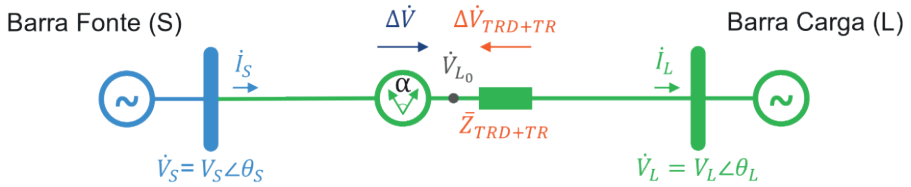


Fig. 1. Sistema de duas barras conectado a partir de um transformador defasador em avanço

A reatância X_{TRD} provoca uma queda de tensão $\Delta\dot{V}_{TRD}$. Essa tensão está em oposição a tensão $\Delta\dot{V}$ quando $\alpha > 0$ (avanço), fazendo com que $\alpha' < \alpha$. Já quando $\alpha < 0$ (retardo), a queda de tensão $\Delta\dot{V}_{TRD}$ está na mesma direção da tensão $\Delta\dot{V}$, de modo que $\alpha' > \alpha$. Chama-se α a defasagem angular na condição a vazio e α' a defasagem angular quando o TRD está com carga.

$$\alpha' = \begin{cases} \alpha - \beta, \text{em avanço} \\ \alpha + \beta, \text{em retardo} \end{cases} \quad (4)$$

O ângulo interno β depende da impedância do TRD (variável em função do tape do defasador), dos parâmetros de carga (módulo da corrente de carga, $|\dot{I}_S| \cong |\dot{I}_L|$, e do ângulo da carga φ) e do módulo da tensão na barra L, $|\dot{V}_L|$.

Na Fig. 2 está representado o diagrama fasorial para o TRD-7 da SE Rosana na posição 1 ($\alpha = +30°$, em avanço). Os valores informados na Tabela I referem-se aos fasores da fase A (azul) no instante de tempo 4h27min50,500s (UTC-3) do dia 21 de setembro de 2023.

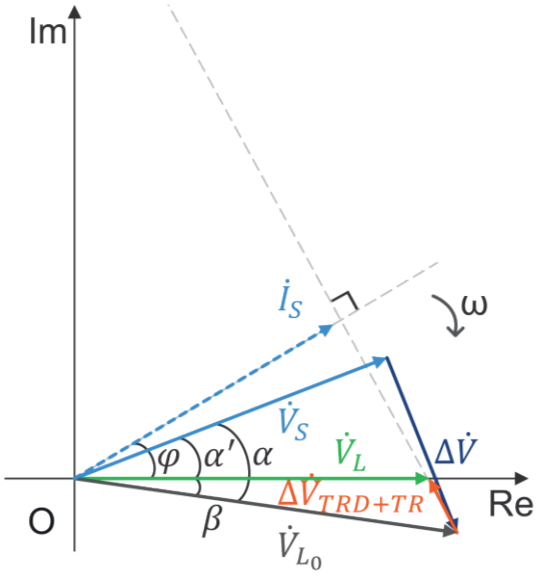


Fig. 2. Diagrama fasorial para o TRD-7 da SE Rosana na posição 1 (α = +30°, em avanço)

TABELA I. FASORES DO TRD-7 DA SE ROSANA NA POSIÇÃO 1 (α = +30°, EM AVANÇO)

Fasor	**Módulo**	**Fase**
$\dot{I}_S$	535,60 A	29,7°
$\dot{V}_S$	219,44 kV	20,4°
$\dot{V}_L$	140,18 kV	0
$\dot{V}_{L_0}$	152,60 kV	-7,7°
$\Delta\dot{V}$	71,83 kV	112,8°
$\Delta\dot{V}_{TRD+TR}$	23,22 kV	118,4°
Ângulo	**Valor**	
φ	29,7°	
α	28,1°	
β	-7,7°	
α'	20,4°	

Ao considerar o componente resistivo do TRD, ou seja, $\bar{Z}_{TRD} = R_{TRD} + jX_{TRD}$, a queda de tensão $\Delta\dot{V}_{TRD}$ é constituída a partir de duas componentes nos eixos direto e quadratura da corrente $\dot{I}_S$. Para o caso representado na Fig. 2, também foi considerada a impedância do TR-7 138–230 kV, tendo em vista que as medições de tensão e corrente foram realizadas nos lados de 138 e 230 kV.

2.2 Controle Automático de Potência

Na madrugada do dia 21 de setembro de 2023 foi realizada a mudança dos ajustes dos controladores dos TRDs da SE ROS para alterar a sua forma de controle: de tape fixo para controle de potência ativa. Na SE ROS, existem três controladores, um para cada TRD. No modo de controle de potência, o controlador atua para manter constante a potência ativa do defasador.

Para a regulagem de potência ativa, o controlador compara a potência ativa medida (P_{medida}) com um valor de referência ($P_{referência}$). Caso a potência ativa medida encontre-se fora da faixa de operação permitida (B) por um determinado tempo, o controlador emite um impulso de comutação, disparando a comutação do comutador de derivação em carga, na tentativa de corrigir a potência ativa do defasador [3].
A parametrização dos controladores foi realizada considerando-se os tempos de retardamento *T1* e *T2*. Para essa situação, caso o módulo do erro $|E| = |P_{referência} - P_{medida}|$ seja superior a largura da faixa de operação *B*, ajustada em 10 MW, por um período superior a *T1*, o procedimento de comutação é desencadeado. Se, após a comutação, ainda persistir $|E| > 10$ MW por um período *T2* (menor que *T1*), uma nova ordem de comutação é enviada para o comutador. Novas ordens de comutação são enviadas após o tempo *T2* até que a potência ativa medida retorne à faixa de operação ($|E| \leq 10$ MW).
Com o tempo de retardamento *T2*, é possível compensar mais rapidamente desvios de regulação acentuados. Já o tempo de retardamento *T1* admite dois comportamentos: o linear, em que o tempo é fixo, e o integral, em que o controlador reage com um tempo de retardamento variável, a depender da razão $|E|/B$ e da seleção de uma curva inversa. Quanto maior for a razão e mais inversa a curva, mais rápido o impulso de comutação será emitido (menor será o *T1*). Na Tabela II estão compilados os principais ajustes de campo dos controladores.

TABELA II. PRINCIPAIS PARÂMETROS AJUSTADOS EM CAMPO NOS CONTROLADORES DOS TRDS DE ROSANA

Parâmetro	**Valor**	**TRD**
Valor de referência	-115 MW	7 e 9
	-190 MW	
	-240 MW	
	-60 MW	8
	-155 MW	
	-215 MW	
Faixa de operação	10 MW	7, 8 e 9
T1	40,0 s	7, 8 e 9
Comportamento T1	Integral	7, 8 e 9
T2	20,0 s	7, 8 e 9

2.3 Regime Dinâmico

Após a mudança de parametrização dos controladores, foi realizada a testagem dos valores de referência configurados para o controle de potência, uma vez que o comportamento dos controladores, até então, não havia sido avaliado em campo. Na Fig. 3, é possível verificar o comportamento da potência aparente (em MVA) e da comutação de tapes do TRD-7 entre 4h10min ($t = 0$) e 5h40min ($t = 90$ min) do dia 21 /09/2023 (horários no UTC-3).

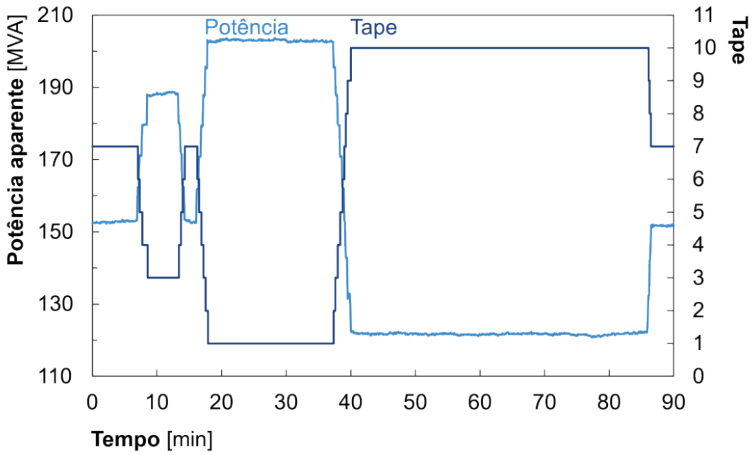


Fig. 3. Potência aparente e tape do TRD-7 por 90 minutos em 21/09/2023

Ao alterar o modo de controle de manual (tape fixo) para automático (potência fixa) e selecionar o valor de referência de -190 MW, os defasadores comutaram do tape 7 para o tape 3 em cerca de 1min35s, a fim de adequar a potência medida nos TRDs (até então em torno de 152,77 MVA) para o valor desejado. O valor verificado após as comutações foi de aproximadamente 188,21 MVA. Ainda sobre a Fig. 3, apenas a segunda rampa de comutação de tapes, partindo da posição 3 para a posição 7, próximo do tempo $t \cong 13$ min, foi realizada manualmente. Todas as demais rampas foram executadas pelo sistema de controle.
Na Fig. 4–(a) está representado mais detalhadamente o comportamento da potência aparente medida durante três minutos, de $t \cong 37\text{min}10\text{s}$ até $t \cong 40\text{min}10\text{s}$. Neste período, foi realizada a comutação automática dos tapes, da posição 1 até a posição 10, ao alterar o valor de referência da potência de -240 MW para -115 MW. Além do valor medido, também está plotado na Fig. 4–(a) o comportamento simulado/esperado do modelo do controlador, representado no *software* de transitórios eletromecânicos ANATEM, sem e com a consideração da correção de impedância dos TRDs ao realizar as comutações de tape [4,5].

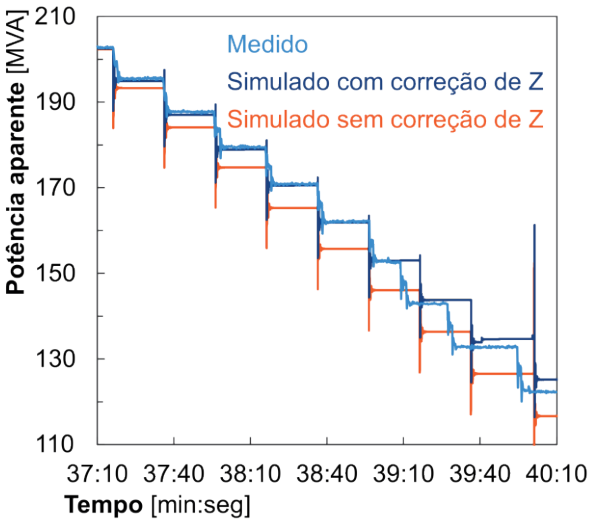


Fig. 4–(a). Potências medida e simuladas ao mudar o valor de referência de -240 MW para -115 MW

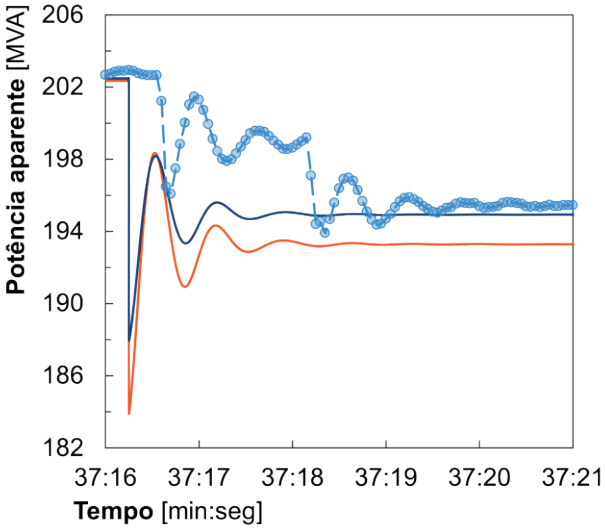


Fig. 4–(b). Potências medida e simuladas na comutação automática do tape 1 para o tape 2

Já na Fig. 4–(b), foi enfatizada a potência aparente durante a transição do tape 1 para o 2. A partir da Fig. 4–(a) e Fig. 4–(b), é possível identificar que o comportamento da potência aparente na simulação com a correção de impedância foi muito próximo daquele verificado em campo. Enquanto ao desconsiderá-la (valor único de $\bar{Z}_{TRD}$ para todos os tapes), observou-se a potência aparente simulada divergindo cada vez mais, quando comparada com a medida, conforme as comutações automáticas aconteciam. Ademais, o *overshoot* das duas simulações foi mais intenso do que o verificado na prática. Cabe comentar que os picos das simulações na Fig. 4–(a), quando ocorreu a transição do tape 9 para o 10, podem ser atribuídos a erros numéricos durante um passo de integração do *software* ANATEM.
A potência aparente foi medida nos *bays* de 230 kV Nova Porto Primavera C-1 e C-2 da SE ROS, utilizando uma PMU (*Phasor Measurement Unit*), e a média foi calculada, sendo uma boa aproximação para a potência aparente do TRD-7 ou 8.

2.4 Regime Permanente

Na Fig. 5–(a) e na Fig. 5–(b), estão representadas, respectivamente, as defasagens angulares das tensões nas barras de 230 e 138 kV ($\theta_{230} - \theta_{138}$) e a potência aparente do TRD-7 para as posições de tape de 1 a 10.

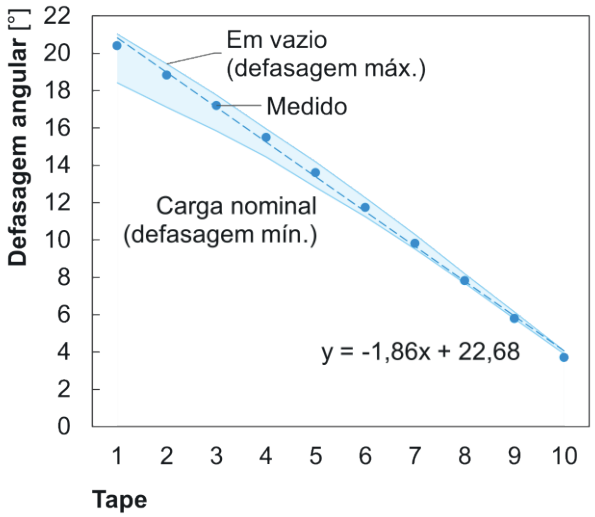


Fig. 5–(a). Defasagem angular entre as barras de 230 e 138 kV da SE ROS em função do tape do TRD

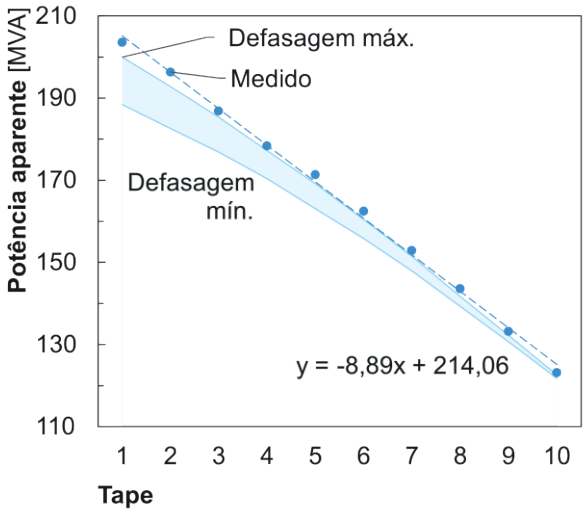


Fig. 5–(b). Potência do TRD-7 em função do tape 2

Além dos valores medidos – obtidos de oscilografias capturadas durante os testes do dia 21/09 –, também estão representadas as defasagens máximas (em vazio) e mínimas (carga nominal) simuladas no *software* de fluxo de potência ANAREDE, considerando a variação de α' em função do carregamento $(\dot{I}_S)$ e do fator de potência $(\cos\varphi)$, tal como visto na Seção 2.1 – Fundamentos. Na Fig. 5(b), também estão representadas as potências aparente máximas e mínimas verificadas na simulação de fluxo de potência.

A partir da Fig. 5–(a) e da Fig. 5–(b), é possível constatar um comportamento bem linear entre a defasagem angular e o tape, e entre a potência e o tape. Para cada comutação de tape, espera-se uma variação de 1,86° na defasagem angular e de 8,89 MVA na potência. À medida que o tape tende para a posição 1, maior é o fluxo de potência injetado na barra de 230 kV (138 → 230 kV). Já quando o tape tende para a posição 25 (com α em retardo), a potência injetada no 230 kV irá diminuir e, em um dado momento, ocorrerá a inversão do sentido do fluxo (230 → 138 kV).

3 EFEITO NO CARREGAMENTO DAS LTS

Na Fig. 6, está representado um diagrama unifilar simplificado da região de Dracena e Rosana, localizadas no oeste paulista. Na SE Dracena, estão conectadas a UFV Dracena (80,1 MW de capacidade instalada), as UTEs BVE/Ipê (injeção líquida de até 55 MW) e Viralcool Castilho (injeção líquida de até 43 MW); na SE Rio Vermelho, a UTE Rio Vermelho (injeção líquida de até 72,2 MW); na SE Rosana 138 kV, a UHE Rosana (354 MW de capacidade instalada).

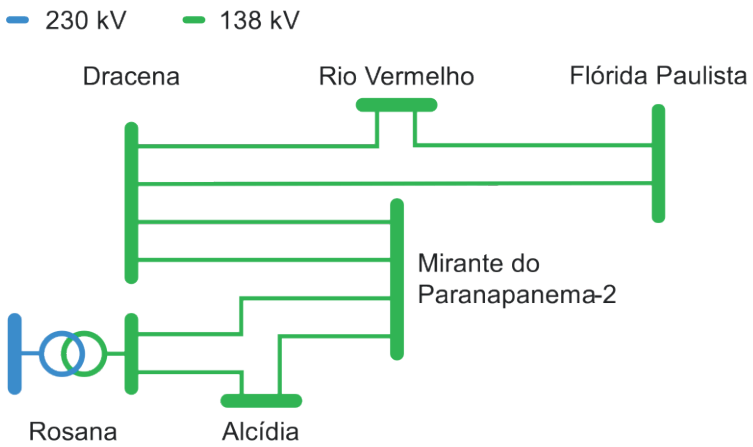


Fig. 6. Diagrama unifilar simplificado da região de Dracena e Rosana

Já na Fig. 7–(a), estão representados os carregamentos observados na simulação de fluxo de potência (caso de simulação de carga mínima diurna) das LTs de interesse e dos TRDs, em função do tape. É possível constatar que os carregamentos das LTs 138 kV Rosana / Mirante do Paranapanema-2 (ROS / MIP-02) e Dracena / Mirante do Paranapanema-2 (DRA / MIP-02) aumentaram, enquanto o carregamento da LT 138 kV Dracena / Flórida (DRA / FLP) diminuiu à medida que os tapes dos TRDs tendiam para a posição 1 ($\alpha = 30°$). Isso ocorre porque uma parte do fluxo de potência que ia em direção à SE Flórida Paulista é forçado para a SE ROS, em função da maior defasagem angular imposta pelos defasadores. A inflexão na curva de carregamento da LT 138 kV ROS / MIP-02 denota a inversão no sentido do fluxo de potência ativa.

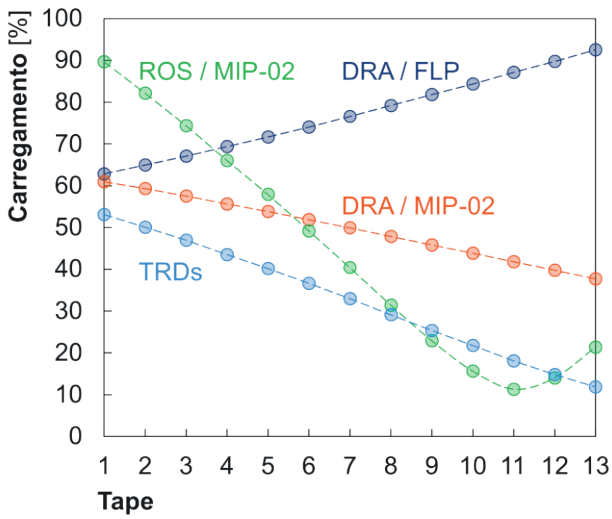


Fig. 7–(a). Carregamentos das LTs e dos TRDs observados na simulação de fluxo de potência

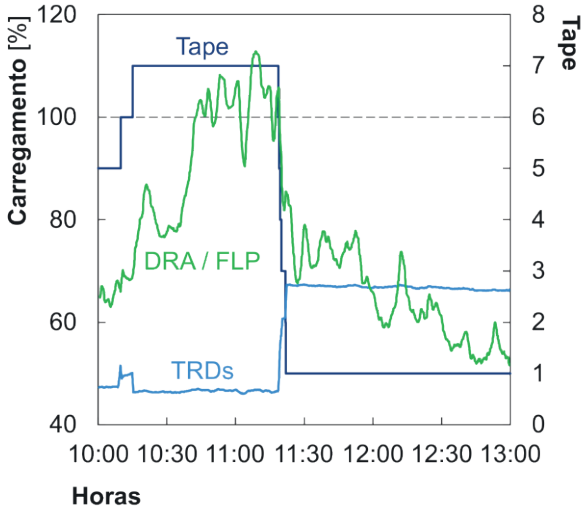


Fig. 7–(b). Carregamentos verificados da LT 138 kV DRA / FLP e dos TRDs em 30/09/2023

Na Fig. 7–(b), está representado o carregamento da LT 138 kV DRA / FLP e o carregamento médio dos TRDs entre 10h e 13h do dia 30/09/2023 (sábado). Além dos carregamentos, é possível observar a comutação de tapes. A LT 138 kV DRA / FLP apresentou sobrecarga entre 10h41 e 11h19 (38 minutos), atingindo o máximo de 91 MVA (14% acima da capacidade de longa duração), às 11h06, devido à elevada geração na região de Dracena e à baixa carga, típica de um sábado.

A sobrecarga foi sanada após a mudança de referência dos TRDs, de -115 MW para -190 MW às 11h18, havendo a comutação automática do tape 7 até o tape 1. Com a mudança de tapes, o carregamento da LT 138 kV DRA / FLP diminuiu de 87,6 MVA para 66,1 MVA (variação de -24,5%), enquanto o carregamento da LT 138 kV DRA / MIP-02 C-2 aumentou de 28,4 para 33,6 MVA (+18,3%); já o carregamento da LT 138 kV ROS / MIP-02 dobrou, passando de 31,5 para 62,7 MVA.

4 CONCLUSÕES

Investigou-se os efeitos dos transformadores defasadores da subestação Rosana como recurso de controle de carregamento do tronco de transmissão 138 kV Dracena / Rio Vermelho / Flórida Paulista. Essas linhas de transmissão apresentavam risco de sobrecarga devido à elevada geração de energia das usinas de biomassa e fotovoltaica na região do oeste paulista, especialmente durante o período de safra da cana-de-açúcar.

Devido à dificuldade sistêmica de desligamento das linhas de transmissão para permitir a realização da obra de recondutoramento, o estudo demonstrou que a utilização dos transformadores defasadores da subestação Rosana foi eficaz na eliminação das sobrecargas, possibilitando a execução da obra. Após o recondutoramento, a capacidade nominal desse tronco de transmissão aumentou em cerca de 2,6 vezes, eliminando as restrições de geração de energia renovável que existiam até então.

Como discutido na Seção 2.3 – Regime Dinâmico, a correção da impedância do transformador defasador em função do tape, na simulação de transitórios eletromecânicos, minimiza significativamente os erros de estado estacionário que se acumulam à medida que o processo de comutação é executado. Assim, recomenda-se que essa correção seja incorporada diretamente ao modelo de CDU (Controladores Definidos pelo Usuário) utilizado no *software* ANATEM. Outra recomendação de melhoria é a implementação do comportamento

integral, com retardamento variável para o tempo de retardamento *T1*. No modelo dinâmico utilizado para os TRDs da SE Rosana, foi considerado apenas o comportamento linear.

Portanto, com a alteração da forma de operação dos transformadores defasadores de Rosana, evitou-se:

a) a continuação das sobrecargas no tronco de transmissão de 138 kV Dracena / Rio Vermelho / Flórida Paulista no período de safra da cana de açúcar;
b) a postergação da obra de recondutoramento (fora do prazo contratual) e a utilização de variantes (solução alternativa), tornando a execução da obra mais célere e substancialmente menos custosa; e
c) além disso, foi possível verificar o comportamento do controlador dos defasadores no modo de controle de potência e validá-lo com o modelo dinâmico representado no *software* ANATEM.

5 REFERÊNCIAS

[1] MONTICELLI, Alcir José, Fluxo de carga em redes de energia elétrica. São Paulo: Editora Edgard Blücher Ltda., 1983.

[2] BEDNARCZYK, Tomasz et al, "Phase shifting transformer electromagnetic model dedicated for power system protection testing in a transient condition", Energies, Basel, p. 1-8, 26 Jan. 2021.

[3] REINHAUSEN, Maschinenfabrik, "Regulador de potência efetiva TAPCON®", Regensburg, 214 p., 2019.

[4] SIEMENS, "Descritivo técnico da modelagem em CDU para ANATEM do controle automático de tapes dos transformadores defasadores", Jundiaí, 37 p., 2021.

[5] ELETROBRAS CEPEL, Programa Análise de Transitórios Eletromecânicos – ANATEM: Manual do ANATEM v.12.6. Rio de Janeiro: Eletrobras Cepel, 2019.

Comité de Estudios C2 – Operación y control de sistemas de potencia

CAPABILÍMETRO: APLICACIÓN PARA EL MONITOREO EN TIEMPO REAL DEL APORTE DE POTENCIA REACTIVA SOLICITADO A LOS GENERADORES

P. BRIGNONE*
CAMMESA
Argentina
pablobrignone@cammesa.com.ar

P. ROSENZVIT DIP
CAMMESA
Argentina
paularosenzvit@cammesa.com.ar

Resumen *– Este artículo describe la aplicación Capabilímetro, herramienta informática desarrollada para monitorear en tiempo real el aporte de potencia reactiva de los generadores. A partir de los datos telemedidos de las potencias activa y reactiva y de su respectiva curva de capabilidad (declarada o estimada) de cada generador de interés se calculan sus porcentajes de potencia reactiva generada y posible margen disponible a subir (correspondiente a su punto de operación actual) para supervisar el grado de cumplimiento de la consigna solicitada (90% ó 100%, según Procedimientos Técnicos de la Operación).*

Palabras clave: Capabilidad - Curva PQ - Reactivo – Consignas - Tensiones - Márgenes

1 INTRODUCCIÓN

Según el Procedimiento Técnico N° 5 de la Operación especificado por CAMMESA, el Control de tensión y potencia reactiva es una responsabilidad compartida por todos los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y requiere la actuación conjunta, coordinada y simultánea de todos sus Centros de Operaciones en condiciones normales y anormales. Para mantener las tensiones y los flujos de potencia reactiva dentro de los límites operativos establecidos se deberá efectuar la planificación, el control y el despacho de la tensión y la potencia reactiva, y las acciones rutinarias y excepcionales que requiera la operación en tiempo real.

Los Generadores, para cumplir con las instrucciones que figuran en este procedimiento, deberán llevar, por requerimiento del Centro de Operaciones respectivo, los despachos de potencia reactiva de sus unidades generadoras hasta el 90%, como mínimo, en forma permanente en condiciones normales de operación y hasta el 100% durante 20 minutos continuos con intervalos de 40 minutos, para condiciones anormales, de los límites de las Curvas de Capacidad declaradas, o las que figuran en el anexo de no haberlo hecho (estimadas a partir de su potencia aparente base y curva típica según sea térmica o hidráulica), limitadas por las restricciones que hayan sido declaradas. Para los generadores eólicos o fotovoltaicos, sus curvas típicas (rectangular o pentagonal) son calculadas en base a su potencia activa habilitada.

2 DESCRIPCIÓN DE LA APLICACIÓN “CAPABILÍMETRO”

2.1 Consideraciones generales

Es una WebApp desarrollada en Java. Los valores de potencias activa y reactiva instantáneas generadas por las máquinas los obtiene minutalmente del SCADA/EMS y los datos de sus curvas PQ, de la BDE (base de datos eléctrica).

* Ruta 34 "S" Km. 3.5 – Pérez Santa Fe - Argentina - S2121GZA – e-mail: pablobrignone@cammesa.com.ar

2.2 Módulo para monitorear una Máquina en particular

En su display se muestran:

- una gráfica con la curva PQ de capabilidad de la máquina con su punto de trabajo (excursionando en el tiempo),
- una gráfica temporal (desde las 00 hs hasta las 24 hs del día en curso) con la curva de potencia reactiva generada (eje izquierdo), junto con sus potencias máximas (para sobre-excitada y para sub-excitada) posibles, y la curva de potencia activa a modo de referencia (eje derecho),
- un panel lateral indicando el nemo de la máquina, fecha y hora en curso, los valores actuales de potencias activa y reactiva generadas junto con los máximos posibles correspondientes al punto de operación y sus respectivos márgenes disponibles, junto con sus porcentuales para referencia.



Fig. 1. Ejemplo para una máquina térmica.

La convención de colores para la representación es la siguiente:

- rojo: potencia activa [P] de máquina térmica,
- rosa: potencia reactiva [Q],
- naranja: sub-curva PQ (para sobre-excitación) y máxima potencia reactiva posible a inyectar,
- celeste: sub-curva PQ (para sub-excitación) y máxima potencia reactiva posible a absorber,
- amarillo: momento actual.

El momento actual está representado por una cruz (punto de operación) en la gráfica de la izquierda y con una línea vertical de trazos en la gráfica de la derecha.

Las potencias activas están en [MW] y las reactivas en [MVAR].



Fig. 2. Especificación de los ejes de cada gráfica

Los ejes de potencia reactiva de ambas gráficas comparten la misma escala y origen de coordenadas, a fin de facilitar las proyecciones de valores actuales entre ambas.

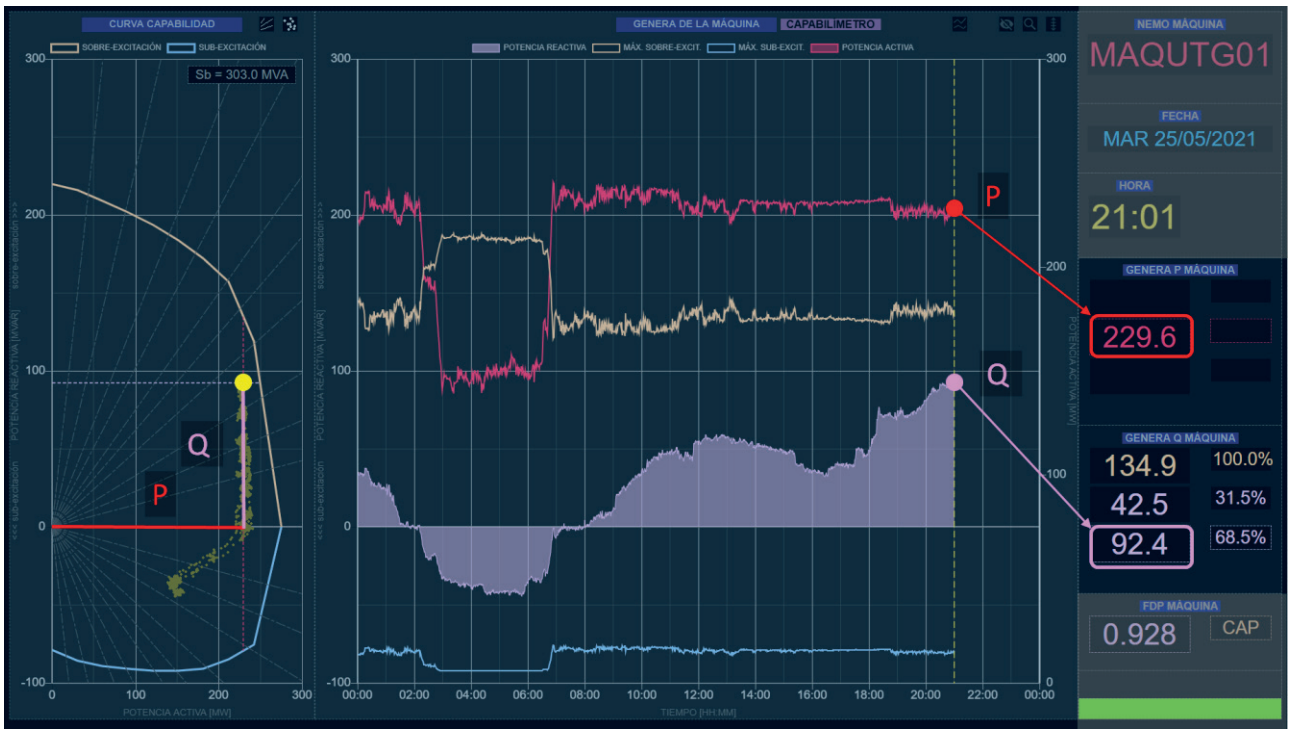


Fig. 3. Especificación del punto de operación y representación de sus respectivos valores de P y Q

Tanto la visualización de la huella temporal que va trazando el punto de operación como las líneas radiales representativas del FDP para referencia, se pueden activar y desactivar clickeando los respectivos iconos.

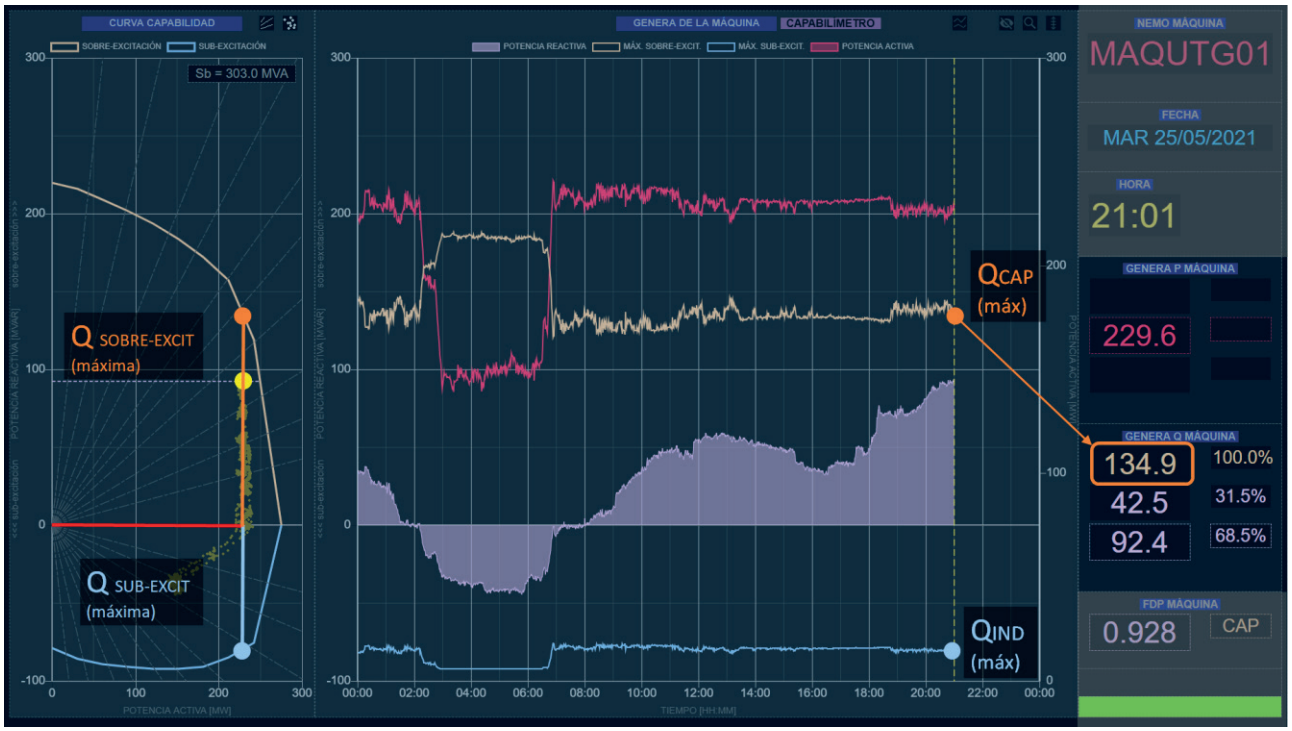


Fig. 4. Obtención de máximos posibles de potencia reactiva para el punto de trabajo actual

Minuto a minuto, para cada nueva posición del punto de trabajo se obtienen sus correspondientes máximos posibles (para sobre-excitación y para sub-excitación) de potencia reactiva a partir de la intersección de la línea extendida paralela al eje Q que pasa por dicho punto con la curva PQ de la máquina.

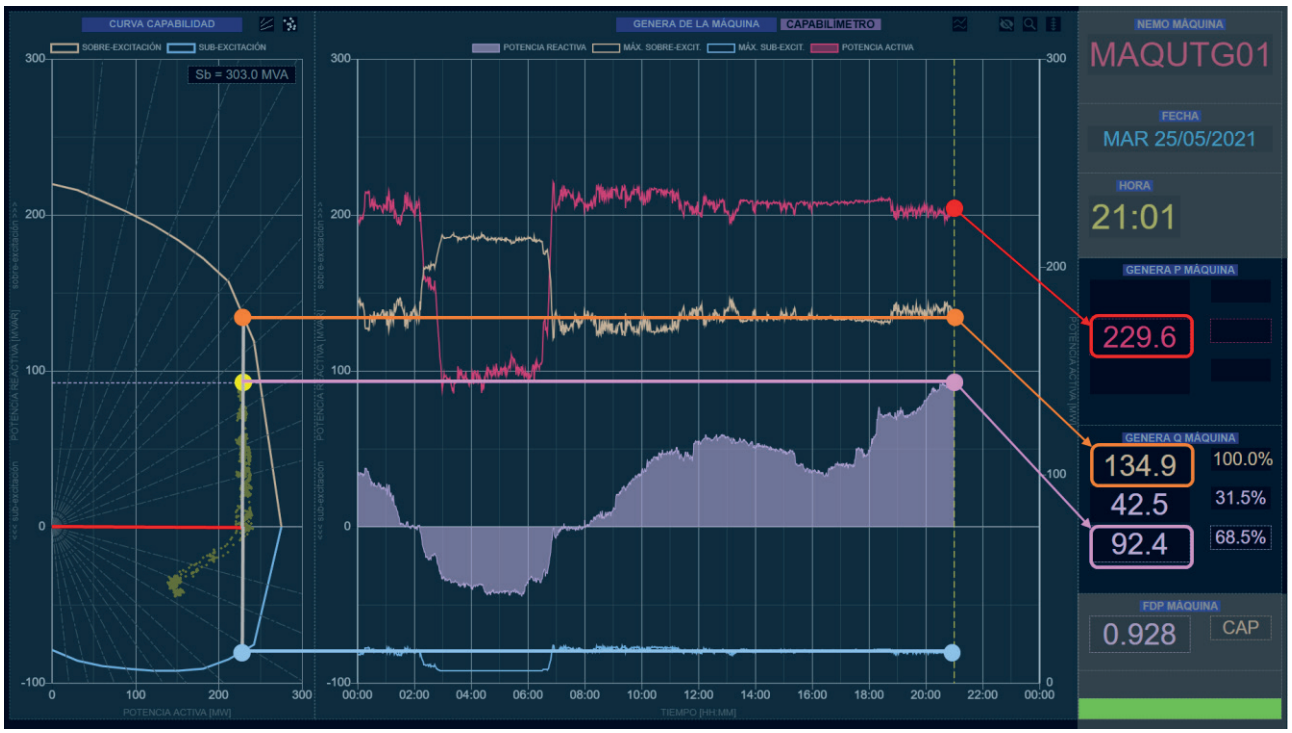


Fig. 5. Interpretación de la determinación de sus proyecciones

Luego, proyectando estos puntos de máximos posibles sobre la línea vertical de trazos del momento actual de la gráfica de la derecha, se obtienen las curvas temporales de los respectivos límites de potencia reactiva.

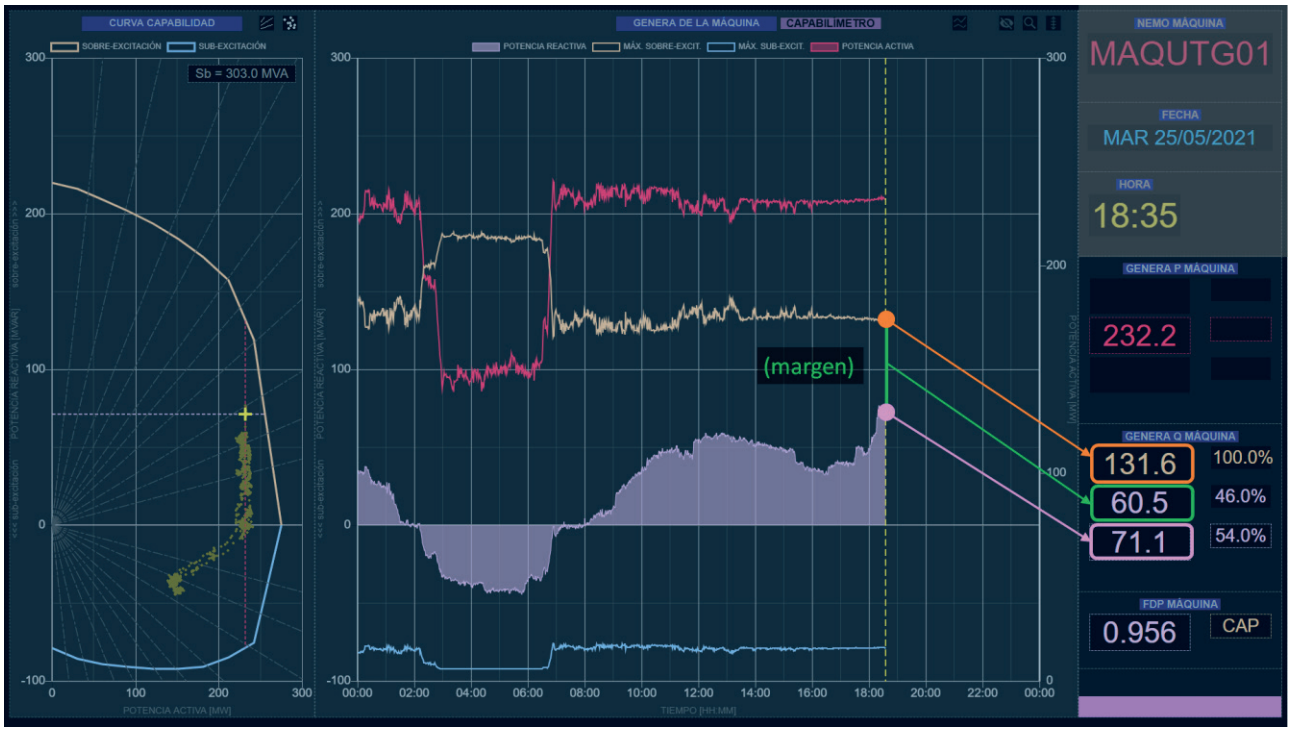


Fig. 6. Margen posible de reactivo a inyectar para una máquina (sobre-excitada)

El margen disponible de potencia a inyectar lo calcula como la diferencia entre la potencia máxima posible (caso máquina sobre-excitada) y la potencia reactiva generada.

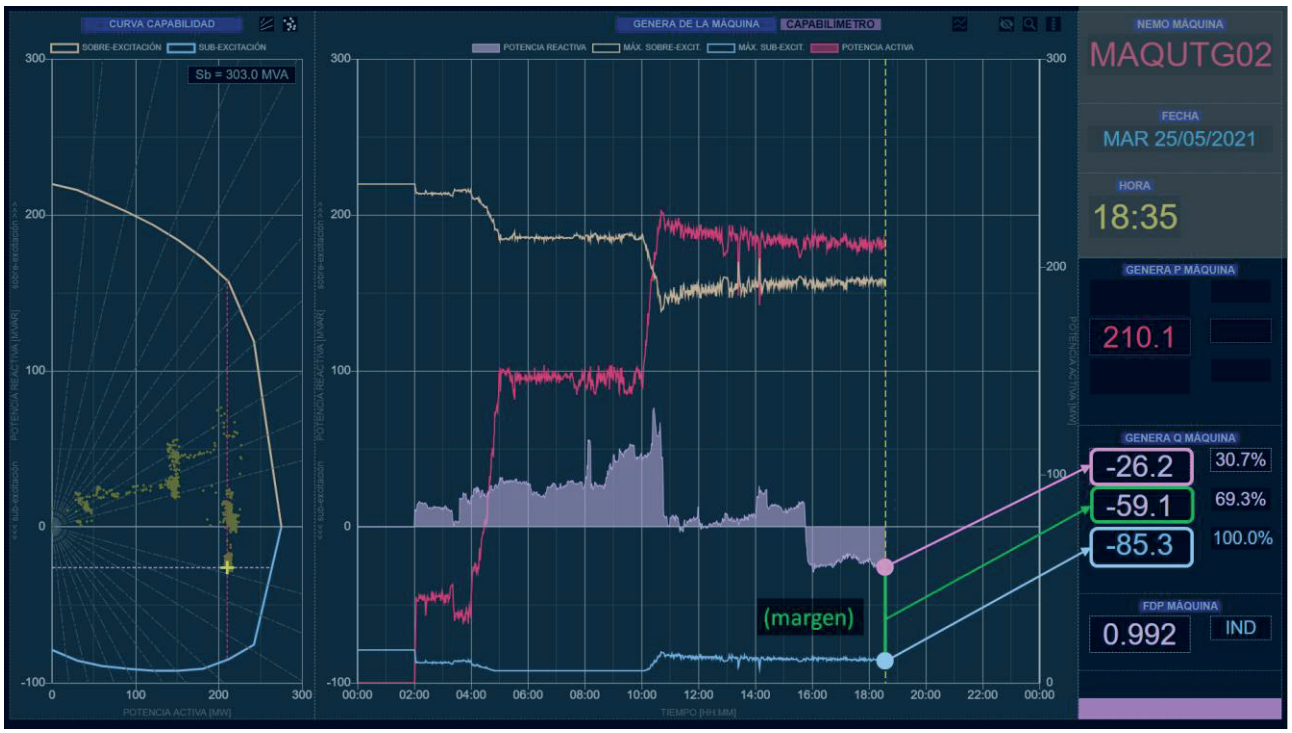


Fig. 7. Margen posible de reactivo a absorber para una máquina (sub-excitada)

El margen disponible de potencia a absorber lo calcula como la diferencia entre la potencia máxima posible (caso máquina sub-excitada) y la potencia reactiva generada.

Los Eventos de solicitud de inyección o absorción de reactivo se representan temporalmente con franjas traslúcidas (de color celeste para consigna del 90% y azul para la del 100%).

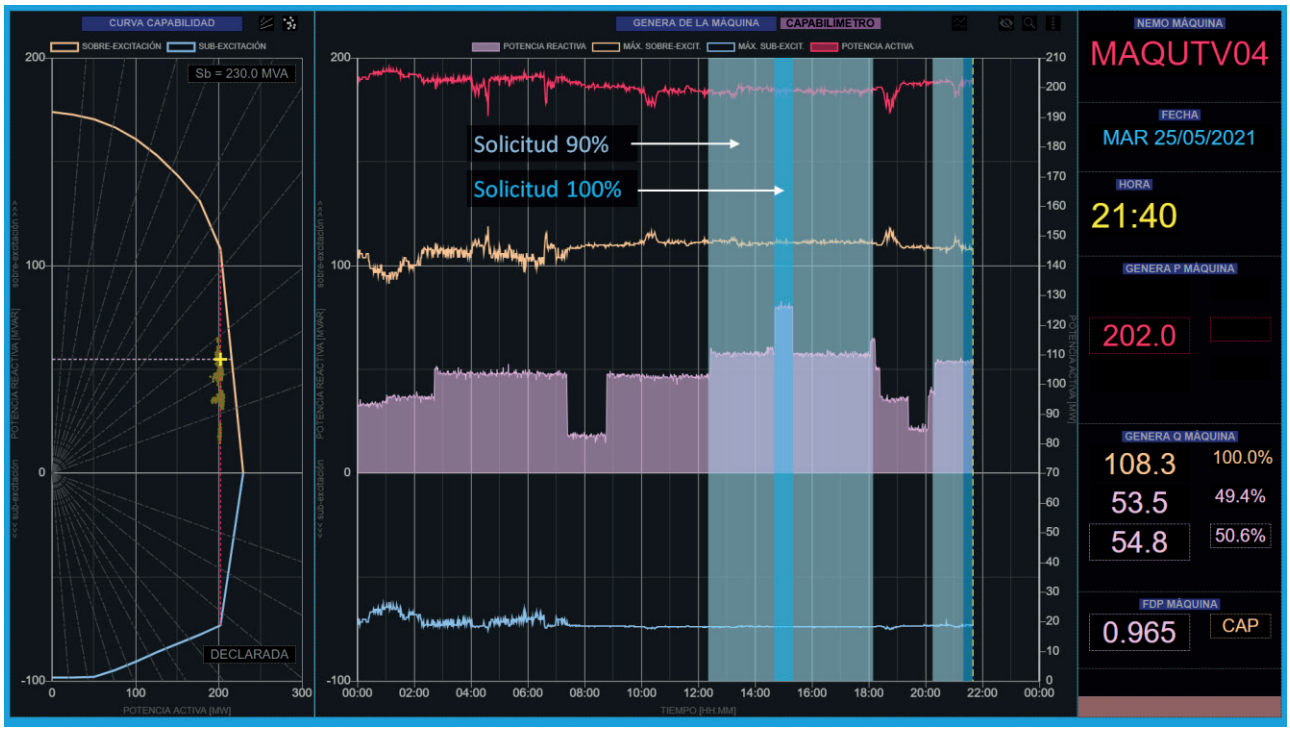


Fig. 8. Indicación de los Eventos de solicitud de reactivo

En caso de haber un Evento en curso para la máquina monitoreada, el borde del display se mostrará con el color representativo de la respectiva consigna.

Para consultar el comportamiento de una máquina en un día en particular, se ingresa la fecha deseada en el selector de fechas. En modo “histórico”, el fondo del display se muestra en color gris (en vez de negro).

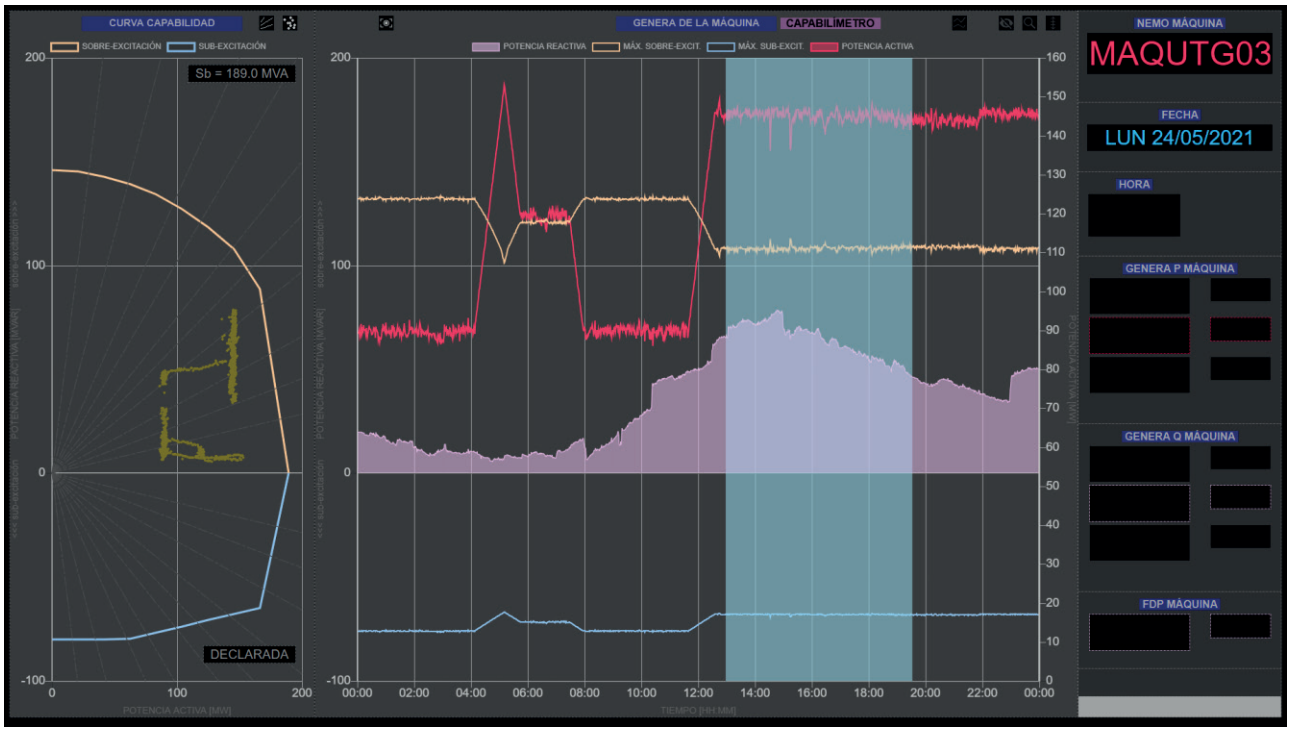


Fig. 9. Visualización de días pasados

Para cambiar de máquina a monitorear, se selecciona la deseada de una lista desplegable.

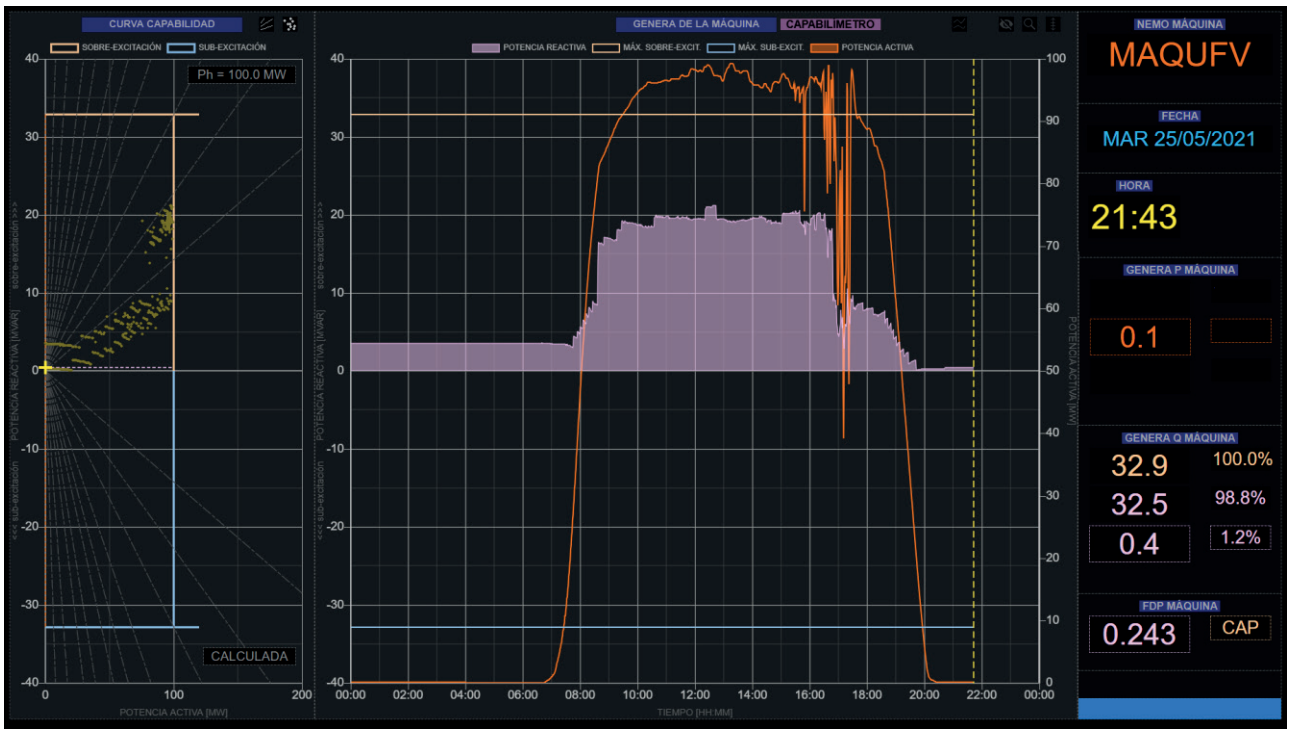


Fig. 10. Ejemplo para un generador fotovoltaico

Para el caso de una máquina fotovoltaica, su potencia activa se muestra en color naranja.



Fig. 11. Ejemplo para un generador eólico

Para el caso de una máquina eólica, su potencia activa se muestra en color verde.

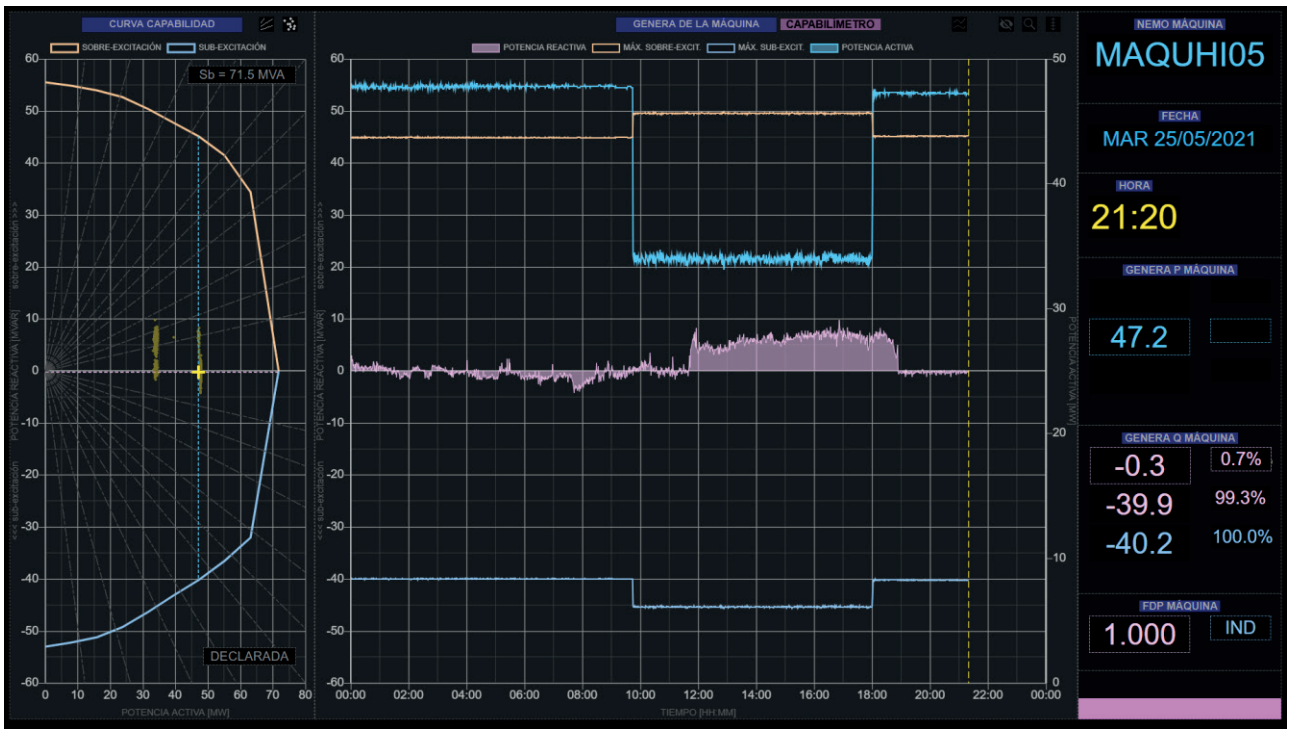


Fig. 12. Ejemplo para una máquina hidráulica

Para el caso de una máquina hidráulica, su potencia activa se muestra en color azul.

2.3 Módulo para monitorear los Eventos de solicitud de reactivo

Su motor está desarrollado en Python y carga automáticamente en el Capabilímetro las novedades de solicitud de reactivo (consignas para inyectar o absorber, o finalizar Evento) e informes de restricciones que llegan por el Sistema de "Órdenes y Novedades" al Centro de Operaciones de CAMMESA (COC) desde los Agentes.

En su display se visualizan los Eventos en curso agrupados por Centros de Control con sus listados de todas las máquinas solicitadas a aportar reactivo (con una consigna del 90% ó 100%, según la situación en que se encuentre el Sistema Eléctrico).
De cada Evento se indican: consigna y máquina solicitadas, valores de potencias actuales generadas activa y reactiva, barras porcentuales indicadoras de márgenes (coloreadas según el grado de cumplimiento para conciencia situacional), fecha y hora de inicio y el tiempo en minutos que lleva activo el evento.

También se listan los Eventos finalizados (del día en curso) y los Eventos históricos (finalizados en días anteriores), según la solapa seleccionada en la botonera superior.

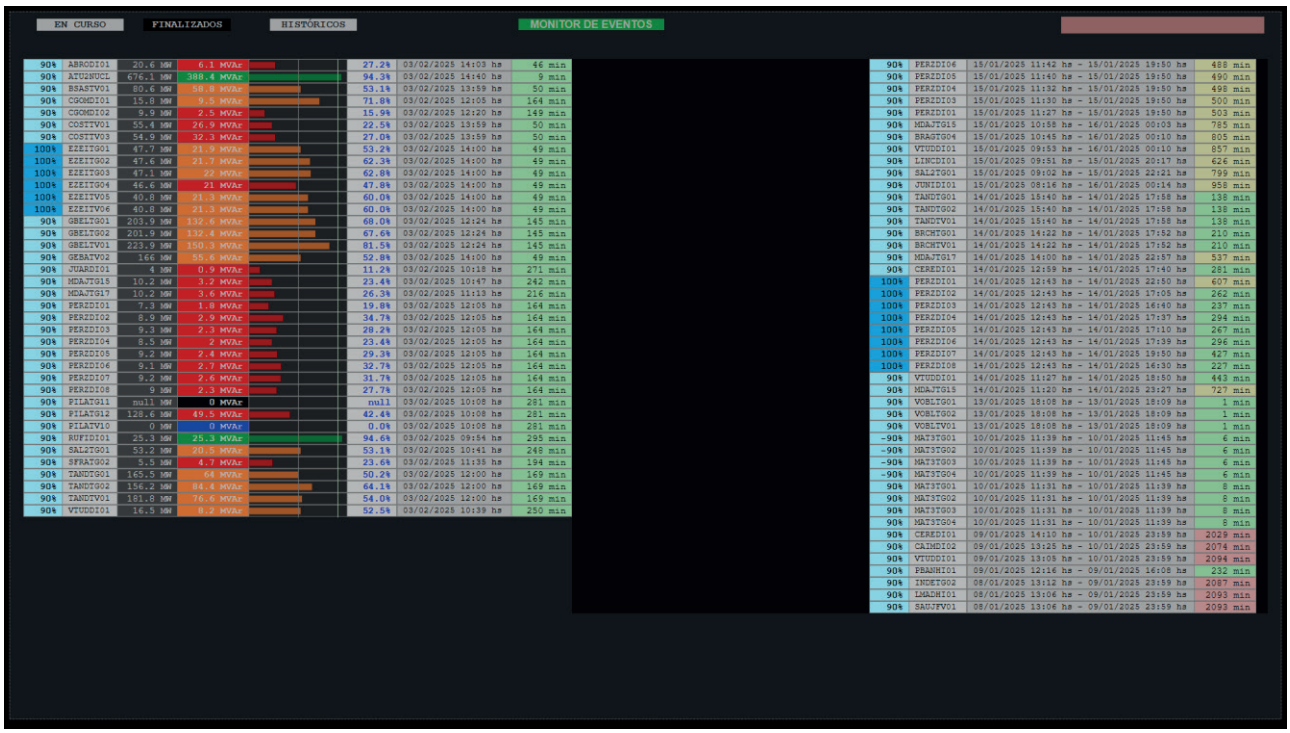


Fig. 13. Monitor de Eventos de solicitud de aporte de reactivo (en curso, finalizados e históricos)

Al clickear un Evento en curso, se abre un nuevo display de monitoreo con su respectiva máquina preseleccionada. Para el caso de un Evento finalizado o histórico, se preselecciona también su fecha.

3 CONCLUSIONES

- El aporte de potencia reactiva por parte de los generadores para mantener las tensiones en niveles adecuados era un recurso sub-aprovechado, debido a que no se contaban con herramientas para verificar el real cumplimiento de la consigna solicitada.

- Actualmente, gracias a contar con el Capabilímetro en el COC, se puede supervisar en tiempo real su grado de cumplimiento y actuar en consecuencia, mejorando de esta manera los niveles de tensión y la estabilidad del SADI.

- Además, se utiliza para análisis fuera de línea y elaboración de reportes post-operativos.

Comité de Estúdios C2 - Operación y control de sistemas de potencia

Evaluación del desempeño de la respuesta ante fallas de recursos basados en inversores utilizando mediciones sincrofasoriales e inteligencia artificial

Jaime D. Pinzón*
XM S.A. E.S.P. / Universidad Distrital Francisco José de Caldas
Colombia
jpinzon@xm.com.co

Francisco Santamaria
Universidad Distrital Francisco José de Caldas
Colombia
fsantamariap@udistrital.edu.co

Álvaro Espinel
Universidad Distrital Francisco José de Caldas
Colombia
aespinel@udistrital.edu.co

Resumen *– Este artículo presenta una metodología para evaluar el desempeño de la respuesta ante fallas de recursos basados en inversores (Inverter-based Resources, IBR), utilizando algoritmos de inteligencia artificial y datos sincrofasoriales. La metodología analiza el comportamiento de la tensión durante fallas, verificando si los IBR cumplen con los requisitos del código de red, especialmente en términos de su capacidad para mantenerse conectados durante fallas (Fault-Ride-Through, FRT).La metodología se compone de dos etapas principales: la primera etapa implica el entrenamiento de algoritmos de inteligencia artificial para clasificar el desempeño de la respuesta de los IBR, y la segunda etapa se centra en la evaluación del desempeño utilizando mediciones y las máquinas inteligentes entrenadas que clasifican el comportamiento del IBR según los umbrales de respuesta esperada establecidos en el código de red. La metodología se validó con datos reales de plantas solares fotovoltaicas en Colombia, utilizando información de las curvas FRT y los requisitos del código de red colombiano. Se probaron algoritmos como Random Forest, Support Vector Machine y Redes Neuronales. Los resultados muestran que la metodología puede evaluar el desempeño de los IBR y detectar incumplimientos de las curvas FRT. El algoritmo Random Forest tuvo el mejor desempeño, con un error de regresión de entrenamiento menor al 0.22 % y clasificando correctamente los casos analizados con mediciones sincrofasoriales. Esta metodología permite definir acciones de mejora en los sistemas de protección y control de las plantas de generación, garantizando mayor resiliencia y estabilidad en la red eléctrica.*

Palabras clave: Generación renovable - Unidades de medición fasorial - Inteligencia artificial - Evaluación de la operación - Recursos basados en inversores - Seguridad dinámica

1 INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos modernos son vulnerables debido al incremento de la carga y la falta de nuevas infraestructuras de transporte para transferir potencia activa y reactiva. En la demanda, el aumento de cargas dinámicas ha exacerbado los problemas de tensión durante contingencias. En la generación, las tecnologías basadas en inversores, como la energía solar fotovoltaica y eólica, incrementan la incertidumbre debido a la variabilidad de los recursos y la capacidad de control de la tensión. Actualmente, los problemas de tensión causados por grandes perturbaciones generan preocupación por la pérdida temporal del control de la tensión en ciertas áreas [1], [2].

A nivel internacional, se están alcanzando marcas en la incorporación de energía renovable. Un ejemplo notable es Colombia, que está en un proceso de transición energética con la integración de recursos basados en inversores, como sistemas fotovoltaicos y eólicos, almacenamiento de energía y sistemas de compensación. Las proyecciones de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) indican que para 2032, la matriz energética estará compuesta por un 39% de generación solar fotovoltaica y un 9% de energía eólica. A enero de 2025, la generación solar y eólica en Colombia cuenta con una capacidad instalada de 2 GW, representando alrededor del 10% de la capacidad total de generación. Esta tendencia refleja un compromiso con la sostenibilidad y subraya la necesidad de evaluar y optimizar el desempeño de estas

* Calle 12 sur # 18-168, Medellín, Colombia – jpinzon@xm.com.co

tecnologías, especialmente en contextos de fallas o interrupciones en el suministro. Este enfoque destaca la posibilidad de avanzar en la adopción de energías limpias y la necesidad de una matriz energética más sostenible y diversificada para satisfacer las demandas futuras.

Simultáneamente, los códigos de red han evolucionado rápidamente debido a tres factores principales: (i) el aumento de la penetración fotovoltaica y eólica, (ii) la obtención de más información por parte de los operadores sobre sus instalaciones, y (iii) los cambios en la topología y las condiciones para el despacho de la demanda y la generación. Entre otros requisitos, estos códigos implican soporte de tensión e inyección de corriente reactiva mediante esquemas bien definidos [3], [4].

En los últimos años, los códigos de operación y regulación en varios países han sido ajustados y modernizados para exigir que estos recursos mantengan su operatividad después de un evento en la red, lo cual es esencial para garantizar un suministro continuo y confiable de energía [5], [6]. La regulación en diversos países, incluyendo Colombia, establece de manera precisa las exigencias de respuesta ante fallas de los sistemas eléctricos. La creciente integración de recursos que utilizan inversores en el sistema eléctrico, abarcando tanto fuentes de energía renovable como tecnologías avanzadas de almacenamiento, plantea desafíos significativos en términos de calidad del servicio. En momentos críticos y de alta demanda, el inversor puede interrumpir la inyección de potencia activa, mientras que las corrientes de falla continúan fluyendo; esta situación podría comprometer la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico. Evaluar adecuadamente el desempeño de los inversores en tales circunstancias es crucial para asegurar la estabilidad y resiliencia del sistema eléctrico [7].

Los requisitos de soporte de tensión se dividen en estáticos y dinámicos. Los estáticos garantizan el funcionamiento continuo de las centrales fotovoltaicas y eólicas, controlando la potencia reactiva, la calidad de la potencia y el factor de potencia. Los dinámicos permiten que los inversores permanezcan conectados durante fallas transitorias (Fault-Ride-Through, FRT) y controlen la potencia reactiva en situaciones anómalas, asegurando una rápida recuperación de la tensión [8].

Con la creciente capacidad de generación renovable, es crucial implementar sistemas de monitoreo y control avanzados, como mediciones sincrofasoriales y técnicas de inteligencia artificial [5], [9]. Las unidades de medición fasorial (PMU) proporcionan información en tiempo real sobre la dinámica del sistema, facilitando una evaluación precisa de la respuesta ante fallas y ofreciendo una visión clara del comportamiento de los inversores [10]. Esto es esencial para evaluar el FRT, identificar puntos críticos y entender cómo los fallos afectan la estabilidad del sistema. Además, los algoritmos de inteligencia artificial analizan grandes volúmenes de datos históricos, identificando patrones y anomalías, lo que mejora la comprensión de la respuesta ante fallas y optimiza el rendimiento de los recursos basados en inversores.

En varios sistemas de potencia, se han establecido requisitos de FRT y soporte de tensión para plantas eólicas y solares, mejorando el desempeño dinámico. Estas plantas deben cumplir con los requisitos de desempeño para ayudar a la estabilidad de la red durante fallas. En el estado del arte se ha identificado hasta el momento dos tendencias en aplicaciones de PMU para analizar el desempeño de IBR.

Por un lado, se utilizan PMU para analizar patrones de comportamiento y variables eléctricas con métodos descriptivos y exploratorios. En esta tendencia en [9] se presenta casos de análisis de fallas y su comportamiento FRT con mediciones PMU de forma exploratoria y generando visualizaciones.

En [11], se presenta una herramienta para estimar el ángulo de rotor y la velocidad de generación eólica para verificar el impacto de fallas utilizando mediciones híbridas PMU y RTU. En [12], se analiza el desempeño de control de convertidores en laboratorio con enfoque de PMU para el control de potencia activa de generación eólica, y en [13] para sistemas de almacenamiento de energía con baterías.

Por otro lado, la segunda tendencia es el uso de PMU para la validación de modelos de IBR. En esta tendencia, [14], [15] presentan registros de PMU del desempeño de IBR y los comparan con resultados de modelos, obteniendo modelos validados con respuestas muy cercanas entre lo medido y lo simulado para el análisis del desempeño de los controles.

Actualmente, aunque se utilizan registros de PMU para el análisis del desempeño de la dinámica del sistema de potencia con la integración de IBR, no se ha identificado en la literatura una metodología y herramienta para evaluar de forma automática los requisitos de FRT a partir de mediciones PMU. Para analizar y seguir el cumplimiento de los requisitos de los códigos de red que permiten mantener la estabilidad de la red, se necesita una herramienta que evalúe los datos reales de operación y detecte posibles riesgos operacionales. Este documento presenta una metodología para evaluar el desempeño de las capacidades FRT de los recursos basados en inversores, utilizando mediciones sincrofasoriales e inteligencia artificial.

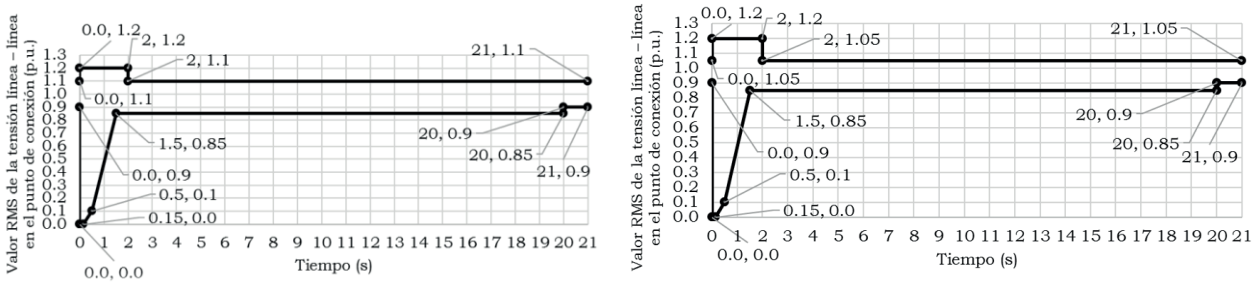
2 Desempeño de recursos basados en inversores

2.1 Interacción de inversores y el sistema de potencia

La adopción de sistemas de inyección de potencia provenientes de fuentes de generación renovable no convencional ha incrementado significativamente la inyección de corriente a través de los inversores conectados al sistema eléctrico. Estos inversores, diseñados para operar en condiciones rigurosas y cambiantes, son elementos críticos para el funcionamiento de la red. Las variaciones en la tensión de la red eléctrica afectan su desempeño, lo que requiere estrategias de control altamente sofisticadas y adaptativas para restablecer sus mecanismos de protección automática y alcanzar un estado óptimo de recuperación. Este proceso es fundamental para asegurar la entrega segura y eficiente de energía eléctrica al sistema interconectado, minimizando riesgos y optimizando la estabilidad del suministro.
La capacidad de estos dispositivos para estabilizarse efectivamente después de un evento de cortocircuito y continuar funcionando de manera óptima determina su capacidad de respuesta ante fallas (FRT). Por tanto, se requiere una evaluación minuciosa del desempeño de los inversores. Esto permitirá no solo identificar las condiciones de operación, sino también establecer medidas correctivas y optimizar la coordinación entre los inversores y los sistemas de potencia, garantizando así una mayor resiliencia en la red eléctrica [16].

2.2 Requisitos de respuesta ante falla de recursos basados en inversores en Colombia

La Resolución CREG 060 de 2019 [17] por la cual se hacen modificaciones al reglamento de operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el sistema interconectado nacional establece que los recursos basados en inversores, como las plantas solares y eólicas, deben cumplir con requisitos específicos de FRT para garantizar la estabilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN). En Colombia, el FRT se refiere a la capacidad de los inversores para permanecer conectados y operativos durante eventos de falla transitoria en la red eléctrica. Esta capacidad es crucial para evitar desconexiones masivas y asegurar la continuidad del suministro eléctrico. Los inversores deben ser capaces de soportar variaciones de voltaje y frecuencia sin desconectarse, lo que implica la implementación de estrategias de control avanzadas que les permitan adaptarse rápidamente a las condiciones cambiantes de la red y restablecer sus mecanismos de protección automática.
Para asegurar el adecuado funcionamiento de las plantas solares y eólicas, la regulación colombiana establece las curvas FRT, que son gráficas que representan los límites de operación de los inversores durante eventos de falla. Estas curvas definen los niveles de tensión y tiempos que los inversores deben soportar sin desconectarse del sistema. La normativa de la CREG exige que los inversores cumplan con estas curvas para ser declarados en operación comercial. Las curvas FRT son fundamentales para garantizar una operación eficiente y segura del SIN, especialmente en un contexto de creciente integración de fuentes de energía renovable. La normativa establece que, ante fallas simétricas o asimétricas, los inversores deben operar dentro de los límites establecidos por las curvas de comportamiento de depresiones de tensión (LVRT) y sobretensiones (HVRT) para plantas eólicas y solares fotovoltaicas. En la Fig. 1 se presentan las curvas LVRT y HVRT en los diferentes niveles de tensión.



(a) (b)

Fig. 1 Características de LVRT y HVRT para plantas eólicas y solares a) no incluye 500 KV, b) conexión a nivel de 500 KV. Fuente: [17].

3 Metodología propuesta

La metodología y herramienta propuesta consiste en el uso de mediciones sincrofasoriales y algoritmos de inteligencia artificial para evaluar el comportamiento y la capacidad de respuesta ante fallas de recursos basados en inversores (IBR) y el cumplimiento de las curvas FRT. La metodología se compone de dos etapas: la primera etapa implica el entrenamiento de algoritmos de inteligencia artificial para clasificar el

desempeño de la respuesta de los IBR, y la segunda etapa se centra en la evaluación del desempeño utilizando mediciones.

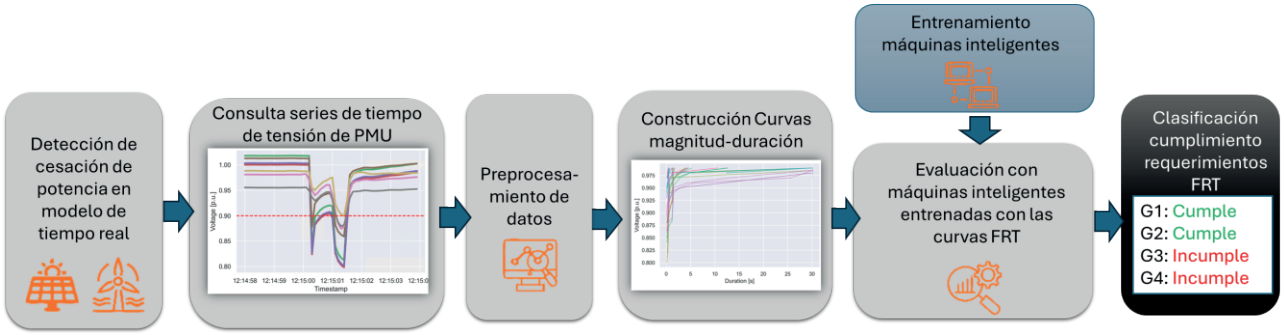


Fig. 2 Metodología de evaluación propuesta.

La metodología de evaluación, presentada en la Fig. 2, se divide en seis pasos. En el primer paso, se detectan problemas de cesación de potencia activa de los IBR mediante un modelo de analítica de datos en tiempo real. En el segundo paso, se consultan los datos de series de tiempo de tensión del punto de conexión de la planta. El tercer paso consiste en el preprocesamiento de los datos de las series de tiempo de la tensión. En el cuarto paso, se realiza una conversión de las series de tiempo de tensión a curvas magnitud-duración, necesarias para evaluar las curvas FRT. En el quinto paso, se evalúa el desempeño utilizando un modelo de inteligencia artificial entrenado en la etapa 1 (ver sección 3.5), que clasifica el comportamiento del IBR. Finalmente, en el sexto paso, se clasifica el cumplimiento de los requisitos de FRT de las plantas analizadas, indicando si la planta tuvo un desempeño adecuado según los umbrales de respuesta esperada establecidos en el código de red para permanecer conectada ante fallas. En las siguientes subsecciones se detallan cada uno de los pasos de la metodología de la Fig. 2.

3.1 Detección de cesación de potencia

Una de las características de incumplimiento de los requerimientos de FRT evaluadas en este artículo es la desconexión de la planta del sistema, lo que resulta en cesación de potencia. En esta propuesta metodológica, se considera el seguimiento a la cesación de potencia de plantas basadas en inversores como el disparador para evaluar el desempeño de la capacidad de respuesta ante fallas de la planta. Esta detección de cesación de potencia utiliza la metodología y lógica presentadas en la Fig. 3 y se implementa en una herramienta que funciona en tiempo real.

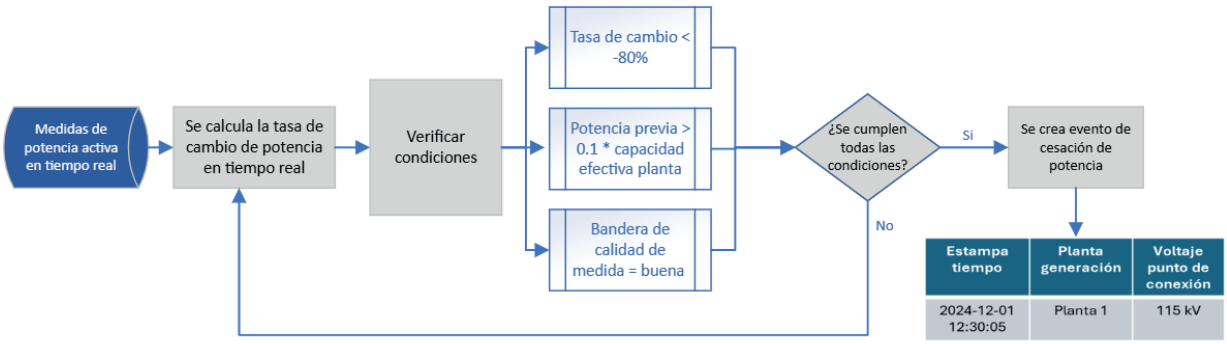


Fig 3. Metodología y lógica para la detección de cesación de potencia de generación basada en inversores.

La metodología emplea mediciones de potencia activa de cada planta solar y eólica conectada al Sistema Interconectado Nacional (SIN) para calcular la tasa de cambio de potencia de la medición actual con respecto a la medición previa en tiempo real. Posteriormente, se verifican tres condiciones: 1) que la tasa de cambio sea menor a -80 %, 2) que la potencia de la medición previa sea mayor a 0.1 veces la capacidad efectiva de generación de la planta, y 3) que la calidad de las medidas recibidas a través del protocolo de comunicación

sea adecuada. Si se cumplen todas las condiciones, se crea y almacena un registro de evento de cesación de potencia que incluye información sobre la estampa de tiempo de ocurrencia del evento, la planta de generación y el nivel de tensión del punto de conexión.

3.2 Consulta series de tiempo de tensión de PMU

Teniendo en cuenta la estampa de tiempo de cesación de potencia se consultan los datos de la tensión en el punto de conexión de la planta basada en inversores para evaluar su capacidad de respuesta ante fallas. La consulta de datos e realiza con la metodología y herramienta de consulta de datos de PMU detallada en [18], con la cual se puede parametrizar la consulta con la selección de las variables eléctricas y las fecha de consulta de datos, entre otras.

3.3 Preprocesamiento de datos

Se realiza preprocesamiento de datos en la que se realiza una limpieza de datos, análisis de valores atípicos, transformación de datos (cálculo de tensiones de fase a tensiones de línea) y filtrado.

3.4 Construcción de curvas magnitud-duración

Para la construcción de las curvas magnitud-duración se utilizan la metodología presentada en la Fig 4. como entrada se requiere las series de tiempo de la tensión de PMU consultadas con el paso anterior. Particularmente, se debe definir los umbrales de magnitudes de supresión y sobre tensión para posteriormente para estos umbrales calcular la duración, es decir el tiempo que estuvo por debajo (para las supresiones) o por encima (para las sobretensiones) de umbral definido. Con el resultado de las magnitudes de tensión definidas y el cálculo de las duraciones se construye la curva magnitud-duración para cada serie de tiempo.

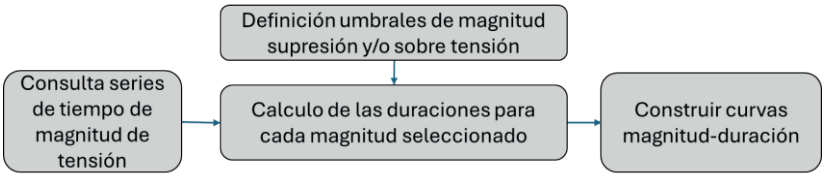


Fig. 4. Metodología de construcción de curvas magnitud-duración.

Para este artículo se proponen los siguientes umbrales de cálculo:

1. Supresiones de tensión: De 0.01 p.u. a 1 p.u. cada 0,01
2. Sobretensiones: De 1,01 p.u. a 2 p.u. cada 0,01

3.5 Evaluación con máquinas inteligentes entrenadas con las curvas FRT

Para la evaluación, es necesario completar previamente la etapa 1, que consiste en el entrenamiento de máquinas inteligentes para evaluar el comportamiento de las curvas magnitud-duración de tensión monitoreadas con PMU. Este entrenamiento se realiza para cada curva FRT. Si el sistema de potencia y el país incluyen en su reglamentación una curva para LVRT y otra para HVRT, se requiere el entrenamiento de máquinas inteligentes para ambas. La metodología de entrenamiento y el uso de la máquina entrenada con datos reales se presentan en la Fig. 5.
Durante el entrenamiento, se utiliza cada curva FRT como entrada para una máquina inteligente de regresión. Para evaluar su desempeño, se emplean indicadores como el error cuadrático medio (MSE) y el porcentaje de error al evaluar el modelo con los datos de entrenamiento. Esta evaluación se realiza para diferentes algoritmos de inteligencia artificial, seleccionando el modelo que presente el menor error para cada curva FRT. Este modelo se conocerá como la máquina entrenada.
En el proceso de evaluación con datos reales, se utilizan las curvas magnitud-duración de la tensión calculadas previamente a partir de las series de tiempo de PMU. Con la máquina entrenada, se determina si los valores de la curva magnitud-duración están dentro o fuera de la curva FRT evaluada. La herramienta proporciona información sobre el MSE y el porcentaje de error respecto a la regresión, cuántas PMU

incumplieron las curvas FRT y cuál curva fue incumplida. Además, entrega resultados gráficos de las series de tiempo de tensión que están fuera de las curvas FRT.

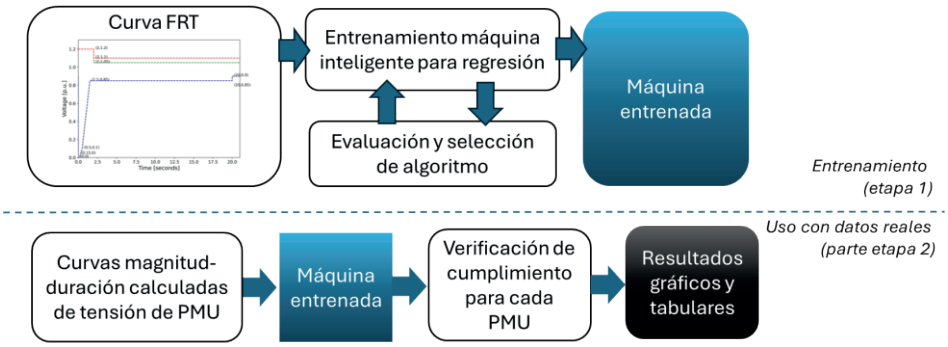


Fig. 5 Entrenamiento de máquina inteligente y su uso con datos reales.

3.6 Clasificación de cumplimiento de requerimientos de FRT

Con la clasificación de las series de tensión respecto a las curvas FRT, se determina para cada generador el cumplimiento de los requisitos de permanecer conectado ante fallas de la siguiente manera:

1. Si el generador ha tenido cesación de potencia y las series de tiempo de tensión demuestran que están fuera de alguna de las curvas FRT, se declara que el generador cumplió y se podía desconectar.
2. Si el generador ha tenido cesación de potencia y las series de tiempo de tensión demuestran que están dentro de las curvas FRT, se declara que el generador incumplió con el requisito de permanecer conectado ante fallas, ya que no se debía desconectar.
3. Si el generador no ha tenido cesación de potencia, independientemente del comportamiento de las series de tiempo de tensión, se declara que el generador cumplió.

4 Implementación y resultados

La metodología propuesta para la evaluación del desempeño de la respuesta ante fallas de IBR se implementó en Python y se validó mediante el análisis de datos reales de mediciones PMU del sistema WAMS del sistema interconectado colombiano. Los datos PMU se monitorean y almacenan en el sistema de históricos con una tasa de muestreo de 10 muestras por segundo, lo que permite el análisis de las curvas FRT de tensión.

El algoritmo se ejecutó en una estación de trabajo con un procesador Intel® Core™ i5-1245U a 1.60 GHz y 32 GB de memoria RAM. En el análisis de una serie de tiempo de magnitud de tensión, el desempeño de cada tarea del algoritmo codificado se presenta en la Tabla I. El tiempo total de entrenamiento es de 0.3652 segundos y el tiempo total de evaluación del desempeño del IBR, considerando el preprocesamiento, cálculo de curvas magnitud-duración, evaluación de LVRT y HVRT, es de 2.9632 segundos. Estos tiempos son muy cortos y óptimos para la evaluación de la operación, incluso dentro de los tiempos de operación en tiempo real.

TABLA I. DESEMPEÑO EJECUCIÓN HERRAMIENTA DESARROLLADA

Tarea Etapa 1	Tiempo [s]
Entrenamiento curva LVRT	0.1854
Entrenamiento curva HVRT	0.1798
Tiempo total de entrenamiento	**0.3652**

Tarea Etapa 2	Tiempo [s]
Preprocesamiento	0.0156
Cálculo de curvas magnitud-duración	1.5276
Evaluación LVRT	0.8061
Evaluación HVRT	0.6139
Tiempo total de evaluación	**2.9632**

4.1 Consulta y preprocesamiento de datos

Se realiza la consulta de datos a través de una herramienta desarrollada por los autores para extraer los datos del PDC de forma automatizada a partir de los requisitos de usuario. Para el caso de los requerimientos de

esta herramienta se consultan los datos de las tensiones de todas las PMU operativas y conectadas al PDC de los IBR considerando la hora del evento de cesación de potencia, se toma como hora de inicio de la consulta la hora del evento menos 10 segundos y final la hora del evento más 30 segundos. El resultado de la consulta y el preprocesamiento es un conjunto de datos con una estructura como se muestra en la Tabla II.

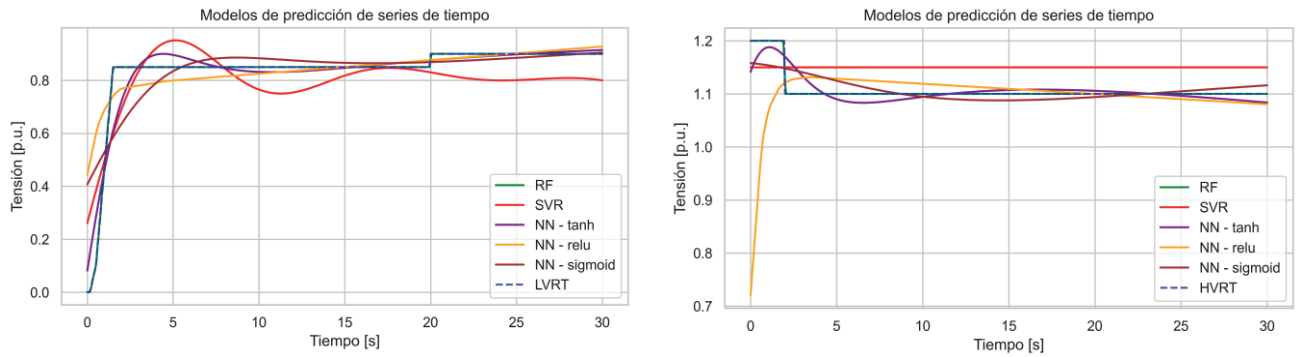
TABLA I. ESTRUCTURA DE CONJUNTOS DE DATOS CONSULTADOS DE PMU.

Estampa de tiempo	V_IBR_1 [V]	V_IBR_2 [V]	….	V_IBR_n [V]
2024-12-05 12:41:50 GMT+5	230152	229545	…	230642
…	…	…	…	…
2024-12-05 12:42:30 GMT+5	229236	228625	…	229678

4.2 Entrenamiento de máquinas inteligentes y selección de algoritmo

Durante el entrenamiento de máquinas inteligentes, se utilizaron las curvas FRT de tensión de la reglamentación de Colombia para analizar modelos de predicción de las curvas LVRT, HVRT y HVRT de 500 kV. Se experimentó con cinco algoritmos de predicción de series de tiempo en la tarea de regresión: Random Forest Regression (RF), Support Vector Regressor (SVR) y Redes Neuronales (NN) con tres diferentes funciones de activación (tanh, relu y sigmoid).

La Fig. 6 presenta los resultados de la evaluación del desempeño de los algoritmos en la predicción de las series de tiempo: en (a) para la predicción de la curva LVRT y en (b) para la curva HVRT. Los resultados de la predicción de la curva HVRT de 500 kV son similares a los de la HVRT en cuanto al desempeño de los algoritmos, por lo que no se incluye la gráfica correspondiente.



(a) (b)

Fig. 6 Evaluación de desempeño de algoritmos de predicción de series de tiempo. (a) Predicción de curva LVRT. (b) Predicción de curva HVRT.

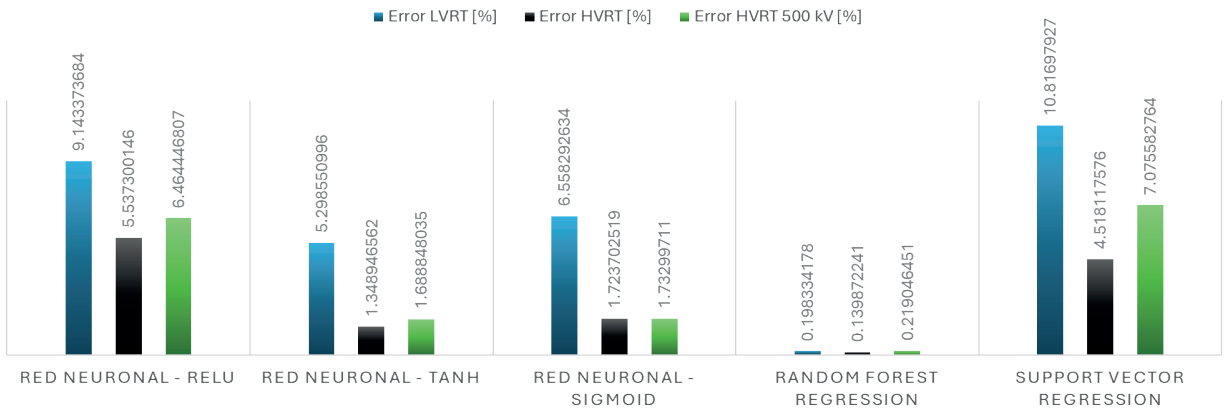


Fig. 7 Porcentaje de error en la evaluación de desempeño con diferentes algoritmos de predicción para las curvas LVRT, HVRT y HVRT 500 KV.

Para la curva LVRT, se observa que el algoritmo con mayor error en la predicción es el SVR, con un 10.816 % de error, seguido por NN-relu, NN-sigmoid y NN-tanh. Finalmente, el RF es el algoritmo con mejor

desempeño para predecir la curva LVRT, con un error de 0.198 % y un MSE de 2.78E-06. En (a), se puede observar que la predicción de RF tiene un error muy bajo, ya que está sobrepuesta a la curva LVRT.
La Fig. 7 presenta un resumen de los errores de predicción para los diferentes algoritmos y para las tres curvas FRT. Se observa que, para este problema de regresión, el algoritmo con mejor desempeño es RF en la predicción de las curvas LVRT, HVRT y HVRT de 500 kV. Los errores de predicción fueron de 0.198 % para LVRT, 0.139 % para HVRT y 0.219 % para HVRT de 500 kV. Esto indica que el modelo de máquina inteligente seleccionado, considerando el mínimo error de predicción, es el RF para las tres curvas.

4.3 Casos de estudio con mediciones PMU reales

Se analizan dos series de tiempo reales monitoreadas con PMU de IBR con el fin de evaluar el cumplimiento de las curvas FRT de la reglamentación. En la Fig. 10 se presentan las dos series de tiempo de tensión de estos casos de estudio que corresponden las dos al nivel de tensión de 230 KV el punto de conexión.

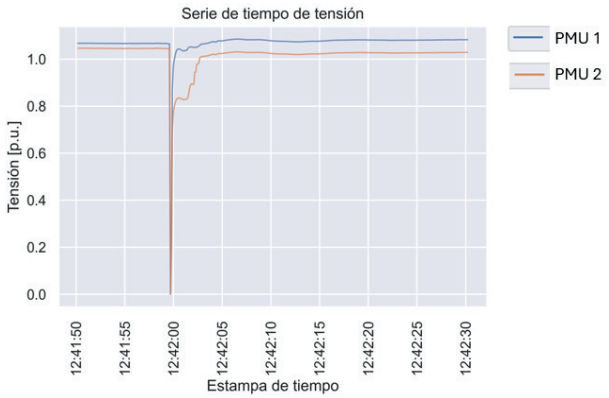


Fig. 10. Series de tiempo de la tensión monitoreadas con PMU 1 y PMU 2

4.3.1 Construcción de curvas magnitud-duración

Con las series de tiempo de tensión monitoradas con PMU se realiza el cálculo de las curvas magnitud duración, obteniendo así dos tipos de curvas las curvas de supresioens de tensión para evaluar LVRT y las curvas de sobretensiones para evaluar HVRT. Los resultados del cálculo de las curvas magnitud -duración de supresiones de tensiones de las dos PMU se presentan en la Fig. 11-(a) mientras que para las sobretensiones se presentan en (b).

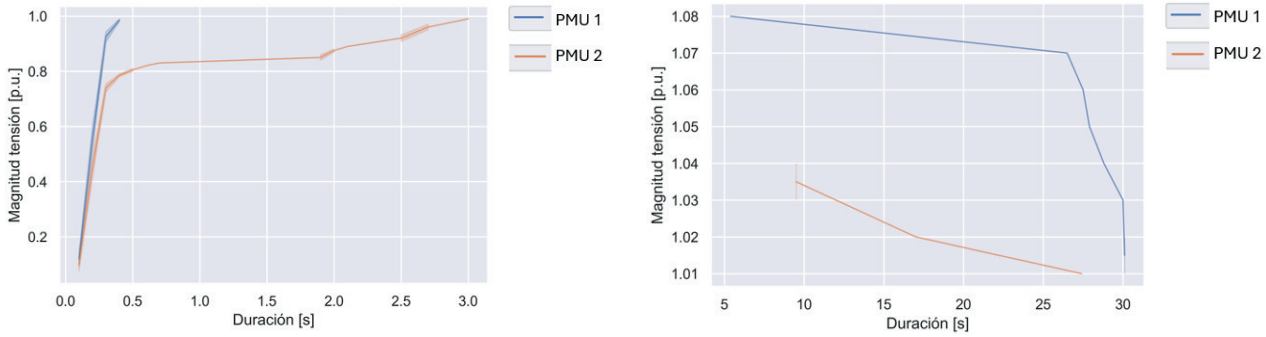


Fig. 11. Curvas magnitud-duración construidas de las series de tiempo de la tensión monitoreadas con las PMU 1 y 2 (a) supresiones de tensión y (b) sobretensión.

4.3.2 Evaluación con máquinas inteligentes

Las curvas Magnitud-duración del paso anterior son las entregan a los modelos de RF entrenados con las curvas LVRT y HVRT. De esta forma el resultado del modelo RF de LVRT determina que la PMU1 cumple los requerimientos mientras que la PMU 2 tiene puntos de magnitud-duración pro fuera de la curva LVRT por lo que incumple los requerimientos de desempeño. Para el caso del modelo RF de HVRT determina que

tanto la PMU 1 como la PMU 2 están por debajo de la curva HVRT en todos los puntos y por tanto cumple los requisitos de HVRT. LA Fig. 12 muestra la comparación gráfica de las curvas magnitud-duración monitoreadas y la predicción de las curvas FRT; en (a) y (b) para la evaluación de LVRT con la PMU 1 y PMU 2, respectivamente, y en (c) y (d) para la evaluación de HVRT con la PMU 1 y PMU 2, respectivamente. En estas gráficas se observan las regiones sombreadas en las que es permitido desconectarse (región roja) y en las que debe permanecer conectado (región verde).

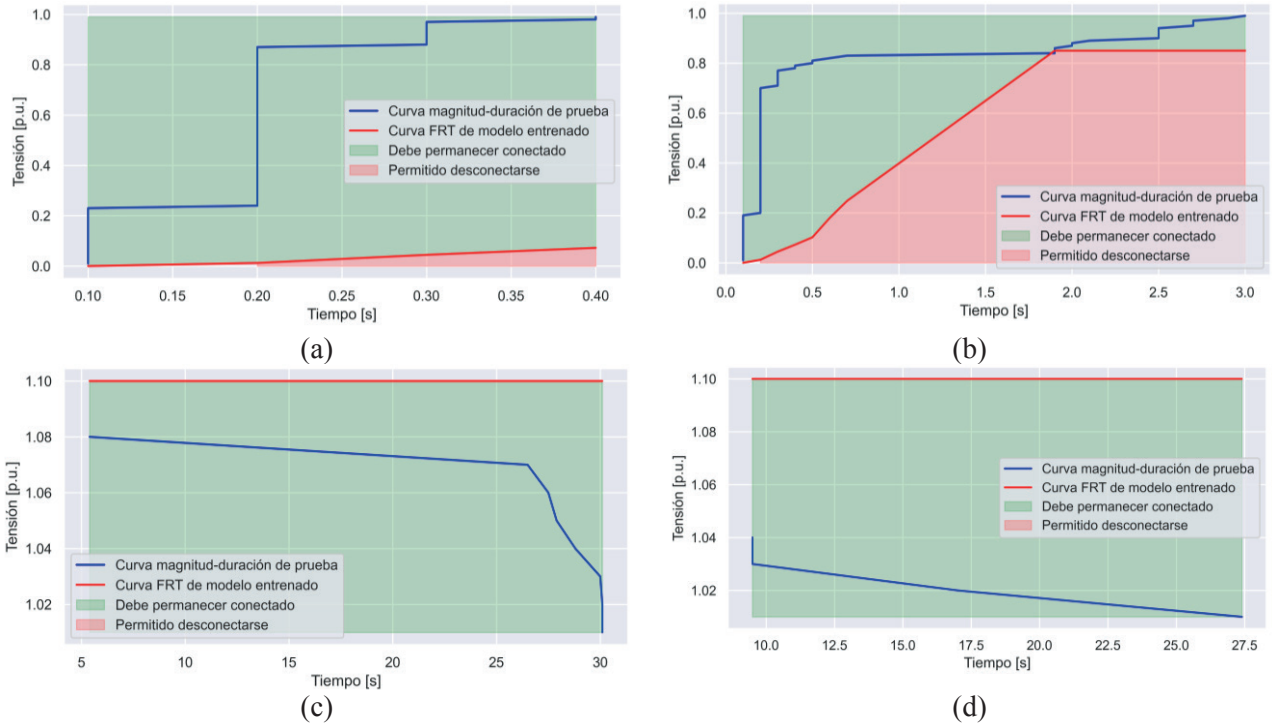


Fig. 12. Evaluación gráfica de la comparación de la curva magnitud-duración de PMU y el resultado de la predicción de la curva FRT con el modelo entrenado RF (a) Modelo LVRT y PMU 1, (b) Modelo LVRT y PMU 2, (c) Modelo HVRT y PMU 1, (d) Modelo HVRT y PMU 2.

4.3.3 Clasificación de cumplimiento de IBR

Considerando que, para los dos casos, tanto PMU 1 y PMU 2, se presentó cesación de potencia de los IBR conectados al sistema de potencia. Es posible determinar que para el IBR monitoreado con la PMU 1 la tensión estuvo dentro de las curvas FRT (regiones verdes de LVRT y de HVRT) por el que el IBR incumplió el requisito de permanecer conectado; para el caso del IBR monitoreado con la PMU 2 la tensión estuvo por debajo de la curva LVRT (región roja) por lo que el IBR tenía permitido desconectarse y con ello el IBR cumplió con los requerimientos de las curvas FRT.

5 Conclusiones

Se presentó una metodología para evaluar el desempeño de la respuesta ante fallas de IBR utilizando mediciones sincrofasoriales y modelos de inteligencia artificial. Se validó el desempeño en el entrenamiento de las curvas FRT con diferentes algoritmos de regresión: Random Forest (RF), Support Vector Regressor (SVR) y Redes Neuronales (NN) con funciones de activación tanh, relu y sigmoid. Los resultados del análisis de desempeño de los algoritmos mostraron que el algoritmo RF tiene el menor error en la predicción de las curvas LVRT, HVRT y HVRT de 500 kV, todas con un error menor al 0.22 %.

Se evaluaron casos de estudio con dos series de tiempo monitoreadas con PMU para determinar el desempeño del algoritmo. Comparando los resultados gráficos y los resultados de la clasificación de cumplimiento de los requerimientos de desempeño de las curvas, se obtuvo que la metodología fue capaz de clasificar correctamente los casos de estudio en relación con el cumplimiento de las curvas LVRT y HVRT.

6 Referencias

[1] D. J. Pinzón y D. GracielaColomé, «Fault-Induced Delayed Voltage Recovery Assessment based on Dynamic Voltage Indices», en *2018 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D-LA)*, 2018, pp. 1-5. doi: 10.1109/TDC-LA.2018.8511712.

[2] D. Vukadinović, «Recent Advances in Power Quality Analysis and Robust Control of Renewable Energy Sources in Power Grids», *Energies*, vol. 17, n.º 9, p. 2193, 2024.

[3] V. Boscaino *et al.*, «Grid-connected photovoltaic inverters: Grid codes, topologies and control techniques», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 189, p. 113903, 2024.

[4] A. M. Moheb, E. A. El-Hay, y A. A. El-Fergany, «Comprehensive review on fault ride-through requirements of renewable hybrid microgrids», *Energies*, vol. 15, n.º 18, p. 6785, 2022.

[5] A. Q. Al-Shetwi, M. Z. Sujod, F. Blaabjerg, y Y. Yang, «Fault ride-through control of grid-connected photovoltaic power plants: A review», *Sol. Energy*, vol. 180, pp. 340-350, 2019.

[6] N. Mansouri, A. Lashab, D. Sera, J. M. Guerrero, y A. Cherif, «Large photovoltaic power plants integration: A review of challenges and solutions», *Energies*, vol. 12, n.º 19, p. 3798, 2019.

[7] K. Kyriakou, L. Hadjidemetriou, y C. Panayiotou, «Review of Fault Ride Through Support Schemes and a New Strategy for Low-Inertia Power Systems», presentado en 2023 IEEE Belgrade PowerTech, IEEE, 2023, pp. 1-6.

[8] J. D. Pinzón, H. A. V. G., D. G. Colomé, y M. G. Molina, «Assessment of Dynamic Voltage Support Control Schemes for Photovoltaic Generators Connected to Power Systems», en *2019 IEEE 4th Colombian Conference on Automatic Control (CCAC)*, 2019, pp. 1-6. doi: 10.1109/CCAC.2019.8921006.

[9] P. Mahish, P. Kundu, y S. Mishra, «Wide Area Control of Inverter based Power Grids», *IEEE Trans. Sustain. Energy*, 2024.

[10] J. D. Pinzón y V. Meza, «Detección Automática de Fenómenos de Recuperación Lenta de Tensión en el Sistema Interconectado de Colombia usando Mediciones PMU-WAMS», en *XIX Encontro Regional Ibero-Americano do CIGRE-ERIAC*, Foz do Iguaçu - Brasil, 2023, pp. 1-8.

[11] C. Ekechukwu, «Improving Low Voltage Ride-Through Requirements (LVRT) Based on Hybrid PMU, Conventional Measurements in Wind Power Systems», 2014.

[12] J. R. Torres *et al.*, «Power hardware-in-the-loop-based performance analysis of different converter controllers for fast active power regulation in low-inertia power systems», *Energies*, vol. 14, n.º 11, p. 3274, 2021.

[13] Y. Zuo, Z. Yuan, F. Sossan, A. Zecchino, R. Cherkaoui, y M. Paolone, «Performance assessment of grid-forming and grid-following converter-interfaced battery energy storage systems on frequency regulation in low-inertia power grids», *Sustain. Energy Grids Netw.*, vol. 27, p. 100496, 2021.

[14] D. Ramasubramanian *et al.*, «Techniques and Methods for Validation of Inverter-Based Resource Unit and Plant Simulation Models Across Multiple Simulation Domains: An Engineering Judgment-Based Approach», *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 22, n.º 2, pp. 55-65, 2024.

[15] S. Biswas, F. Tuffner, J. Follum, y T. Wall, «Inverter Model Validation and Calibration Using Phasor Measurement Unit Data», *IEEE Access*, 2024.

[16] P. M. Tripathi, A. Mishra, y K. Chatterjee, «Fault ride through/low voltage ride through capability of doubly fed induction generator–based wind energy conversion system: a comprehensive review», *Model. Control Dyn. Microgrid Syst. Renew. Energy Resour.*, pp. 275-311, 2024.

[17] CREG, «Resolución 060 - 2019 Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN». 2019.

[18] J. D. Pinzón, F. Santamaria, y Á. Espinel, «Parallel Computing-based PMU Measurements Big Data Query Tool to Analyze the Colombian Power System Dynamic Performance», en *2023 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*, 2023, pp. 1-5.

Comité de Estudios C2 – Operación y Control de Sistemas de Potencia

Maximización de evacuación de potencia en áreas con alta penetración de energía renovable interrumpible, mediante datos sincrofasoriales en tiempo real.

J.P. MIRABLE*
Cammesa
Argentina
juanmirable@cammesa.com.ar

F.J. BENETTI
Cammesa
Argentina
franciscobenetti@cammesa.com.ar

J.A. CONTENTO
Cammesa
Argentina
jeremiascontento@cammesa.com.ar

Resumen – *Metodología aplicada en el Centro de Control de Cammesa para determinar la máxima evacuación de potencia posible de realizar en nodos de baja potencia de cortocircuito y alta penetración de energías renovables, tales como el Nodo Bauchaceta (provincia de San Juan Argentina) y la región sur de la Patagonia argentina, combinando estimaciones de potencia de cortocircuito y datos sincrofasoriales en tiempo real.*

Palabras clave: Sincrofasores – Transmisión – Operación – Oscilaciones – Fotovoltaicos.

1 INTRODUCCIÓN

Debido al alto aporte de generación renovable en la provincia de San Juan, en los horarios de máxima inyección de potencia, se han registrado fenómenos de variaciones/oscilaciones de tensión que afectan a los usuarios y a los propios generadores renovables del área.
Hasta tanto se fortalezca el sistema de transporte y se mitigue la aparición de estas fluctuaciones de tensión, se ha acordado con los agentes del área (distribuidora, transportista troncal y generadores de energías renovables) aplicar limitaciones al despacho de generación renovable para evitar afectaciones al servicio como consecuencia de las variaciones de tensión.
Ante la perspectiva de altos aportes de generación renovable, la distribuidora del área, en coordinación con la transportista troncal, ejecuta todas las acciones operativas posibles (cambios de configuración y/o ajustes en los flujos de potencia reactiva, mantener perfiles de tensiones elevados) para evitar saturaciones.
Agotados los recursos operativos, se aplican restricciones al despacho de generación renovable según sus contratos correspondientes.
Gracias a los sincrofasores instalados en el área, se restringe la exportación del nodo, optimizando al máximo la generación renovable mediante el análisis en tiempo real de la visualización de los datos aportados.

2 NODO BAUCHACETA

2.1 Área con alto potencial de inserción de energías renovables

La provincia de San Juan, ubicada en el oeste de Argentina, es considerada uno de los lugares más aptos para la generación de energía solar en el país, ya que recibe una de las mayores cantidades de radiación solar directa en Argentina como se puede ver en la siguiente imagen en la cual se muestra el promedio anual de la distribución de irradiancia a nivel nacional en kWh/m2 por día, tanto para la irradiancia directa (DNI) como la horizontal (GHI). Esto sumado a su clima seco y soleado durante la mayor parte del año, lo que reduce la cantidad de nubes y humedad que podrían bloquear o reducir la radiación. Además, la región es mayormente plana, lo que facilita la instalación de paneles solares y reduce los costos de construcción. Actualmente, la provincia tiene una potencia instalada de 499 MW.

juanmirable@cammesa.com.ar

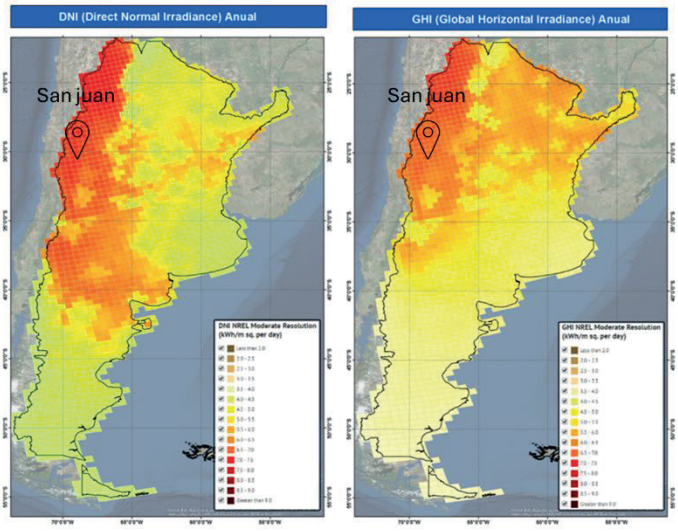


Ilustración 1. Promedio anual de la distribución de la irradiancia directa (DNI) e irradiancia horizontal (GHI)

En el nodo de estudio, el nodo Bauchaceta, se encuentran instalados los parques fotovoltaicos Iglesia Guañizuil (Potencia instalada 80 MW), Guañizuil 2A (Potencia instalada 100 MW), Tocota III (Potencia instalada 60 MW) y Zonda I (Potencia instalada 100 MW), sumando una potencia instalada de 340 MW. El factor de carga de estos parques solares es tan elevado que se espera que el nodo se convierta en un gran nodo exportador de energía solar.

2.2 Infraestructura del nodo

La actualidad de la red del área de supervisión del centro de control de CAMMESA es la siguiente:

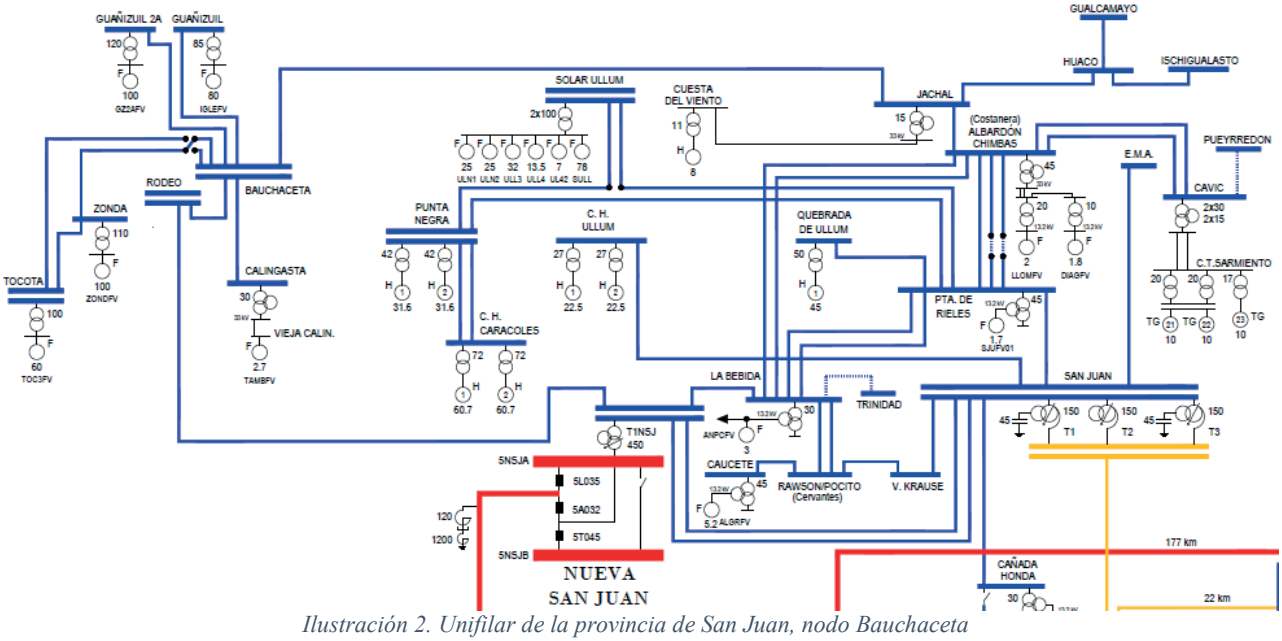


Ilustración 2. Unifilar de la provincia de San Juan, nodo Bauchaceta

Esta área cuenta con la particularidad que solamente se tiene datos del sistema de tiempo real en las fronteras de las instalaciones de 500 y 220 kV, ya que la distribuidora del área no envía dicha información. Esto genera que la supervisión del área sea responsabilidad absoluta de la distribuidora y en situaciones de que se genere una perturbación o inestabilidad de tensión sea la que se comunica con el Transportista Troncal y este con CAMMESA para tomar las acciones correspondientes con el fin de mitigarlas.

La generación en el área es principalmente fotovoltaica, con alguna contribución hidráulica que depende de los manejos de agua, lo que implica que no siempre están en servicio. Además, la generación térmica se despacha solo en situaciones de emergencias o alta demanda, debido a su alto costo. Esta configuración genera

un área exportadora en el nivel de 132 kV con una potencia de cortocircuito reducida lo que provoca un área propensa a ser inestable en tensión ante cualquier perturbación.
Está prevista como expansión la L. 500 kV Nueva San Juan – Rodeo, obra a la cual resta finalizar las instalaciones en el nivel de 500 kV extremo de la E.T. Rodeo (sin previsión), por lo que se decidió utilizar la misma en el nivel de 132 kV con el fin de utilizar dicha línea y reducir las restricciones a la generación. Adicionalmente, también se encuentra prevista la L. 500 kV Rodeo – La Rioja Sur, la cual permitiría la evacuación de la generación solar del área Cuyo dado su alto potencial para las energías renovables.
A lo largo del tiempo a medida que fueron ingresando al SADI (Sistema Argentino de Interconexión) los distintos parques se realizaron ensayos con distintas configuraciones de control de tensión, teniendo en cuenta que los parques tienen dos modos de control de tensión, a potencia reactiva constante (Q= constante) y control de tensión en el nodo (Q=variable). Se llego a la conclusión que poniendo más de dos parques a regular en modo control de tensión (Q=variable), en un mismo nivel de tensión, estos competían entre sí para fijar una tensión y el nodo se volvía inestable, por lo cual se optó por adoptar la siguiente configuración:
Los Parques Solares Fotovoltaicos (PSFV) Zonda y Guañizuil 2A, que controlan la tensión de 132 kV, deberán operar con el controlador automático de TAP de transformadores AT/MT activo, con un seteo en una banda de +/-2,5% en la barra de 33 kV y temporización de 30 segundos.
Por otro lado, el PSFV Tocota III, que controla la tensión a nivel de 33 kV, deberá operar combinando acciones manuales de TAP de los transformadores 132/33 kV (por parte del operador del COG) como un ajuste "grueso" para la tensión de 132 kV, y luego realizar un ajuste "fino" cambiando la tensión de referencia de 33 kV.
En cuanto al PSFV Guañizuil I, operará en modo control Q (Potencia Reactiva Fija), con un seteo a pedido del Transportista Troncal.
En los horarios de aporte de los PSFV, la Transportista Troncal con la Distribuidora operarán con tensiones en torno a 1,07 pu en el nodo Bauchaceta, con el objetivo de incrementar los márgenes de estabilidad de tensión.
Los PSFV Guañizuil 2A, Zonda y Tocota 3 operarán controlando la tensión de manera conjunta.
CAMMESA ha incorporado tecnología de mediciones sincrofasoriales en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) durante los últimos años. Esta tecnología consiste en equipos registradores con funcionalidad PMU (Phasor Measurement Unit) y un concentrador de datos PDC (Phasor Data Concentrator) para recopilar y organizar la información.
La instalación de un PMU en el PSFV Zonda y la centralización de datos en el centro de control de CAMMESA, como Organismo Encargado del Despacho (OED) de generación eléctrica en Argentina, permitió obtener información precisa en tiempo real sobre la aparición de fenómenos oscilatorios en el área. Esto ha optimizado la generación en el nodo, ya que se pueden tomar medidas preventivas tan pronto como se detectan estas oscilaciones.

2.3 Fenómenos de variaciones y oscilaciones del área

A continuación, se detallarán diversas situaciones observadas como resultado de eventos ocurridos en la red, los cuales evidencian las variaciones de tensión y oscilaciones en el área. La información ha sido extraída del libro de novedades del COC de CAMMESA y editada para preservar la confidencialidad de las empresas involucradas.
El primer ejemplo que ilustra la instabilidad del nodo se obtuvo el día 16/12/2024 a las 08:45. En este momento, se produjo una oscilación de tensión entre 137,1 kV y 138,5 kV, lo que activó las protecciones de sobretensión en el PSFV Zonda, reduciendo la generación en 70 MW. Esto provocó un pico de tensión de 139,4 kV. Previamente, a las 08:35, se había enviado una orden al PSFV Tocota 3 para reducir la carga, pero la unidad no acató la orden hasta las 08:50.
En la gráfica a continuación, se puede observar en color celeste la generación del PSFV Tocota 3, en color naranja la generación del PSFV Zonda, en color violeta la generación del PSFV Guañizuil y en color verde la generación del PSFV Guañizuil 2A. A modo de aclaración, las oscilaciones anteriores son consecuencia de la variabilidad del recurso, mientras que el comportamiento posterior a la perturbación refleja la restricción aplicada y las medidas tomadas para mitigar las oscilaciones.



Ilustración 3. Potencia PP.SS.FF.VV. Zonda, Tocota 3, Guañizuil 2A, Guañizuil del día 16/12/2024.

A continuación, se muestra la tensión en el nodo donde se puede ver que antes de ingreso de la generación se elevan los perfiles de tensión y luego en el pico de potencia, la variación de aproximadamente 3 kV.

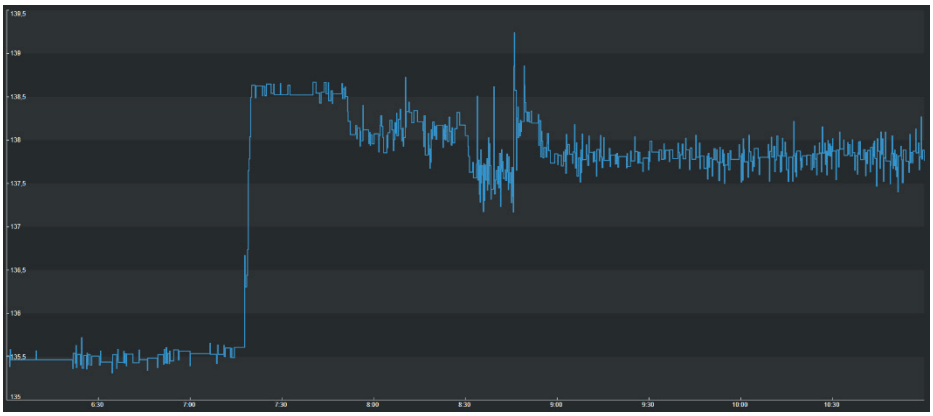


Ilustración 4. Tensión de la E.T. Guañizuil del día 16/12/2024.

Otro evento ocurrió el 11/12/2024 en la E.T. San Juan a las 09:22 hs, cuando se produjo la apertura de un alimentador de 33 kV, el cual se encontraba energizado en ese momento. De manera simultánea, se observó una reducción de 86 MW en la generación solar asociada al nodo Bauchaceta debido a una variación de tensión, sin que se registrara afectación en la demanda. A las 09:27, el Transportista Troncal informó que el alimentador quedaría fuera de servicio para revisión y se solicitó coordinar con los PP.SS. para su normalización.
En la gráfica a continuación, se puede observar en c en color celeste la generación del PSFV Tocota 3, en color naranja la generación del PSFV Zonda, en color violeta la generación del PSFV Guañizuil y en color verde la generación del PSFV Guañizuil 2A.

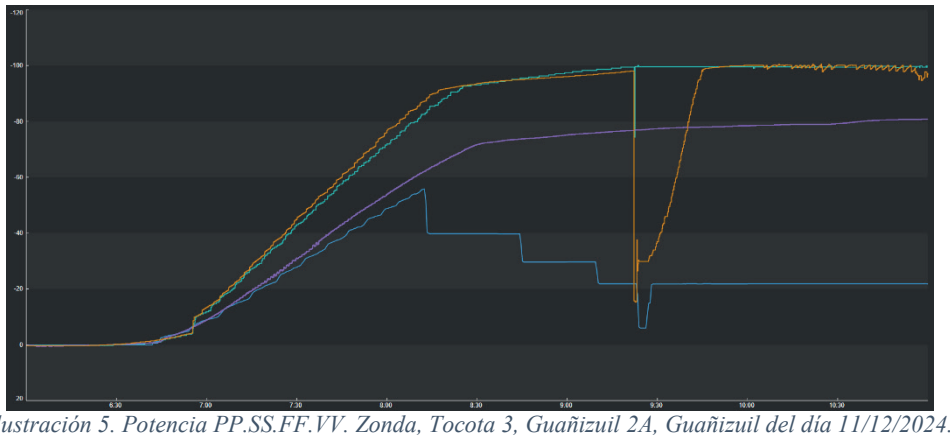


Ilustración 5. Potencia PP.SS.FF.VV. Zonda, Tocota 3, Guañizuil 2A, Guañizuil del día 11/12/2024.

A continuación, se muestra la tensión en el nodo de demostrando la variación de aproximadamente 5 kV.

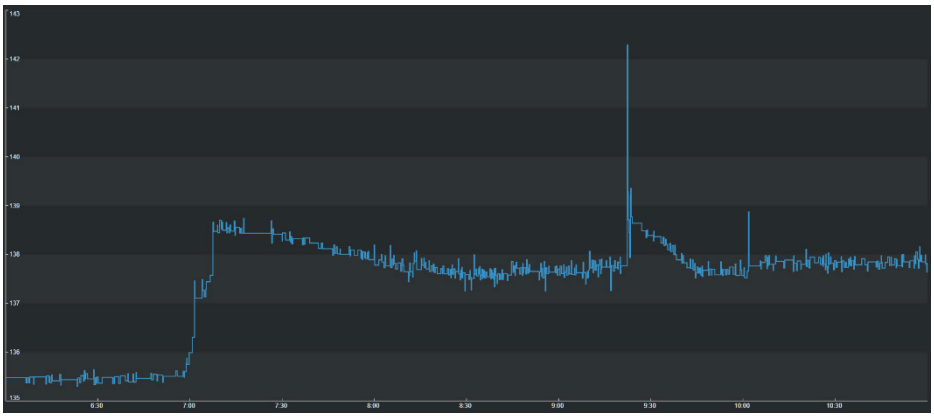


Ilustración 6. Tensión de la E.T. Guañizuil del día 11/12/2024.

3 OPERACIÓN DEL NODO EN TIEMPO REAL

3.1 Operatoria según estudios previstos.

El Transportista Troncal, en conjunto con la Distribuidora del área, se encuentran realizando una orden de servicio para la operación del nodo la cual se basa en estudios realizados por una empresa especializada en el área con el fin de maximizar la generación renovable sin presentar oscilaciones. El estudio plantea distintos escenarios que dependen principalmente del estado de la red, tensión del nodo y la generación térmica e hidráulica que se encuentre despachada en el área.
Debido a las cantidades de posibilidad existentes entre generación hidráulica y térmica disponible en el área, se van a nombrar los escenarios más optimistas, suponiendo que en todas las situaciones se van a operar con el sistema en tensiones cercanas a los 138 o 139 kV. Lo correspondiente a la generación térmica del área corresponde a una sola central, por lo que se analiza solo si se encuentra en servicio o fuera de servicio. La generación hidráulica, tiene una configuración dependiente del manejo de aguas, por lo que del estudio solamente vamos a presentar la que corresponde a sin generación, la generación típica del área y cuando se encuentra completa.

El análisis se limitará exclusivamente a los estados de red en condición N, debido a que las perturbaciones ocurridas en el sistema no fueron registradas mediante el SOTR y no se mantuvieron de forma continua durante un período suficiente como para permitir el análisis de ambos tipos de operación del área.

Estado de red	Generación Térmica	Generación Hidráulica	Exportación del nodo
N	-	-	260 MW
N	-	Típica del área	280 MW
N	-	Completa	300 MW
N	Completa	-	280 MW
N	Completa	Típica del área	300 MW
N	Completa	Completa	300 MW

Tabla 1. Valores máximos de exportación del nodo en función al estado de la red y la generación E/S.

A continuación, se demuestran situaciones donde se respetaron dichos límites provisorios y no se observan oscilaciones en la red. La solicitud de las restricciones la realiza el COC de CAMMESA mediante el envío de órdenes y novedades a los respectivos generadores.
En ambas gráficas presentadas se ilustran en naranja la exportación y en azul la tensión del nodo.
Como primer evento se muestra la exportación durante el día 03/10/2024 la red se encontraba en condición N, con generación térmica y con generación hidráulica típica, por lo que la exportación máxima del nodo era 300 MW. Se puede observar que la exportación estuvo cerca del valor límite.

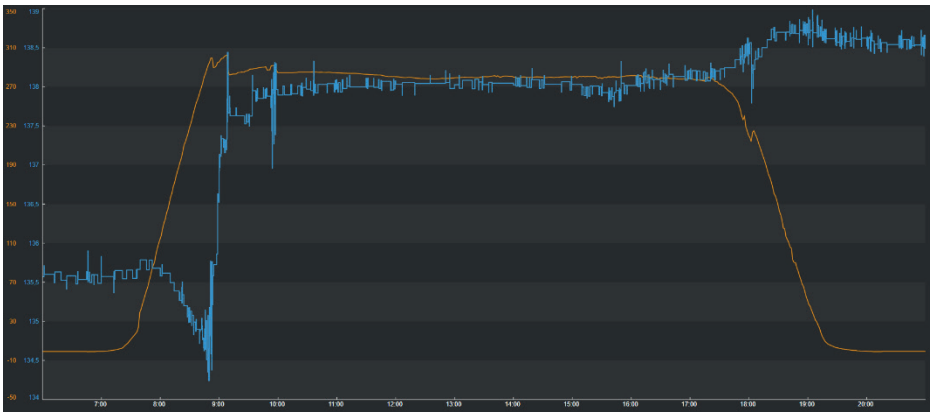


Ilustración 7. Potencia generada y tensión en el nodo Bauchaceta del día 03/10/2024

Como segundo caso de estudio se muestra la exportación durante el día 13/09/2024 la red se encontraba en condición N, sin generación térmica y con generación hidráulica típica, por lo que la exportación máxima del nodo era 280 MW. Se puede observar que la exportación estuvo cerca del valor límite.

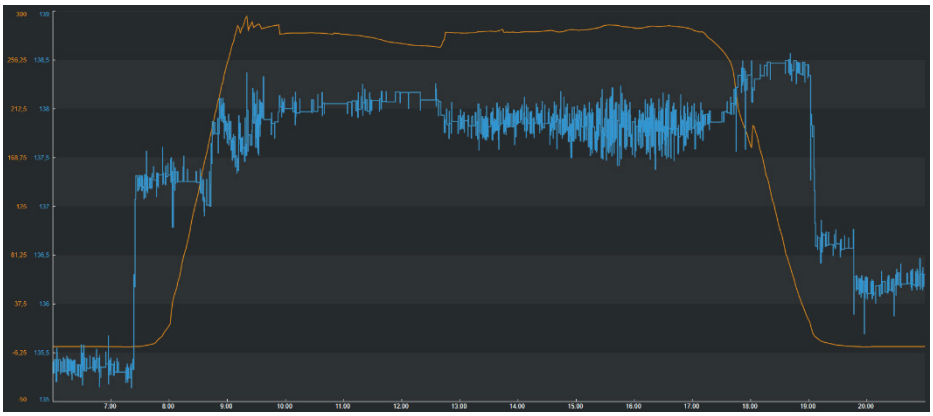


Ilustración 8. Potencia generada en el nodo Bauchaceta del día 13/09/2024

3.2 Operatoria utilizando los PMU

A continuación, se detalla la operatoria implementada por el COC utilizando las herramientas disponibles para maximizar la generación del nodo. En los ejemplos presentados, se destaca la eficacia de los recursos disponibles para optimizar la operación del área. Sin embargo, se observa que dicha operación podría mejorarse significativamente si se contara con una supervisión integral del área a través del SOTR o si se incorporara otro PMU en las zonas donde actualmente no se obtienen mediciones. Esto permitiría una mayor visibilidad y control en tiempo real, mejorando la capacidad de gestión y respuesta ante eventos operativos.
Como primer evento se muestra la exportación del nodo durante el día 26/11/2024. La red se encontraba en condición N, con generación térmica y con generación hidráulica típica, por lo que la exportación máxima del nodo era 300 MW. Se puede observar que la exportación estuvo por encima del valor límite.

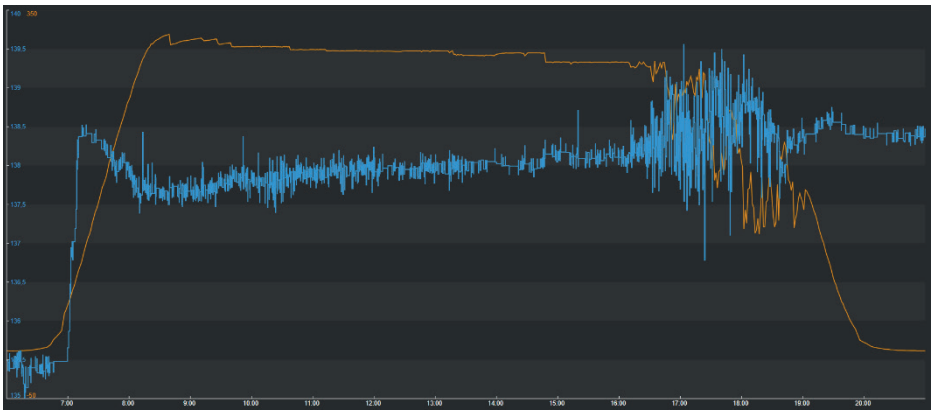


Ilustración 9. Potencia generada en el nodo Bauchaceta del día 26/11/2024.

Como segundo caso de estudio se muestra la exportación durante el día 09/12/2024 la red se encontraba en condición N, sin generación térmica y con generación hidráulica típica, por lo que la exportación máxima del nodo era 280 MW. Se puede observar que la exportación estuvo por encima del valor límite.

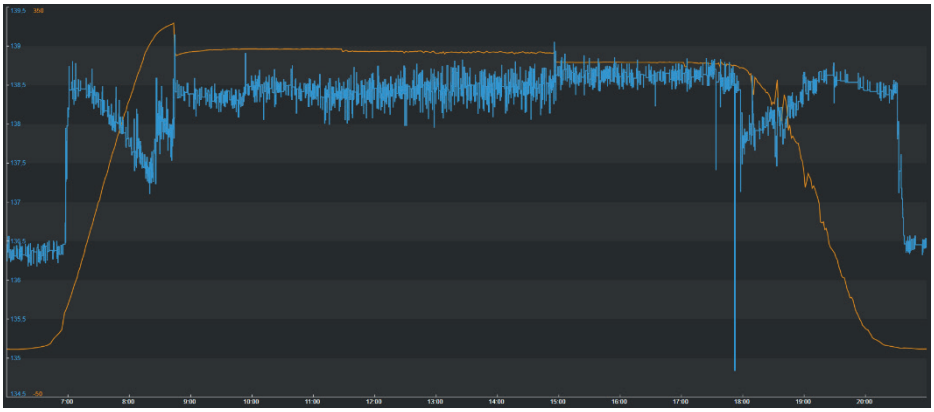


Ilustración 10. Potencia generada en el nodo Bauchaceta del día 09/12/2024.

Los datos provenientes del PMU están historizados solo hasta un mes de antigüedad, y los días correspondientes a las operaciones de interés son previos a ese periodo, lo que impide mostrar los datos obtenidos mediante el software que indicaba los momentos en los cuales comenzaban a detectarse pequeñas perturbaciones. Estas perturbaciones son las que desencadenan la decisión de aplicar restricciones a los parques solares.

Por otro lado, los datos obtenidos a través de la herramienta SOTR para esos días no muestran las pequeñas variaciones de tensión que podrían haber anticipado posibles oscilaciones, ya que estas variaciones son de muy corta duración y los datos de SOTR se historizan cada 10 segundos. Sin embargo, se observa que, aunque se encuentra por encima de los límites establecidos en los estudios previos, no se evidencian variaciones de potencia derivadas de oscilaciones, sino que las fluctuaciones observadas al final de las curvas corresponden a las variaciones propias del recurso.

3.3 Comparaciones

Para realizar una comparación adecuada y resaltar las mejoras en las exportaciones del nodo, se puede observar que en ambas condiciones se logra un incremento significativo en la exportación.

En la condición N, operando con generación térmica y con generación hidráulica típica del área, la exportación aproximada respetando los límites establecidos es de alrededor de 295 MW (siempre operando por debajo de los límites de seguridad). Sin embargo, al incorporar la supervisión mediante el PMU, esta exportación aumentó a un rango de entre 300 y 320 MW, lo que implica un incremento de entre el 2% y el 8% respecto al límite de operación.

Por otro lado, en condiciones sin generación térmica y con generación hidráulica típica, la exportación aproximada respetando los límites indicados es de aproximadamente 275 MW. Con la supervisión mediante

el PMU, este valor sube a un rango de entre 290 y 315 MW, lo que representa un aumento de entre el 7% y el 17% del límite de exportación.
Según los informes mensuales que realiza CAMMESA sobre la generación solar y tomando como referencia el mes de noviembre el factor de carga de los parques solares del nodo es el siguiente:

Nombre	P media generada/instalada	Factor de Carga
F.V. Guañizuil	34,4 MW/ 80MW	43,0%
F.V. Guañizuil 2A	41,6 MW/ 100MW	41,6%
F.V. Zonda	40,4 MW/ 100MW	40,4%
F.V. Tocota 3	11,3 MW/ 60MW	18,8%

Tabla 2. Potencia media e instalada y Factor de Carga de los PP.SS.FF.VV. Guañizuil, Guañizuil 2A, Zonda y Tocota 3

Se puede observar en la tabla que el factor de carga del parque solar Tocota III es significativamente menor a los demás parques, esto se debe a que por temas contractuales es el parque que menor prioridad de despacho tiene por lo cual es el parque que primero baja su generación en caso de oscilaciones. De no aplicarse esta metodología de trabajo con los PMU su factor de carga seria alrededor de 15% y su potencia media generada seria de alrededor de 9 MW lo cual es una disminución considerable respecto a lo real.

3.4 Graficas observadas desde el PMU

En este apartado, se presenta un análisis de la operación del nodo, mostrando los datos de potencia y tensión obtenidos en tiempo real desde el PMU. La gráfica adjunta muestra la evolución de la potencia y la tensión en 33 kV del P.S.F.V. Tocota 3, representadas en color verde.
Se observa que, durante un día de operación normal, se detectan oscilaciones de tensión de hasta 2 kV a las 08:51. Ante esta situación, se toma la acción operativa de limitar la generación del nodo y se observan que se incrementan las oscilaciones hasta que los generadores acatan las órdenes enviadas y reducen su generación, lo que genera atenuación significativa de las oscilaciones de tensión.
Es destacable que, desde la detección del fenómeno hasta la atenuación de las oscilaciones, solo transcurren 6 minutos, lo que demuestra la efectividad de la acción operativa implementada.

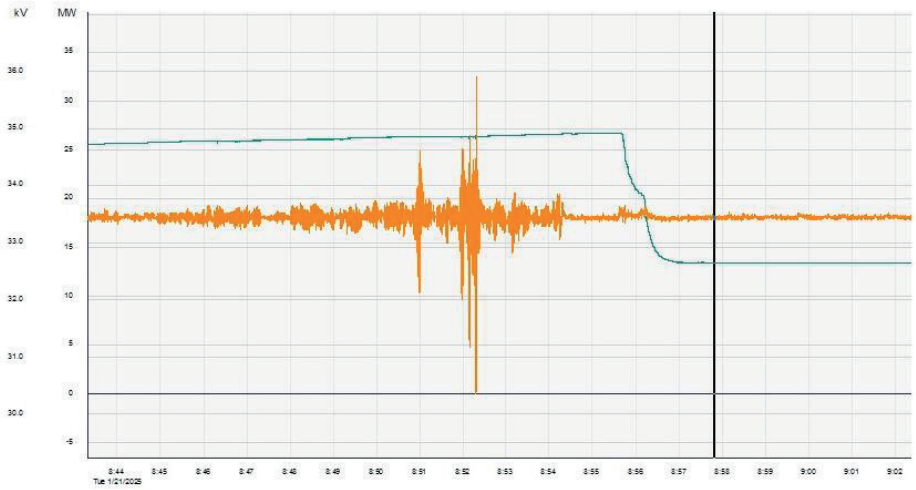


Ilustración 11. PMU en Tocota 3 del día 21/01/2025.

4 CONCLUSIONES

Estos resultados demuestran la importancia de contar con herramientas de monitoreo avanzadas, como el PMU, que permiten maximizar la exportación dentro de los límites seguros aumentando desde el 2% hasta un 17% por momentos, mejorando la eficiencia operativa del sistema.

Los límites de transporte no logran abarcar la totalidad de escenarios de generación, perfiles de tensiones y configuraciones de la red. Esto causa que se tengan valores conservadores para cada caso. Si se tomase en cuenta estos valores como límites, se limitaría excesivamente la potencia transmitida por las líneas, causando grandes pérdidas de generación.
Se encontró que, en algunos casos, las oscilaciones aparecen en forma intempestiva, dejando sin tiempo a los Operadores para tomar acciones de control, por lo que se recomienda automatismos de limitación de emergencia en caso de sobretensiones elevadas.
Esto confirma la que la utilización de los PMU en tiempo real es de utilidad en los centros de control para las áreas que presentan estos tipos de problemas ya que permiten acciones rápidas antes de sucesos que se puedan observar mediante SOTR.

5 CITAS BIBLIOGRÁFICAS

Mapas de Irradiancia Solar Directa e Irradiancia Global Horizontal | Argentina.gob.ar

NationalRenewableEnergyLaboratory (NREL)

Informe Mensual – Generación Renovable Variable | CAMMESA

XX ERIAC
VIGÉSIMO ENCONTRO
REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRE
Ciudad del Este, Paraguay
25 a 29 de maio de 2025
C2.11_3501

Comitê de Estudos C2 – Operação e controle de sistemas de potência

ESTIMADOR DE ESTADOS E DE TOPOLOGIA DE REDES ELÉTRICAS BASEADO EM PMUS

L.K. ANTUNES*
UFPR
Brasil
leonardoantunes@ufpr.br

O.L. TORTELLI
UFPR
Brasil
odilonluis@ufpr.br

E.M. LOURENÇO
UFPR
Brasil
elizete@ufpr.br

Resumo *– A inserção cada vez maior de unidades de medição fasorial (PMUs) nos sistemas elétricos tem sido acompanhada por aprimoramentos e novas soluções para estimadores de estado. Este trabalho tem como objetivo desenvolver estimador de estados e de topologia linear baseado exclusivamente em medições provenientes de PMUs. Para tanto, propõe-se a representação explícita de chaves e disjuntores de subestações previamente selecionadas adaptada a novas variáveis de estado, garantindo a linearidade entre medidas e estados. De forma a demonstrar a viabilidade e eficiência do estimador de estados e topologia proposto, utilizou-se de sistema baseado em rede real 69-230 kV na região de Curitiba.*

Palavras-chave: Estimação de estados generalizada – Estimação de estados linear – Unidades de medição fasorial – Método do Tableau Esparso

1 INTRODUÇÃO

A estimação de estados (EE) é a principal ferramenta para modelagem em tempo real de sistemas elétricos de potência, sendo fundamental para atividades de operação e controle. Desde a sua proposição em 1970 [1], a EE foi enriquecida por diversos avanços teóricos e melhorias práticas [2]. Dentre elas o desenvolvimento e disseminação das unidades de medição fasorial, PMU, (do inglês, *phasor measurement unit*). Uma PMU é um dispositivo ou função em um dispositivo multifunção capaz de medir fasores sincronizados de grandezas elétricas por meio de sinais de tensão e corrente e um sinal de sincronização [3].

Quando comparadas com medidores convencionais pertencentes ao sistema SCADA (do inglês *Supervisory Control and Data Acquisition*), as PMUs fornecem medidas mais precisas e com maior taxa de amostragem [2], [4]. E no contexto da EE, o uso de PMUs também proporciona maior redundância ao conjunto de medições, aprimora a observabilidade do sistema [4] e fornece medições diretas dos estados do sistema (magnitudes e ângulos das tensões nas barras). O uso de medições fasoriais sincronizadas na EE foi proposto de forma pioneira por Thorp, Phadke e Karimi [5] em 1985, e as primeiras PMUs só viriam a ser fabricadas em escala comercial na década seguinte [6].

Ao longo dos anos, foram propostas diferentes formulações capazes de incorporar as medições fasoriais sincronizadas aos estimadores de estado. Em [7], essas diferentes formulações são classificadas em três grupos: híbrido de estágio único; híbrido multiestágio; e PMU-exclusivo. A primeira abordagem faz uso de técnicas como fusão de dados de forma que tanto medidas provenientes do sistema SCADA como via PMUs sejam tratadas conjuntamente em um único processo de estimação de estados. Diversos trabalhos que fazem uso dessa abordagem são apresentados em [7]. Nesta formulação, mudanças significativas nos algoritmos de EE existentes são necessárias, uma vez que a maioria destes são baseados exclusivamente em medidas via SCADA [4]. Além disso, as diferentes taxas de amostragem entre medições via SCADA e via PMU se tornam um desafio. Já os estimadores de estado híbridos multiestágio utilizam mais de um processo de estimação de estados para contornar tais dificuldades. Nesses, em um primeiro estágio, um estimador de estados não-linear faz uso exclusivo das medidas via SCADA. A estimativa dos estados gerada no primeiro estágio é utilizada como dado de entrada num segundo estágio, que faz uso dessa informação em conjunto com as medidas via PMU para gerar uma nova estimativa dos estados. Técnicas como APSI (do inglês *A Priori State Infomation)*

*leonardoantunes@ufpr.br

e inferência Bayesiana são apresentadas em [4] e [8], respectivamente. Por fim, os estimadores PMU-exclusivo, como o próprio nome sugere, partem do princípio de que há observabilidade do sistema elétrico apenas com PMUs. Nesta formulação as medidas via SCADA não são utilizadas. A principal vantagem desta abordagem, proposta primeiramente em [9], decorre da relação entre as medidas e os estados se tornar linear, fazendo com que o problema de estimação de estados deixe de ser iterativo, otimizando recursos computacionais. Porém, ainda são poucos os sistemas que possuem observabilidade exclusivamente via PMUs. Além disso, esta última abordagem deixa de utilizar uma complexa infraestrutura de medidores já consolidada, constituída pelo sistema SCADA [10].

Os estimadores de estado que adotam a modelagem barra-ramo da rede, independentemente da abordagem utilizada, estão sujeitos a erros de topologia, sejam eles de inclusão ou exclusão de elementos de transmissão ou de configuração interna das subestações [11]. Tais erros são causados por informações incorretas referentes aos *status* de chaves e disjuntores, doravante denominados ramos chaveáveis, comprometendo diversas aplicações que fazem uso desta topologia [12]. Objetivando a caracterização estatística de erros de topologia, representam-se explicitamente os ramos chaveáveis, como proposto em [13] e [14], dando origem a estimação de estados generalizada (EEG) [15]. Nessa abordagem, que permite a modelagem do sistema elétrico no nível de seção de barras, estende-se o vetor de variáveis de estado, incluindo os fluxos de potência ativa e reativa através dos ramos chaveáveis como novas variáveis de estado. Além disso, informações decorrentes dos *status* dos ramos chaveáveis são incluídos no problema de estimação de estados como pseudomedidas [14] ou como medidas virtuais [12] e [16], possibilitando a expansão da modelagem para o nível de seção de barras em subestações pré-selecionadas, permitindo o processamento eficaz de erros de topologia. No contexto da estimação de estados, no nível de seção de barras, integrada com medidas fasoriais sincronizadas, processadores de topologia da rede e de erros grosseiros, baseados na ampla inserção de PMUs são apresentados em [17] e [18]

Nessa conjuntura, o presente trabalho dá sequência à proposta apresentada em [19], na qual foi desenvolvido estimador de estados linear generalizado, baseado exclusivamente no uso de medições fasoriais oriundas de PMUs, solucionado por meio de método dos mínimos quadrados ponderados sem restrições. O presente trabalho aprimora a proposta apresentada anteriormente fazendo uso da solução via método da Matriz Aumentada de Hachtel (método do Tableau Esparso), na qual as medidas virtuais são representadas por meio de restrições de igualdade, contornando os problemas de condicionamento numérico enfrentados na etapa anterior. Por fim, acrescentou-se etapa de pós-processamento estatístico de baixo custo computacional para se obter a estimativa da topologia da rede em estudo, configurando assim o estimador de estados e topologia proposto (EET-PMU).

2 ESTIMAÇÃO DE ESTADOS VIA SCADA

Esta seção apresenta breve revisão da formulação de EE via SCADA, tanto na sua forma convencional (modelagem barra-ramo) como na sua forma generalizada (modelagem no nível de seção de barra).

2.1 Estimador de estados convencional – modelagem barra-ramo

A EE estática convencional, em sistemas elétricos, que leva em consideração a modelagem barra-ramo da rede, consiste em um processo otimização, no qual deve-se minimizar a função objetivo $\boldsymbol{J(x)}$.

$$Min\, \boldsymbol{J}(\hat{\boldsymbol{x}}) = \frac{1}{2}[\boldsymbol{z} - \boldsymbol{h}(\hat{\boldsymbol{x}})]^T \boldsymbol{R}^{-1}[\boldsymbol{z} - \boldsymbol{h}(\hat{\boldsymbol{x}})] \quad (1)$$

onde $\boldsymbol{z}$ é o vetor de medições; $\boldsymbol{h(x)}$ é o vetor de funções que relaciona as medições $\boldsymbol{z}$ às variáveis de estado do sistema elétrico; a diferença entre $\boldsymbol{z}$ e $\boldsymbol{h(x)}$ é denominado resíduo de medição, $\boldsymbol{r}$; $\boldsymbol{R}$ é a matriz de variâncias das medidas; $\boldsymbol{x}$ é o vetor de variáveis de estado, formado pelos ângulos e magnitudes dos fasores de tensão das n barras do sistema, ou seja, $\boldsymbol{V}$ e $\boldsymbol{\theta}$; e $\hat{\boldsymbol{x}}$ representa o vetor de estados estimados.

Aplicando as condições de otimalidade em (1) obtém-se:

$$\boldsymbol{G}(\hat{\boldsymbol{x}}^k)\Delta\boldsymbol{x}^k = \boldsymbol{H}^T(\hat{\boldsymbol{x}}^k)\boldsymbol{R}^{-1}[\boldsymbol{z} - \boldsymbol{h}(\hat{\boldsymbol{x}}^k)] \quad (2)$$

onde $\boldsymbol{H}$ é a matriz Jacobiana de $\boldsymbol{h(x)}$; $\boldsymbol{G(x)}$ é denominada matriz ganho e definida por $\boldsymbol{H}^T(\boldsymbol{x})\boldsymbol{R}^{-1}\boldsymbol{H}(\boldsymbol{x})$; o indicador k se refere ao número de iterações e as estimativas dos estados são atualizadas até atingirem o critério de parada $\Delta\boldsymbol{x}^k \leq \varepsilon$, ou seja: $\hat{\boldsymbol{x}}^{k+1} = \hat{\boldsymbol{x}}^k + \Delta\boldsymbol{x}^k$.

2.2 Estimador de estados generalizado – modelagem no nível de seção de barras

Na estimação de estados generalizada, os ramos chaveáveis são representados explicitamente, sem a necessidade de recorrer a valores atípicos de suas impedâncias na formulação do problema. Com esse objetivo, os fluxos de potência ativa $\boldsymbol{t}$ e reativa $\boldsymbol{u}$, através dos ramos chaveáveis, são acrescentados ao vetor $\boldsymbol{x}$ como novas variáveis de estado. Dessa forma o vetor de variáveis de estado passa a ser formado por $\boldsymbol{V}$, $\boldsymbol{\theta}$, $\boldsymbol{t}$ e $\boldsymbol{u}$. Além disso, eventuais medidas de fluxos de potência através de ramos chaveáveis são representadas diretamente em função das novas variáveis de estado.
Além disso, informações sobre os *status* dos ramos chaveáveis podem ser incluídos como pseudomedidas na formulação tradicional apresentada na seção anterior, ou como medidas virtuais, incluídas na estimação de estados restrita como restrições operacionais [12] e [16]. Essas novas "medidas" se referem às condições operacionais advindas das posições fechada ou aberta de cada ramo chaveável modelado, como apresentado a seguir. Detalhes quanto a essa formulação são apresentados em [19].

3 ESTIMAÇÃO DE ESTADOS LINEAR VIA PMU

Nessa seção serão apresentadas formulações da estimação de estados considerando medições obtidas exclusivamente via PMUs, tanto na modelagem barra-ramo, já disponível na literatura, como na modelagem no nível de seção de barra. Como contribuição desse trabalho, apresenta-se o método da Matriz Aumentada de Hachtel (também denominado método do Tableau Esparso) aplicado na solução da estimação de estados generalizada linear via PMU. Adota-se a formulação PMU-exclusivo com o objetivo de tornar sempre linear a relação entre variáveis dependentes e variáveis de estado, fazendo com que o problema de estimação de estados deixe de ser iterativo, poupando recursos computacionais, sem prejuízos à precisão do estimador.

3.1 Estimador de estados linear via PMU: modelo barra-ramo (EE-PMU)

Na EE linear via PMUs com modelagem barra-ramo da rede elétrica, doravante referida como EE-PMU, o processo de otimização é similar ao realizado na EE convencional via SCADA, em que se deve minimizar a soma ponderada dos quadrados dos resíduos de medição, como definido em (1).
Considerando a forma retangular, o vetor de variáveis de estados $\boldsymbol{x}$ é representado pelas partes real e imaginária das tensões em cada barra do sistema, indicadas pelos sobrescritos r e i respectivamente, ou seja, $\boldsymbol{V}^r$ e $\boldsymbol{V}^i$. Já o vetor de medidas, $\boldsymbol{z}$, é formado pelas medidas de fasores de tensão, pelas medidas dos fluxos de corrente $\boldsymbol{I_f}$ e pelas medidas virtuais de injeções nulas de corrente $\boldsymbol{I_i}$.
As funções que compõem $\boldsymbol{h(x)}$, o vetor que relaciona as quantidades medidas às variáveis de estado, são então compostas pelas equações referentes as medidas de fasores de tensão, medidas de fasores de correntes nos ramos e pelas injeções de correntes nulas em barras de passagem. No caso das tensões, as funções serão as próprias variáveis de estado. Já os fluxos de corrente através de elementos de transmissão, como linhas e transformadores, bem como as injeções de correntes nulas em nós de passagem são relacionadas às variáveis de estado por meio de equações lineares, como apresentado em [19].
Dessa forma, o vetor $\boldsymbol{h(x)}$ é sempre linear e, portanto, pode ser expresso pelo produto $\boldsymbol{Hx}$, onde $\boldsymbol{H}$ é a matriz Jacobiana da EE-PMU. Devido às relações lineares entre as quantidades medidas e os estados, a matriz $\boldsymbol{H}$ é constante e, desde que não ocorram alterações de topologia ou nos parâmetros da rede, não há necessidade de calculá-la novamente para cada nova estimação [9].
Dessa forma, a formulação do problema de EE linear pelo método dos mínimos quadrados ponderados sem restrições pode ser descrita por:

$$Min\, \boldsymbol{J(x)} = \frac{1}{2}[\boldsymbol{z} - \boldsymbol{H\hat{x}}]^T \boldsymbol{R}^{-1}[\boldsymbol{z} - \boldsymbol{H\hat{x}}] \tag{3}$$

Aplicando as condições de otimalidade, obtém-se:

$$\boldsymbol{G\hat{x}} = \boldsymbol{H}^T\boldsymbol{R}^{-1}\boldsymbol{z} \quad \text{onde} \quad \boldsymbol{G} = \boldsymbol{H}^T\boldsymbol{R}^{-1}\boldsymbol{H} \tag{4}$$

A solução da equação (4) fornece as estimativas para as partes real e imaginária das tensões nas barras, que podem facilmente ser convertidas para a forma polar, obtendo-se assim as estimativas para as magnitudes e os ângulos das tensões sem a necessidade de envolver qualquer processo iterativo.
Destaca-se que, diferentemente do que ocorre na estimação de estados via SCADA, em que se adota referência angular (normalmente arbitrando que o ângulo da tensão da barra de referência é igual a zero), na EE-PMU, uma vez que há medições diretas dos ângulos das tensões das barras, não é viável arbitrar valores de ângulos

para quaisquer barras, comprometendo a precisão das estimativas e até mesmo o processo de identificação de erros grosseiros [20].

3.2 Estimador de estados generalizado linear via PMU: modelo no nível de seção de barras (EEG-PMU)

Diferentemente da formulação apresentada anteriormente em [19] e fundamentando-se em [16], propõe-se a formulação do problema de estimação de estados generalizada linear via PMU como um problema de otimização restrito. Assim, as informações provenientes dos ramos chaveáveis, das barras de injeção nula e das medidas via PMUs são inseridas no método dos mínimos quadrados ponderados como restrições de igualdade.

De forma similar a metodologia apresentada em [19], considera-se a representação da rede no nível de seção de barras, onde os ramos chaveáveis associados às subestações previamente selecionadas são explicitamente representados. Ainda, o vetor de variáveis de estado é expandido, porém, adotam-se as correntes, e não os fluxos de potência, através dos ramos chaveáveis como novas variáveis de estado, dando continuidade à abordagem apresentada em [19], o que garante a relação linear entre variáveis de estado e medidas. Assim, o vetor de estados passa a contemplar não somente os fasores das tensões nas barras do sistema, mas também os fasores das correntes que fluem através dos ramos chaveáveis representados no modelo da rede elétrica. Logo, o vetor de estados passa a ser descrito por:

$$\boldsymbol{x_{GEN}} = [\boldsymbol{V}^r, \boldsymbol{I}^r_{rch}, \boldsymbol{V}^i, \boldsymbol{I}^i_{rch}]^T \tag{5}$$

onde $\boldsymbol{I}^r_{rch}$ e $\boldsymbol{I}^i_{rch}$ são os vetores das partes reais e imaginárias das correntes nos ramos chaveáveis, respectivamente, e que formam o conjunto de novas variáveis de estado utilizado na estimação de estados na modelagem no nível de seção de barras.

Na abordagem proposta, deve-se incluir as informações referentes às condições de operação do sistema [12], ou seja, aos *status* fechado ou aberto dos ramos chaveáveis, como restrições operacionais adaptadas às novas variáveis de estado definidas em (5) e à representação retangular. Sendo assim, a posição fechada de um ramo chaveável é representada pela diferença nula entre os fasores de tensão de suas barras terminais, $\boldsymbol{V}_{km}$, ou seja:

$$\boldsymbol{V}^r_{km} = \boldsymbol{V}^r_k - \boldsymbol{V}^r_m = 0 \quad \text{e} \quad \boldsymbol{V}^i_{km} = \boldsymbol{V}^i_k - \boldsymbol{V}^i_m = 0 \tag{6}$$

Já a posição aberta é representada pelo fasor de corrente que flui através do ramo chaveável, $\boldsymbol{I}_{rch}$, nulo. Na forma retangular, tem-se:

$$\boldsymbol{I}^r_{rch} = 0 \quad \text{e} \quad \boldsymbol{I}^i_{rch} = 0 \tag{7}$$

Genericamente, as restrições operacionais são referenciadas na formulação restrita por $\boldsymbol{h_o}(\boldsymbol{x}) = 0$ [12], ou ainda na formulação restrita linear por $\boldsymbol{H}_o\boldsymbol{x} = 0$.

Deve-se incluir, também, as restrições ditas estruturais, referentes às configurações físicas da rede [12], como barras/nós de passagem cuja injeção de corrente é nula, mais comuns na modelagem da rede no nível de seção de barras. Seguindo a mesma estratégia das novas variáveis de estado, utiliza-se injeções de corrente nulas, ao invés de injeções de potência nula, para garantir a linearidade do problema. Dessa forma, em [19], propôs-se as seguintes expressões:

$$I^r_k = \sum_{m\in\Gamma_k}(G_{km}.V^r_m - B_{km}.V^i_m) + \sum_{l\in\pi_k} I^r_{kl} = 0 \tag{8}$$

$$I^i_k = \sum_{m\in\Gamma_k}(B_{km}.V^r_m + G_{km}.V^i_m) + \sum_{l\in\pi_k} I^i_{kl} = 0 \tag{9}$$

onde Γ_k é o conjunto de ramos conectados à barra k acrescentado da própria barra k; G_{km} e B_{km} são, respectivamente, as partes real e imaginária do elemento km da matriz admitância do sistema; π_k é o conjunto de ramos chaveáveis conectados ao nó k, e I^r_{kl} e I^i_{kl} são as próprias variáveis de estado associadas a cada ramo chaveável do conjunto π_k, na sua forma retangular.

As restrições estruturais podem ser escritas genericamente na formulação restrita por $\boldsymbol{h_e}(\boldsymbol{x}) = 0$ [12], ou ainda na formulação restrita linear por $\boldsymbol{H}_e\boldsymbol{x} = 0$.

Sendo assim, considerando as restrições operacionais e estruturais, o problema de otimização pelo método dos mínimos quadrados ponderados se torna um problema de otimização restrito, sendo descrito como:

$$\begin{aligned} Min \quad & \boldsymbol{J(x)} = \tfrac{1}{2}\boldsymbol{r}_m{}^T\boldsymbol{R}_m^{-1}\boldsymbol{r}_m \\ Sujeito\ a \quad & \boldsymbol{r}_m = \boldsymbol{z}_m - \boldsymbol{H}_m\widehat{\boldsymbol{x}} \\ & \boldsymbol{H}_e\widehat{\boldsymbol{x}} = 0 \\ & \boldsymbol{H}_o\widehat{\boldsymbol{x}} = 0 \end{aligned} \tag{10}$$

Atribui-se os multiplicadores de Lagrange $\boldsymbol{\lambda}_m$, $\boldsymbol{\lambda}_e$ e $\boldsymbol{\lambda}_o$ para as restrições, de forma que a função Lagrangeana do problema de estimação restrita apresentado em (10) pode ser expressa por:

$$\mathcal{L} = \tfrac{1}{2}\boldsymbol{r}_m{}^T\boldsymbol{R}_m^{-1}\boldsymbol{r}_m + \boldsymbol{\lambda}_m^T(\boldsymbol{z}_m - \boldsymbol{H}_m\widehat{\boldsymbol{x}} - \boldsymbol{r}_m) + \boldsymbol{\lambda}_e^T(-\boldsymbol{H}_e\widehat{\boldsymbol{x}}) + \boldsymbol{\lambda}_o^T(-\boldsymbol{H}_o\widehat{\boldsymbol{x}}) \tag{11}$$

De forma análoga ao realizado em [12], aplicam-se as condições de Karush-Kuhn-Tucker à função apresentada em (11) de forma a se obter uma solução ótima.

$$\frac{\partial\mathcal{L}}{\partial\boldsymbol{r}_m} = \boldsymbol{R}_m^{-1}\boldsymbol{r}_m - \boldsymbol{\lambda}_m = 0 \tag{12}$$

$$\frac{\partial\mathcal{L}}{\partial\boldsymbol{x}} = -\boldsymbol{H}_m^T\widehat{\boldsymbol{x}}\boldsymbol{\lambda}_m - \boldsymbol{H}_e^T\widehat{\boldsymbol{x}}\boldsymbol{\lambda}_e - \boldsymbol{H}_o^T\widehat{\boldsymbol{x}}\boldsymbol{\lambda}_o = 0 \tag{13}$$

$$\frac{\partial\mathcal{L}}{\partial\boldsymbol{\lambda}_m} = \boldsymbol{z}_m - \boldsymbol{H}_m\widehat{\boldsymbol{x}} - \boldsymbol{r}_m = 0 \tag{14}$$

$$\frac{\partial\mathcal{L}}{\partial\boldsymbol{\lambda}_e} = -\boldsymbol{H}_e\widehat{\boldsymbol{x}} = 0 \tag{15}$$

$$\frac{\partial\mathcal{L}}{\partial\boldsymbol{\lambda}_o} = -\boldsymbol{H}_o\widehat{\boldsymbol{x}} = 0 \tag{16}$$

A equação (12) pode ser aplicada à equação (14) de forma a substituir o termo $\boldsymbol{r}_m$. Assim, reescrevendo (14):

$$\frac{\partial\mathcal{L}}{\partial\boldsymbol{\lambda}_m} = \boldsymbol{z}_m - \boldsymbol{H}_m\widehat{\boldsymbol{x}} - \boldsymbol{R}_m\boldsymbol{\lambda}_m = 0 \tag{17}$$

As equações (13) a (17) podem ser reescritas na sua forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \boldsymbol{0} & \boldsymbol{H^T} \\ \boldsymbol{H} & \boldsymbol{R} \end{bmatrix}\begin{bmatrix} \widehat{\boldsymbol{x}} \\ \boldsymbol{\lambda} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{0} \\ \boldsymbol{z} \end{bmatrix} \tag{18}$$

onde $\boldsymbol{H} = [\boldsymbol{H}_m, \boldsymbol{H}_e, \boldsymbol{H}_o]^T$; $\boldsymbol{R} = diag[\boldsymbol{R}_m, \boldsymbol{0}, \boldsymbol{0}]$; $\boldsymbol{\lambda} = [\boldsymbol{\lambda}_m, \boldsymbol{\lambda}_e, \boldsymbol{\lambda}_o]^T$; e $\boldsymbol{z} = [\boldsymbol{z}_m, \boldsymbol{0}, \boldsymbol{0}]^T$.
Dessa forma, o problema de estimação de estados linear restrito apresentado em (10) pode ser resolvido usando o método da Matriz Aumentada de Hachtel, também denominado método do Tableau Esparso, que soluciona o sistema linear descrito em (18).

4 ESTIMATIVA DA TOPOLOGIA DA REDE

Como resultado do estimador de estados proposto, obtém-se as partes reais e imaginárias dos fasores de tensão em todas as barras do sistema, bem como dos fasores de corrente em todos os ramos chaveáveis modelados. A partir das estimativas dos fasores de corrente, pode-se inferir sobre os *status* dos ramos chaveáveis, se estes se encontram abertos ou fechados. É razoável assumir que através dos ramos chaveáveis abertos o fluxo de corrente será nulo. Porém, na presença de erros aleatórios e devido à natureza estatística do processo de estimação de estados, ocorre que tais fluxos de corrente estimados assumem valores muito baixos, porém não exatamente iguais a zero. Assim, como já discutido em [18], é necessário determinar qual valor de magnitude dessas correntes é suficientemente baixo para ser considerado nulo.
Em [16], etapa de pós-processamento é apresentada com o intuito de identificar corretamente os *status* dos ramos chaveáveis. De forma análoga ao que foi proposto em [16], propõe-se nesse trabalho que uma etapa de pós-processamento seja acrescentada ao algoritmo de EEG-PMU, porém, ao invés de lidar com fluxos de potência através dos ramos chaveáveis, analisam-se as magnitudes das correntes através dos referidos ramos. Essa etapa de pós-processamento se baseia em um teste de hipóteses, onde a hipótese estatística básica estabelece que o valor médio da magnitude da corrente em cada ramo chaveável é zero. Esta hipótese é testada contra hipótese alternativa, de acordo com a qual este valor é diferente de zero. O limiar a partir do qual os ramos chaveáveis são definidos como abertos ou fechados é definido por [16]:

$$\epsilon_f = \sigma_{d,i}N_{1-\frac{\alpha}{2}} \tag{19}$$

onde $\sigma_{d,i}^2$ é a variância das magnitudes das correntes através dos ramos chaveáveis; $N_{1-\frac{\alpha}{2}}$ é o $100\left(1-\frac{\alpha}{2}\right)$ percentil da distribuição normal padrão; e α é a probabilidade de falso alarme (adotada como 0,05) [16]. As variâncias $\sigma_{d,i}^2$ podem ser obtidas a partir da matriz de covariância dos erros de estimação $\overline{\boldsymbol{\Sigma}}$ definida a seguir [4] e [11].

$$\begin{bmatrix} -\overline{\boldsymbol{\Sigma}} & \overline{\boldsymbol{C}}^{\boldsymbol{T}} \\ \overline{\boldsymbol{C}} & \overline{\boldsymbol{V}} \end{bmatrix} \triangleq \begin{bmatrix} \boldsymbol{0} & \boldsymbol{H}^{\boldsymbol{T}} \\ \boldsymbol{H} & \boldsymbol{R} \end{bmatrix}^{-1} \tag{20}$$

Destaca-se que, para o estimador proposto, utilizam-se coordenadas retangulares. Logo a matriz $\overline{\boldsymbol{\Sigma}}$ contém as covariâncias dos erros de estimação em coordenadas retangulares. E os valores de interesse para o referido teste de hipótese são as variâncias das magnitudes das correntes através dos ramos chaveáveis. Sendo assim, a partir de $\overline{\boldsymbol{\Sigma}}$ e dos estados estimados $\hat{\boldsymbol{x}}$ em coordenadas retangulares, deve-se obter as variâncias $\sigma_{d,i}^2$ por meio de processo de transformação de coordenadas, como apresentado em [4]. A partir do teste de hipóteses se caracteriza o estimador de estados e de topologia proposto (EET-PMU), conforme fluxograma apresentado na Fig. 1.

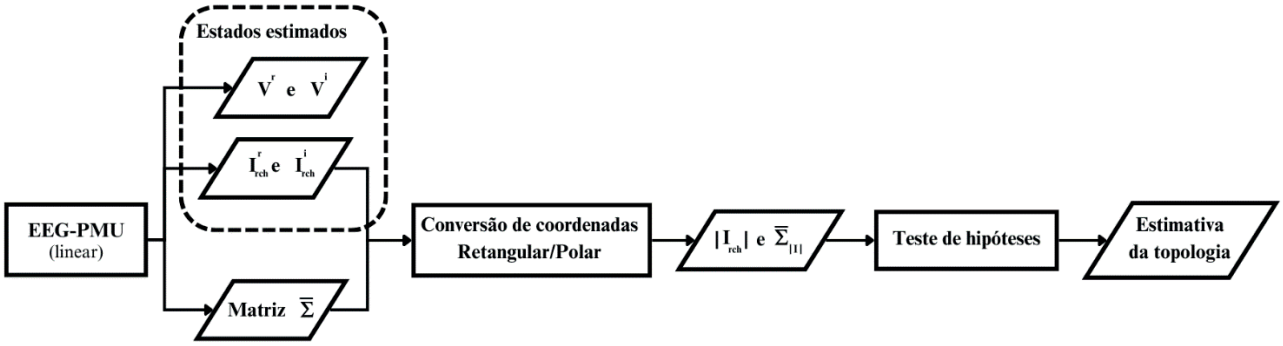


Fig. 1. Fluxograma EET-PMU.

5 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Esta seção apresenta a aplicação do EET-PMU proposto em sistema teste baseado em rede real 69-230 kV. Um estimador de estados baseado exclusivamente em medidas via SCADA é utilizado como referência para avaliar a performance da formulação proposta. A metodologia proposta foi implementada em *software* GNU Octave, versão 9.2.0.

Assume-se que os erros de medição são variáveis aleatórias gaussianas com média zero e desvio padrão calculado para refletir a precisão esperada do medidor. Para o estimador de estados via SCADA (EEG-SCADA), que será utilizado como referência, foram adotados os seguintes valores de desvio padrão para os medidores, conforme adotado em [11]: 0,008 p.u. para medidas de fluxo de potência; 0,001 p.u. para medidas de injeção de potência; e 0,004 p.u. para medidas de magnitude de tensão. Já para o EET-PMU, em consonância com diversos trabalhos que abordam a EE-PMU, adotam-se os valores de desvio padrão para as medidas via PMU apresentados em [21]: 0,002 p.u. para medidas de magnitudes de tensão e corrente; e 0,0017 radianos para medidas de ângulos dos fasores de tensão e corrente.

O erro médio quadrático dos estados estimados é utilizado como métrica para avaliar a precisão da formulação proposta.

$$EMQ = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n}(x_i - \hat{x}_i)^2}{n}} \tag{21}$$

onde $\hat{x}_i$ é o valor estimado do estado; x_i é o valor real do estado; n é o número de barras do sistema. Adotam-se como valores reais dos estados, x_i, os resultados de fluxo de potência previamente calculados. Objetivando validação estatística, foram realizadas 100 simulações de Monte Carlo.

O sistema teste apresentado é baseado em uma rede real localizada na região do município de Curitiba. Trata-se de um sistema de 69-230 kV, composto por 14 barras de tensão nominal igual a 230 kV e 41 barras de tensão nominal igual a 69 kV, representado na Fig. 2-(a). Escolheu-se a subestação denominada Umbará para ser modelada no nível de seção de barra, que possui configuração de barra dupla modificada com barramento de transferência, conforme Fig. 2-(b).

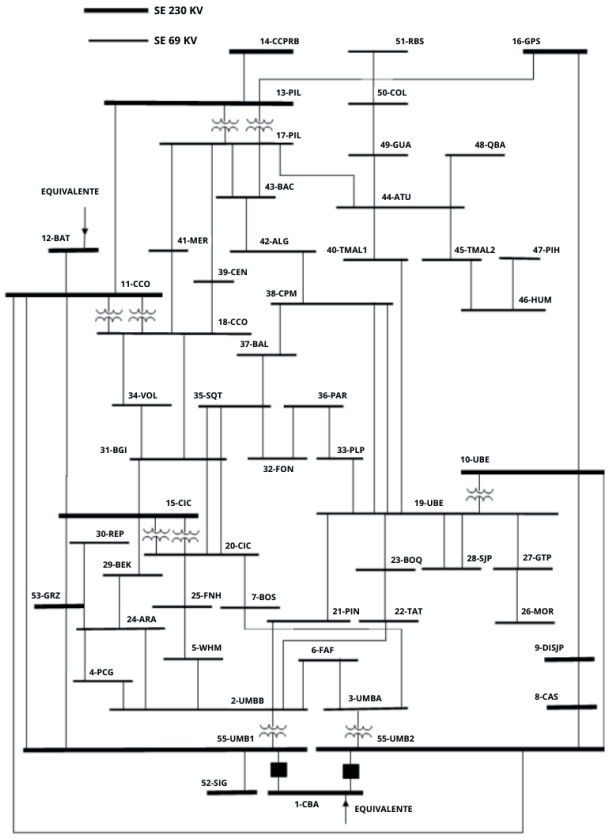


Fig. 2–(a). Curitiba 69-230 kV [22].

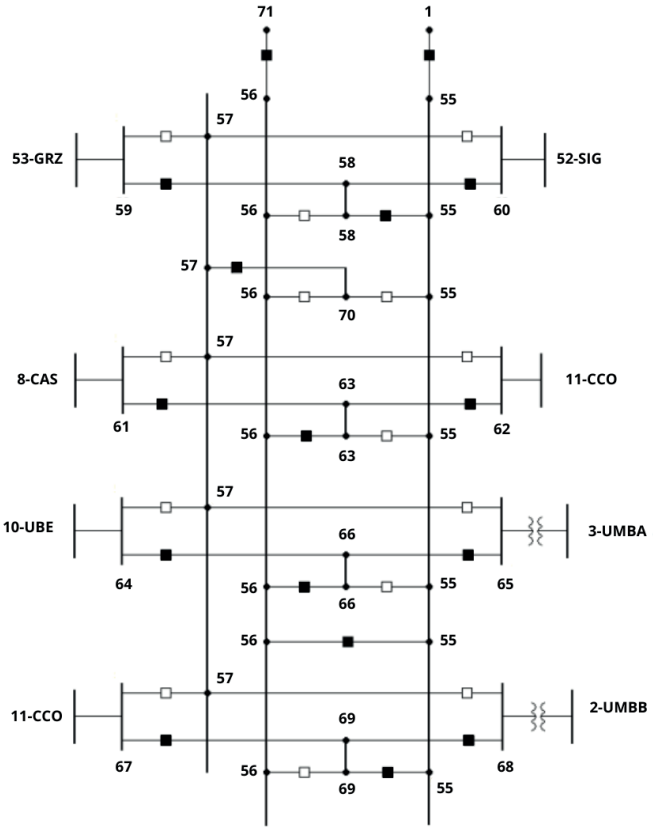


Fig. 2–(b). Modelagem SE Umbará [22].

A Tabela I apresenta os erros médios quadráticos para os estados estimados do sistema teste, tanto para o EEG-SCADA como para o EET-PMU proposto.

TABELA I. ERRO MÉDIO QUADRÁTICO
Curitiba 69-230 kV

	EEG-SCADA	**EEG-PMU**
Erro médio quadrático	$1{,}3666 \cdot 10^{-4}$	$3{,}5848 \cdot 10^{-5}$

Pode-se verificar pelos resultados apresentados na Tabela I, que o erro médio quadrático resultante da formulação proposta, para uma amostra de 100 simulações, é aproximadamente quatro vezes menor do que aquele resultante do estimador de estados via SCADA. Tal resultado reflete a maior acurácia proporcionada pelas PMUs e demonstra a aplicação da formulação proposta em sistemas baseados em redes reais.

Estimados os estados, processou-se o teste de hipóteses proposto para cada simulação de Monte Carlo, o que resultou na estimativa do *status* de cada ramo chaveável do sistema. Pôde-se verificar que a etapa de pós-processamento proposta foi capaz de estimar corretamente os *status* de todos os ramos chaveáveis, porém, colocando sob suspeita os *status* dos ramos chaveáveis fechados localizados entre as barras 56-71 e 57-70. Verifica-se que, para a configuração em análise, os ramos chaveáveis entre 56-70 e 55-70 se encontram abertos, de forma que não há fluxo de corrente através do ramo chaveável 57-70. Percebe-se também pelo resultado do fluxo de potência que as cargas conectadas ao barramento 56 são alimentadas por meio da conexão 55-56, de modo que o fluxo de corrente em 56-71 também seja nulo. A ausência de fluxo de corrente através de um ramo chaveável corretamente informado como fechado acarreta sua colocação sob suspeita. Uma possível forma de contornar tal situação é a presunção de veracidade da hipótese original acerca dos *status* dos ramos chaveáveis cujas correntes estimadas são nulas, o que não comprometeria o resultado das estimativas nem a segurança da operação.

Na sequência, de forma a verificar a performance do teste de hipóteses proposto, como possível ferramenta de detecção de erros de topologia, inseriu-se propositalmente informações incorretas referentes aos *status* de ramos chaveáveis. Foram simulados quatro casos: erro no *status* do ramo chaveável entre as seções de barra 55 e 63; 56 e 58; 56 e 70; e 57 e 59. Tais ramos chaveáveis se encontram abertos, porém foram inseridas ao EET-PMU informações incorretas de que estes ramos se encontrariam fechados. Novamente, objetivando a validação estatística dos resultados, foram realizadas 100 simulações de Monte Carlo para cada caso. A Tabela II apresenta a porcentagem com o qual o teste de hipóteses foi capaz de identificar corretamente o ramo chaveável com *status* errôneo

TABELA II. TESTE DE HIPÓTESES
Curitiba 69-230 kV

	Ramo 55-63	**Ramo 56-58**	**Ramo 56-70**	**Ramo 57-59**
Percentual de acerto	100%	99%	100%	100%

Percebe-se elevado percentual de acerto para o teste estatístico proposto para identificar ramos chaveáveis erroneamente identificados como fechados.

6 CONCLUSÃO

Esse trabalho apresenta um estimador de estados e de topologia baseado exclusivamente em medidas provenientes de PMUs, formulado em coordenadas retangulares, e tem como principal contribuição a sua formulação como um problema de otimização com restrições, e a proposição de um pós-processamento baseado em teste estatístico capaz de permitir a estimativa dos *status* de ramos chaveáveis. O estimador de estados e de topologia proposto mantém sempre linear a relação entre as variáveis dependentes e as variáveis de estado, fazendo com que o problema de estimação de estados deixe de ser iterativo, otimizando recursos computacionais.

A formulação da estimação de estados generalizada como um problema de otimização restrito permite o uso de informações referentes às condições de operação e configurações físicas da rede como restrições de igualdade, que quando implementada resulta em melhorias no condicionamento numérico da matriz de coeficientes.

Simulações foram realizadas e os resultados apresentados confirmam a aplicação do método proposto à estimação de estados exclusivamente baseada em PMUs. Foi utilizado um sistema baseado em rede real, 69-230 kV, na região de Curitiba, atestando a validade do método para sistemas reais. O estimador de estados e topologia também foi capaz de verificar com alto grau de precisão *status* incorretos de ramos chaveáveis na subestação modelada.

A continuidade das pesquisas desse trabalho contempla a inclusão de informações *a priori* à formulação restrita do método dos mínimos quadrados ponderados e extensão da modelagem proposta considerando a modelagem trifásica da rede.

7 AGRADECIMENTOS

Esse trabalho contou com o apoio financeiro do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES).

8 REFERÊNCIAS

[1] F.C. Schweppe and J. Wildes, “Power System Static-State Estimation, Part I: Exact Model.”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, pp. 120-125, Jan. 1970.

[2] A. Gómez-Expósito, A. Abur, A. De La Villa Jaen and C. Gomez-Quilles, “A multilevel state estimation paradigm for smart grids.”, *Proceedings of the IEEE*, pp. 952-976, Jun. 2011.

[3] IEEE/IEC “IEEE/IEC International Standard – Measuring relays and protection equipment – Part 118-1: Synchrophasor for power systems - Measurements.”, *IEC/IEEE 60255-118-1:2018*, pp. 1-78, Dec. 2018.

[4] D.M. Bez, A.S. Costa, L.B. Ascari and E. Zanlorensi Junior, “A Block Version of Orthogonal Rotations for Improving the Accuracy of Hybrid State Estimators.”, *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 4432-4444, Nov. 2020.
[5] J.S. Thorp, A.G. Phadke and K.J. Karimi, “Real Time Voltage-Phasor Measurements for Static State Estimation.”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, pp. 3098-3106, Nov. 1985.
[6] A.G. Phadke and T. Bi, “Phasor measurement units, WAMS, and their applications in protection and control of power systems.”, *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, pp. 619-629, Jul. 2018.
[7] P.E.D.C. Bundoc and J.R.C. Orillaza, “PMU-based Distribution System State Estimation”, in *TENCON 2018 -2018 IEEE Region 10 Conference,* Jeju, Oct. 2018.
[8] J.A.D. Massignan, J.B.A. London Jr., M. Bessani, C.D. Maciel, R.Z. Fannucchi and V. Miranda, “Bayesian Inference Approach for Information Fusion in Distribution System State Estimation”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, pp. 526-540, Jan. 2022.
[9] J.S. Thorp, A.G. Phadke and K.J. Karimi, “State Estimation with Phasor Measurements.”, *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 233-238, Feb. 1986.
[10] A.S. Costa, A. Albuquerque and D.M. Bez, “An Estimation Fusion Method for Including Phasor Measurements Into Power System Real-Time Modeling.”, *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1910-1920, May. 2013.
[11] A. Abur, A. Gómez-Expósito, *Power System State Estimation Theory and Implementation*. New York, NY: Marcel Dekker, 2004.
[12] E.M. Lourenço, “Análise de Observabilidade e Identificação de Erros de Topologia na Estimação de Estados Generalizada.”, *Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina*, pp. 1-140, Nov. 2001.
[13] A.J. Monticelli and A.V. Garcia, “Modeling zero impedance branches in power system state estimation.”, *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1561-1570, Nov. 1991.
[14] A.J. Monticelli, “Modeling circuit breakers in weighted least squares state estimation.”, *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1143-1149, Aug. 1993.
[15] O. Alsaç, N. Vempati, B. Sttot and A.J. Monticelli, “Generalized state estimation.”, *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1069-1075, Aug. 1998.
[16] K.A. Clements and A.S. Costa, “Topology error identification using normalized Lagrange multipliers.”, *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 347-353, May. 1998.
[17] T. Yang, H. Sun and A. Bose, “Transition to a Two-Level Linear State Estimator – Part II: Algorithm.”, *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 54-62, Feb. 2011.
[18] K.D. Jones, J.S. Thorp and R.M. Gardner, “Three-Phase Linear State Estimation Using Phasor Measurements.”, in *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Vancouver, Jul. 2013.
[19] L.K. Antunes, E.M. Lourenço, O.L. Tortelli and A.B. Santos, “Estimador de Estados Generalizado Linear Baseado em Unidades de Medição Fasorial”, in *XXV Congresso Brasileiro de Automática*, Rio de Janeiro, Oct. 2024.
[20] A. Abur, “Impact of Phasor Measurements on State Estimation”, in *2009 International Conference on Electrical and Electronics Engineering – ELECO 2009*, Bursa, Nov. 2009.
[21] T.S. Bi, X.H. Qin and Q.X. Yang, “A novel hybrid state estimator for including synchronized phasor measurements”, *Electric Power Systems Research*, pp. 1343-1352, Aug. 2008.
[22] E. Nogueira, M.A.B.C. Silva, O.L. Tortelli and E.M. de Lourenço, “Estimação de estados generalizada desacoplada rápida”, *Espaço Energia*, pp. 10-19, 2018.

Comité de Estúdios C2 - Operación y control de sistemas de potencia

SISTEMA DE MONITOREO DEL ÍNDICE DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN EN TIEMPO REAL: INTEGRACIÓN DE PROCESAMIENTO SCADA, PMU, PYTHON Y GRAFANA

J. L. CABRERA*
COES
Perú
jcabrera@coes.org.pe

M. R. MONDRAGÓN
COES
Perú
mac.mondragon@coes.org.pe

A. HUERTA
COES
Perú
ahuerta@coes.org.pe

Resumen *– El artículo presenta la aplicación de una metodología innovadora para el cálculo del Índice de Estabilidad de Tensión (IET) en tiempo real, utilizando una arquitectura que integra el procesamiento SCADA, mediciones fasoriales, y herramientas avanzadas de software como Python, PostgreSQL y Grafana. Esta solución se ha implementado en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) de Perú, con el objetivo de mejorar el monitoreo de las condiciones de estabilidad del sistema de potencia.*

El sistema propuesto procesa datos de estimación de estado generados cada minuto, permitiendo a los operadores del Centro de Control visualizar en tiempo real la evolución del IET en las barras de carga críticas. Esto les otorga la capacidad de tomar decisiones preventivas y correctivas con antelación, minimizando el riesgo de fallos e interrupciones en el suministro eléctrico.

Además, el uso de software de código abierto ha proporcionado una infraestructura flexible y económica, que permite la integración de datos masivos y consultas rápidas para la visualización mediante dashboards interactivos. Los resultados obtenidos han demostrado la capacidad del sistema para identificar y gestionar eventos críticos de forma efectiva, contribuyendo a una mejora significativa en la estabilidad operativa del sistema eléctrico.

.

Palabras clave: Estabilidad de voltaje – Sincrofasores – SEIN - Monitoreo en tiempo real - Índice de estabilidad de tensión

1 INTRODUCCIÓN

En principio, es necesidad de la sala de control del COES poder monitorear los márgenes de estabilidad de tensión a lo largo de las barras de carga del SEIN [1] [2]. Para esto, es necesario el uso del Estimador de Estado, y es adecuado contar con mediciones fasoriales que permitan mejorar el proceso de estimación de estado.El estimador de estado del COES es el TNA (Transmission Network Analysis) del SCADA Spectrum Power 7, el cual brinda un flujo de potencia convergido en base a su proceso de estimación con una frecuencia de 1 minuto. Estos resultados se obtienen en el formato RAW, versión 32 del PSSE.
La arquitectura inicia en el servidor TNA del SCADA SP7, el cual exporta los archivos RAW hacia un servidor de la red corporativa del COES. Luego de este proceso, el proceso de cálculo ha sido implementado en Python, donde en primera instancia se realiza la lectura de los archivos RAW, y luego se aplica la metodología de cálculo para obtener el IET. Una vez obtenido el cálculo del IET para cada barra de carga del SEIN, se procede a almacenar estos resultados en una BD PostgreSQL.

2 METODOLOGÍA

2.1 Modelo de cálculo del Thevenin Equivalente para barras de carga

Consideremos un sistema de potencia general compuesto por barras de diferentes tipos: barras de carga, de transmisión y de generación, identificadas respectivamente con las letras L, T y G [3]. Para este sistema de potencia, se puede establecer la siguiente relación matricial que lo describe (1.1).

* jcabrera@coes.org.pe

$$\begin{bmatrix} i_L \\ i_T \\ i_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{LL} & Y_{LT} & Y_{LG} \\ Y_{TL} & Y_{TT} & Y_{TG} \\ Y_{GL} & Y_{GT} & Y_{GG} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_L \\ v_T \\ v_G \end{bmatrix} \quad (1.1)$$

De la igualdad (1.1) se puede obtener las siguientes ecuaciones (1.2) y (1.3) para la corriente asociada a las barras de carga i_L y barras de transmisión i_T.

$$i_L = Y_{LL} v_L + Y_{LT} v_T + Y_{LG} v_G \quad (1.2)$$

$$i_T = Y_{TL} v_L + Y_{TT} v_T + Y_{TG} v_G \quad (1.3)$$

De la ecuación (1.2) podemos obtener el valor de la tensión de transmisión v_T tal como se muestra en la ecuación (1.4) y luego reemplazando el valor de v_T en la ecuación (1.2) se obtiene la corriente de carga acorde a la ecuación (1.5).

$$v_T = {Y_{TT}}^{-1} i_T - {Y_{TT}}^{-1} Y_{TL} v_L - {Y_{TT}}^{-1} Y_{TG} v_G \quad (1.4)$$

$$i_L = \left[Y_{LL} - Y_{LT} {Y_{TT}}^{-1} Y_{TL}\right] v_L - \left[Y_{LT} {Y_{TT}}^{-1} Y_{TG} - Y_{LG}\right] v_G + Y_{LT} {Y_{TT}}^{-1} i_T \quad (1.5)$$

Ahora, en este punto es adecuado considerar que el i_T es un arreglo de valores iguales a cero, debido a que en una subestación de transmisión se desprecia alguna inyección o retiro de corriente, ya que esta se encuentra de paso, lo cual reduce la anterior ecuación (1.5) a la ecuación (1.6).

$$i_L = \left[Y_{LL} - Y_{LT} {Y_{TT}}^{-1} Y_{TL}\right] v_L - \left[Y_{LT} {Y_{TT}}^{-1} Y_{TG} - Y_{LG}\right] v_G \quad (1.6)$$

Por otra parte, podemos observar que el factor matricial que afecta a la tensión de la carga en la ecuación (1.6) es un componente de admitancia, al cual en la ecuación (1.7) procedemos a denominarlo ${Z_{LL}}^{-1}$, con lo cual la ecuación (1.6) se reescribe en la ecuación (1.8) y, procediendo a obtener la tensión en las barras de carga v_L, se procede a obtener la ecuación (1.9).

$${Z_{LL}}^{-1} = \left[Y_{LL} - Y_{LT} {Y_{TT}}^{-1} Y_{TL}\right] \quad (1.7)$$

$$i_L = {Z_{LL}}^{-1} v_L - \left[Y_{LT} {Y_{TT}}^{-1} Y_{TG} - Y_{LG}\right] v_G \quad (1.8)$$

$$v_L = Z_{LL}\left[Y_{LT} {Y_{TT}}^{-1} Y_{TG} - Y_{LG}\right] v_G + Z_{LL} i_L \quad (1.9)$$

Es apreciable que existe un factor adimensional que acompaña a la tensión de barras de generación v_G, el cual se conduce como un ponderado de la tensión de las barras de generación v_G hacia el efecto que se transmite hacia la tensión de las barras de carga v_L, factor que es representado en la ecuación (1.10). Con la reformulación realizada, obtenemos la ecuación (1.11)

$$H_{LG} = Z_{LL}\left[Y_{LT} {Y_{TT}}^{-1} Y_{TG} - Y_{LG}\right] \quad (1.10)$$

$$v_L = H_{LG} v_G + Z_{LL} i_L \quad (1.11)$$

Hasta este punto, es adecuado mencionar que en esta última ecuación matricial podemos ver reflejada una ecuación que enlaza los puntos de generación con las barras de carga a través del efecto del sistema de transmisión. Para poder observar a detalle la relación entre las barras de generación y las barras de carga en una barra de análisis, se procede a desarrollar la ecuación matricial en sus componentes, siendo la barra en análisis la barra *j*:

$$v_{L_j} = \sum_{k=1}^{M} H_{LG\,jk}\, v_{G_k} + \sum_{u=1}^{N} Z_{LL\,ju} i_{L_u} \tag{1.12}$$

Sea que en la barra *j* se tenga una demanda con una potencia aparente S_{L_j} , será adecuado escribir que $i_{L_j} = \left(\frac{S_{L_j}}{v_{L_j}}\right)^*$; con lo cual la ecuación anterior quedaría expresada de la siguiente forma:

$$v_{L_j} = Z_{LL\,jj}\left(\frac{S_{L_j}}{v_{L_j}}\right)^* + \sum_{u=1\,;u\neq j}^{N} Z_{LL\,ju} i_{L_u} + \sum_{k=1}^{M} H_{LG\,jk}\, v_{G_k} \tag{1.13}$$

Ahora bien, sea que para la barra en análisis v_{L_j} se conoce su thevenin equivalente, el cual tiene por voltaje thevenin E_{th} y por impedancia thevenin Z_{th}. En dicho sistema equivalente, es coherente plantear las siguientes igualdades:

$$v_{L_j} = E_{th} - i_{L_j} Z_{th} \tag{1.14}$$

$$v_{L_j} = E_{th} - \left(\frac{S_{L_j}}{v_{L_j}}\right)^* Z_{th} \tag{1.15}$$

Por lo cual, con una comparación de factores, es posible identificar a E_{th} y a Z_{th} para la barra *j*:

$$E_{th} = \sum_{u=1\,;u\neq j}^{N} Z_{LL\,ju} i_{L_u} + \sum_{k=1}^{M} H_{LG\,jk}\, v_{G_k} \tag{1.16}$$

$$Z_{th} = Z_{LL\,jj} \tag{1.17}$$

Con el conocimiento del Thevenin equivalente ya es posible hallar los márgenes operativos para la barra de carga en análisis acorde a las ecuaciones (1.6), (1.7) y (1.8), y con eso calcular su índice de estabilidad de voltaje, acorde a la ecuación (1.9).

$$P_{max} = \sqrt{\frac{V_s^4}{4X^2} - Q\frac{V_s^2}{X}} \tag{1.18}$$

$$Q_{max} = \frac{V_s^2}{4X} - \frac{P^2 X}{V_s^2} \tag{1.19}$$

$$S_{max} = \frac{(1-\sin(\theta))\, V_s^2}{2\cos^2(\theta) X} \tag{1.20}$$

$$IEV = Min\left\{\begin{matrix} 1 - \dfrac{P_{transmitida}}{P_{máximo\ transferible}} \\ 1 - \dfrac{Q_{transmitida}}{Q_{máximo\ transferible}} \\ 1 - \dfrac{S_{transmitida}}{S_{máximo\ transferible}} \end{matrix}\right\} \tag{1.21}$$

2.2 Monitoreo en tiempo real mediante integración SCADA y estimación de estado

El sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) proporciona datos fundamentales para el monitoreo y control del sistema eléctrico. Su función es adquirir tanto señales analógicas como digitales, lo

que permite tener una visión integral del estado operativo. Las señales analógicas, que representan variables continuas como tensiones, corrientes y potencias, son esenciales para la evaluación dinámica del sistema. Por otro lado, las señales digitales reflejan el estado de dispositivos discretos, como interruptores y alarmas, cuyo monitoreo es crucial para la protección del sistema. La adquisición de estas señales se realiza de dos maneras: mediante reclamo cíclico o por excepción. En el primer caso, los datos se recogen en intervalos de tiempo predefinidos, asegurando una actualización constante de la información, aunque con el posible inconveniente de generar datos redundantes. En el segundo caso, el sistema solo registra cambios significativos que superan un umbral establecido, lo que mejora la eficiencia en términos de almacenamiento y procesamiento de datos.

Adicionalmente, el SCADA realiza un post-procesamiento conocido como estimación de estado, que tiene como objetivo consolidar las mediciones disponibles para determinar el estado operativo más probable del sistema en un momento dado. Esta función es crítica, ya que filtra errores de medición y garantiza que las decisiones operativas se basen en datos confiables. Estudios recientes destacan que la estimación de estado no solo mejora la precisión en la supervisión, sino que también permite implementar funciones avanzadas de seguridad en tiempo real, consolidando al SCADA como un componente esencial para la operación segura y eficiente de los sistemas de potencia [4].

En el COES, el proceso de estimación de estado se ejecuta aproximadamente cada minuto, permitiendo mantener actualizada la información del sistema eléctrico. Durante este proceso, se reciben mediciones angulares de puntos de medición fasorial proporcionadas por el sistema WAMS (Wide Area Monitoring System), a través de un enlace basado en el protocolo IEC 104 [5] [6] [7]. Estas mediciones se envían de forma cíclica, pero con una reducción en la frecuencia de transmisión. El sistema WAMS, diseñado para operar con un ratio de 60 datos por segundo (dps), realiza un ajuste a 1 dps antes de enviar la información al sistema SCADA. Este downgrade en la tasa de muestreo es necesario para asegurar la compatibilidad con el SCADA, que trabaja con una menor frecuencia de actualización, optimizando así el intercambio de datos sin sobrecargar los procesos de recepción ni el post-procesamiento de la estimación de estado. Esta integración entre WAMS y SCADA mejora la capacidad de monitoreo y análisis, incrementando la precisión en la evaluación de la estabilidad del sistema en tiempo real [8] [9] [10].

El sistema SCADA opera en un entorno de ciberseguridad altamente controlado, donde se implementan estrictas medidas para proteger la integridad de los datos y del sistema eléctrico. Parte de esta estrategia de seguridad incluye la utilización de zonas desmilitarizadas (DMZ), que permiten la exportación segura de datos hacia la red corporativa, garantizando que la información pueda ser utilizada sin comprometer el núcleo del sistema operativo. Dentro de este entorno, el proceso de estimación de estado genera un resultado conocido como “Formato RAW”. Este archivo, estructurado en texto bajo el estándar de PSSE versión 32, contiene toda la información esencial del sistema de potencia estimado. Dicho archivo incluye los datos mínimos necesarios para que un usuario pueda llevar a cabo un análisis de flujo de potencia, permitiendo así replicar las condiciones estimadas del sistema en cualquier plataforma compatible. Esta capacidad de exportación facilita el análisis técnico detallado y la toma de decisiones estratégicas, sin necesidad de acceso directo al entorno operativo del SCADA, mejorando así la seguridad y eficiencia en la gestión del sistema eléctrico.

2.3 Consideraciones relevantes en el modelo de cálculo propuesto

Al iniciar el algoritmo, el primer paso es leer el archivo en formato RAW generado por el proceso de estimación de estado. Una vez cargado, se valida la estructura del sistema eléctrico representado, identificando si existen subsistemas aislados. Estos sistemas desconectados deben ser tratados de forma separada, lo que implica realizar cálculos paralelos para cada uno de ellos. Posteriormente, se procede a identificar las barras según su tipo: de carga, de transmisión y de generación. Esta clasificación es crucial para definir las condiciones iniciales del análisis de flujo de potencia.

En el caso de las barras de generación, el algoritmo evalúa los límites de potencia reactiva asociados a los generadores conectados. A partir de este análisis, se establece una condición calibrable, basada en un porcentaje predeterminado, que determina cuándo un generador debe dejar de ser considerado como una barra con control de tensión. Si los límites de potencia reactiva se superan, el generador pierde la capacidad de mantener el control de tensión en su barra, pasando a ser modelado únicamente como un generador de potencia activa y reactiva sin control sobre el voltaje. Este cambio en el estado del generador tiene implicaciones

importantes para el flujo de potencia, ya que afecta el comportamiento del sistema en términos de estabilidad de tensión y distribución de la carga reactiva.

A continuación, el algoritmo calcula los equivalentes de Thévenin para cada barra de generación, lo que implica obtener la impedancia equivalente y la tensión en circuito abierto para esas barras. Este cálculo es fundamental, ya que permite determinar la máxima potencia transferible por cada generador, según las ecuaciones que describen la relación entre la tensión, la impedancia equivalente y los límites de potencia del sistema. Una vez obtenidos estos valores, se procede a calcular el Índice de Estabilidad de Voltaje (IEV), utilizando la ecuación correspondiente. El IEV permite evaluar el margen de estabilidad del sistema eléctrico, indicando qué tan cerca se encuentra de condiciones críticas, como el colapso de tensión. Este índice es clave para la toma de decisiones operativas, ya que ofrece una métrica clara y cuantificable del estado de estabilidad de cada barra de generación dentro del sistema de potencia [11] [12] [13].

2.4 Arquitectura del sistema de monitoreo: Desarrollo, despliegue y visualización

Como entorno de trabajo para el desarrollo del algoritmo se seleccionó el software Python. La elección de este entorno se debe principalmente a su carácter de software de código abierto (Open Source), lo que permite flexibilidad y personalización sin restricciones de licencias. Además, Python es altamente versátil, destacándose por su capacidad para integrarse con diversas bases de datos y su extenso ecosistema de librerías especializadas. En el contexto de este trabajo, una ventaja clave es la disponibilidad de librerías capaces de leer y procesar archivos en formato PSSE versión 32, lo que simplifica considerablemente la extracción y manipulación de la información contenida en el archivo RAW generado por el sistema SCADA. Esta combinación de flexibilidad, accesibilidad y herramientas especializadas hace de Python una opción ideal para el desarrollo de soluciones avanzadas de análisis y monitoreo en sistemas de potencia.

La arquitectura implementada se basa en un programa desarrollado en Python, desplegado en un servidor en la nube de Oracle. Este servidor también aloja una base de datos PostgreSQL, que se utiliza para almacenar y gestionar los resultados del proceso. El programa de Python se ejecuta de manera cíclica, mediante una tarea automática configurada en el servidor, la cual se encarga de leer los archivos RAW generados por el SCADA. A partir de estos archivos, el programa procede a realizar los cálculos necesarios para obtener el Índice de Estabilidad de Voltaje (IEV) de cada barra de carga en el sistema.

El resultado de este proceso es una tabla que contiene los IEV calculados para todas las barras de carga. Esta tabla es posteriormente subida y registrada en la base de datos PostgreSQL, donde se actualizan los valores correspondientes a cada barra de carga con la información más reciente extraída del archivo RAW. Gracias al formato estándar del archivo, cada barra de carga puede ser identificada de manera única mediante un ID, lo que facilita la integración y actualización de datos en la base de datos. Esta estructura permite un monitoreo en tiempo real del índice de estabilidad, asegurando que las decisiones operativas se basen en datos precisos y actualizados.

El software Grafana se ha implementado como herramienta de visualización para el monitoreo del sistema eléctrico. Grafana, diseñado para la creación de dashboards interactivos, se instala en un servidor accesible a cualquier cliente autorizado de la organización a través de una red privada. Este software se configura para ejecutar consultas (querys) sobre la base de datos PostgreSQL, permitiendo acceder a la información actualizada sobre el índice de estabilidad de tensión y otros parámetros críticos.

Para optimizar el rendimiento de estas consultas, en la base de datos PostgreSQL se ha creado una tabla diseñada específicamente para mantener la información estructurada según distintos rangos temporales. Los datos se actualizan cíclicamente, con una resolución de un minuto para el día en curso y una resolución de cinco minutos para los últimos siete días. Esta estrategia garantiza que los querys ejecutados desde Grafana sean procesados con rapidez, evitando demoras en la carga de los dashboards.

Una vez configuradas las consultas, se procede a personalizar las visualizaciones y las alarmas para el centro de control. A través de los dashboards y las playlists de Grafana, los operadores pueden monitorear en tiempo real los índices de estabilidad, detectar condiciones críticas y recibir notificaciones inmediatas en caso de

eventos o desviaciones importantes. Esta solución mejora significativamente la capacidad de respuesta operativa y facilita una toma de decisiones más informada y oportuna.

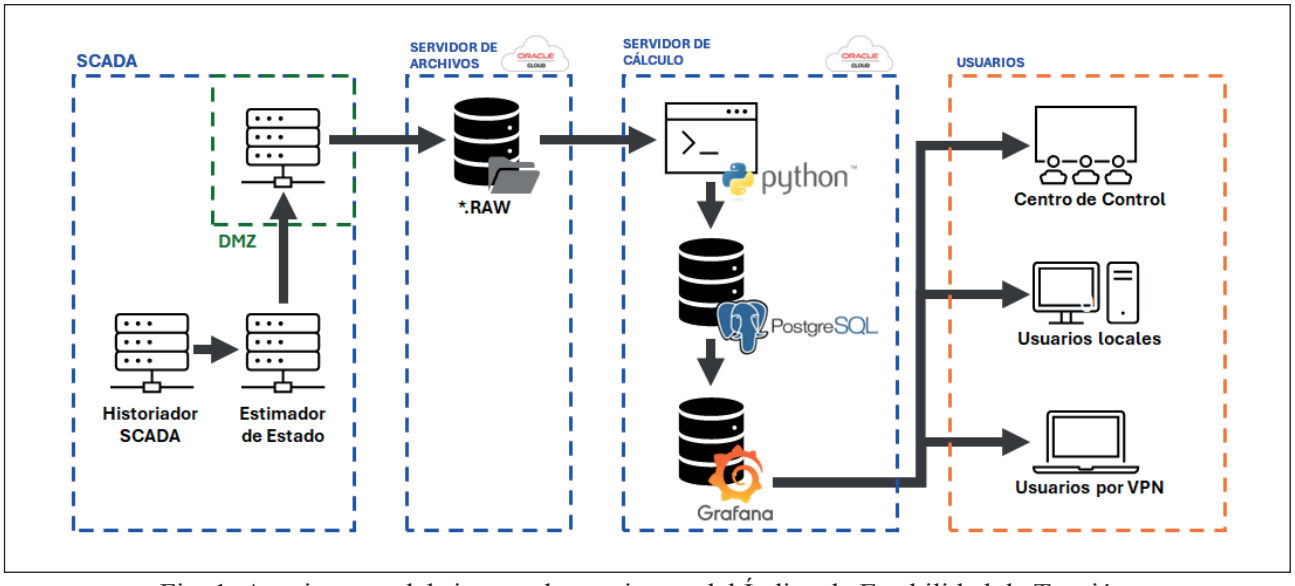


Fig. 1. Arquitectura del sistema de monitoreo del Índice de Estabilidad de Tensión

3 DESPLIEGUE DE LA APLICACIÓN

3.1 Interfaz de usuario

Para la interfaz de usuario en la sala de control del COES, se ha implementado un sistema dinámico que muestra las tendencias de las series de tiempo asociadas a las barras con menor Índice de Estabilidad de Tensión (IET). Este sistema permite visualizar en tiempo real las curvas que presentan mayor riesgo o exposición prolongada a la inestabilidad de tensión. Además, cuenta con un mecanismo de alarmas integrado, el cual, ante condiciones críticas, cambia automáticamente el gráfico principal para enfocarse en un grupo reducido de señales correspondientes a las barras más comprometidas. Esta funcionalidad mejora significativamente la conciencia situacional de los operadores, permitiendo una respuesta más rápida y precisa ante posibles contingencias.

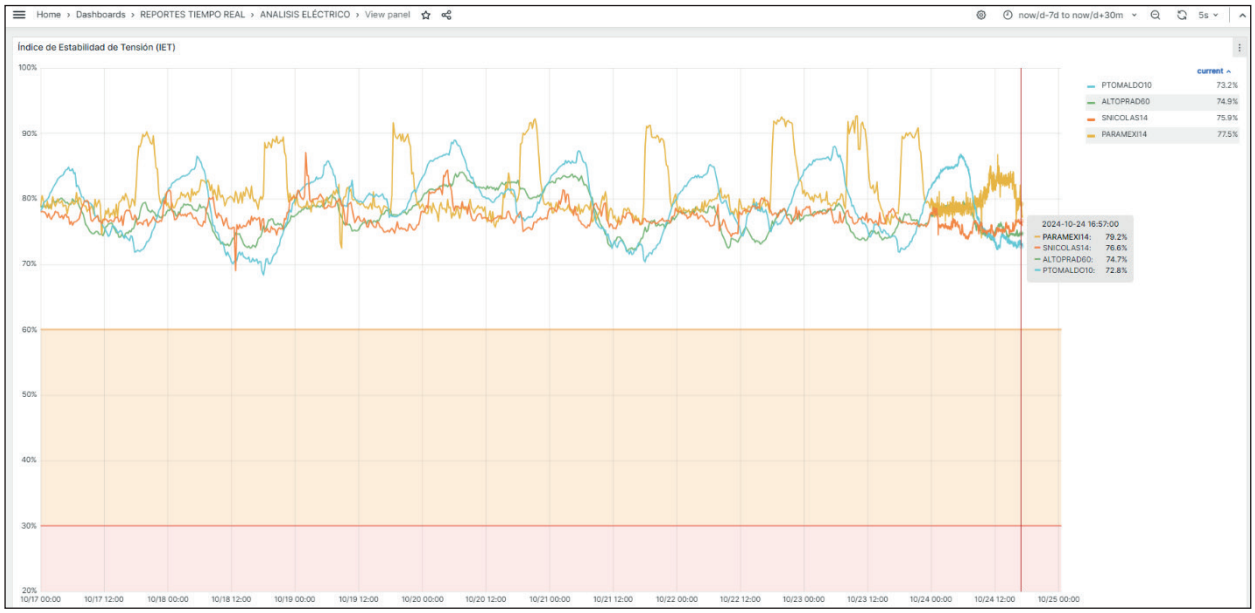


Fig. 2. Dashboard implementado en la interfaz de Grafana

4 RESULTADOS

El principal resultado que se ha percibido en la Sala de Control es monitorear la evolución temporal del IET para las barras con condiciones menos favorables en la regulación de tensión.

Como ejemplo, podemos comentar el evento del 10/07/2024, un escenario desfavorable para la estabilidad de la SE Mollendo 138 kV, donde por medio del sistema es inmediatamente detectable, así como ubicar la hora de inicio de este escenario, lo cual permite al operador relacionar alguna última maniobra o falla asociada al evento de exposición a la inestabilidad de tensión.

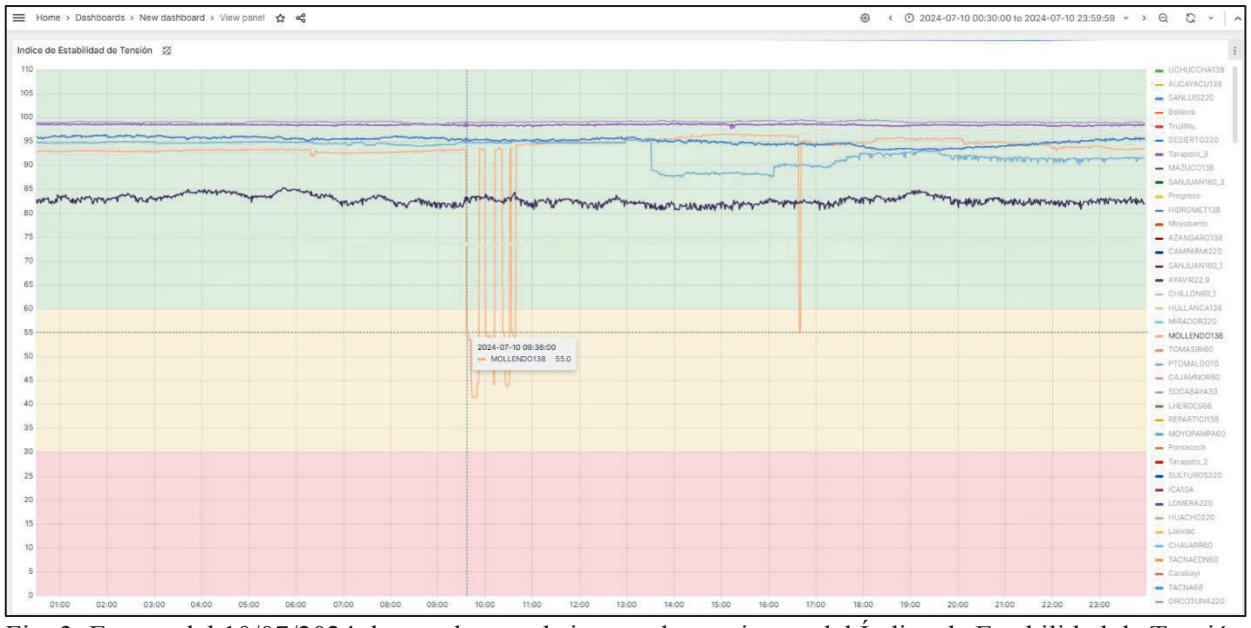


Fig. 3. Evento del 10/07/2024 detectado por el sistema de monitoreo del Índice de Estabilidad de Tensión

5 CONCLUSIONES

- En el presente trabajo se ha descrito desde el fundamento matemático, la arquitectura, los softwares utilizados y la experiencia en la construcción de un sistema de monitoreo del Índice de Estabilidad de Tensión en el Sistema Eléctrico Peruano.
- La correcta sincronización y ajuste de los datos de entrada desde el SCADA y el sistema WAMS aseguran que el cálculo del IET se realice con datos confiables y representativos del estado operativo. Esto es crucial para mantener una evaluación precisa de las condiciones del sistema en tiempo real.
- La incorporación de Grafana, junto con el cálculo cíclico del Índice de Estabilidad de Tensión (IET) con una frecuencia de un minuto, ha mejorado considerablemente la conciencia situacional en la sala de control. Esta solución permite a los operadores no solo reaccionar ante alarmas instantáneas, sino también analizar tendencias en el tiempo, lo que facilita la detección temprana de problemas potenciales y una mejor evaluación de la evolución de las condiciones críticas del sistema eléctrico. Gracias a esta mejora, se puede anticipar de manera proactiva la inestabilidad de tensión, optimizando la respuesta operativa.
- El uso de software de código abierto, como Python, PostgreSQL y Grafana, ha demostrado ser una solución altamente factible y eficiente para el análisis y monitoreo de sistemas eléctricos de potencia. La flexibilidad de estas herramientas permite una fácil personalización, integración con diferentes formatos de datos (como el estándar RAW de PSSE), y escalabilidad a costos reducidos. Además, su extenso ecosistema de librerías especializadas proporciona funcionalidades avanzadas que fortalecen tanto el cálculo de estabilidad de tensión como la visualización y gestión de datos en tiempo real, consolidando su aplicabilidad en entornos de operación críticos.

6 TRABAJOS FUTUROS

- Con la data obtenida en tiempo real, es posible realizar análisis comparativos para validar escenarios que fueron anticipados en estudios de gabinete o identificar situaciones no previstas durante la operación del sistema. Esto permitirá mejorar la precisión de los modelos de simulación y la planificación operativa, optimizando la gestión de riesgos y las estrategias de respuesta ante contingencias.
- La alta frecuencia de datos (actualización por minuto) permite implementar métodos de clusterización mediante técnicas de aprendizaje automático (machine learning). Estas técnicas pueden ayudar a identificar patrones y comportamientos recurrentes en las barras de carga, permitiendo predecir situaciones críticas antes de que se presenten, mejorando la proactividad en la operación.

7 REFERENCIAS

[1] Knight, U. G., «Voltage collapse - Experience and modelling,» *IET Conference Publications,* 1997.

[2] Cutsem, T. Van, «A comprehensive voltage security assessment,» *IEEE PES Winter Meeting Panel Session on Voltage Stability Limit Search,* 1998.

[3] Y. Gong, N. Schulz, A. Guzmán, «Synchrophasor-Based Real-Time Voltage Stability Index,» *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition,* pp. 1029 - 1036, 2006.

[4] Rakpenthai, C., Uatrongjit, S., Ngamroo, I., and Watson, N. R., «Weighted least absolute value power system state estimation using rectangular coordinates and equivalent measurement functions,» de *IEEJ Transactions on Electrical and Electronic Engineering*, 2011.

[5] A. Rendón, C. R. Fuerte y J.G. Calderón, «State Estimation of electrical power grids incorporating SCADA and PMU measurements,» *IEEE Latin America Transactions ,* vol. Vol 13, nº N° 7, July 2015.

[6] G. A. Ortiz, D. G. Colomé and J. J. Quispe Puma, «State estimation of power system based on SCADA and PMU measurements,» de *IEEE ANDESCON*, Arequipa, Peru, 2016.

[7] G.Paramo, A. Bretas, and S. Meyn, «Research Trends and Applications of PMUs,» *Energies,* 2022.

[8] Praviraj P. G., «Power System state estimation with phasor measurements,» de *Indian Institute of Technology Roorkee*, 2008.

[9] CIGRE Technical Brochure, «Wide Area Monitoring Protection and Control Systems – Decision Support for System Operators,» CIGRE Working Group C2.18, 2023.

[10] J. Kumar, J. N. Rai and N. Hasan, «Use of Phasor Measurement Unit (PMU) for large scale power system state estimation,» de *IEEE 5th India International Conference on Power Electronics (IICPE)*, Delhi, India, 2012.

[11] F. Mercede, J-C. Chow, H. Yan, R. Fischl, «A framework to predict voltage collapse in power systems,» *IEEE PES Winter Meeting,* 31 January 1988.

[12] F. Hu, K. Sun, A. Del Rosso, E. Farantatos, N. Bhatt, «Measurement-based real-time voltage stability monitoring for load areas,» *IEEE Transactions on Power Systems,* 2016.

[13] J. Zhao, W. Huang, Z. Fang, K. Li, Y. Deng, «On-line voltage stability monitoring and control (VSMC) system in Fujian power grid,» *IEEE Power Engineering Society General Meeting,* 2007.

Comitê de Estudos C2 - Operação e controle de sistemas de potência

PREDIÇÃO DE GERAÇÃO EÓLICA, SOLAR, E DEMANDA COM FRAMEWORKS BASEADOS EM ARQUITETURA DE LSTM - *LONG SHORT TERM MEMORY*

VICTOR NEUMANN*[1]
UFPR
Brasil
vneumann@ufpr.br

VICTORIO OXILIA
UNA
Paraguay
voxilia@pol.una.py

RAZER ROJAS
UFPR
Brasil
razer@ufpr.br

Resumo *– Este trabalho apresenta frameworks[2] baseados em Redes Neurais Recorrentes (RNR) com arquitetura Long Short-Term Memory (LSTM) para realizar predições da geração de energia solar fotovoltaica, energia eólica e demanda de energia. A arquitetura RNR-LSTM é a mais adequada para aprendizado de sequências, pois permitem aprender dependências de longo prazo sem que os gradientes da função de perda se desvaneçam. Os frameworks com a arquitetura LSTM foram aplicados a séries temporais multivariadas que incluem quatro anos de dados de geração e consumo de energia no mercado da Espanha entre os anos 2015 e 2019 com discretização horária. Os resultados mostram que os frameworks utilizados fazem estimativas de geração eólica, geração fotovoltaica e demanda, apresentando funções de perda entre 0 e 0,2% e RMSE (normalizados) entre 2,5 e 4,5% ao serem comparadas com os dados reais das séries temporais, podendo, assim, realizar as predições significativamente precisas.*

Palavras-chave: Inteligência Artificial - Rede Neural Recorrente - *Long Short-Term Memory* - Predição de Carga de Curto Prazo - Predição de Séries Temporais

1 INTRODUÇÃO

A tendência crescente dos Recursos de Energia Renovável (RER), e seu desenvolvimento rápido nos últimos anos, apresentam os principais desafios para os operadores de sistemas de energia [1]. Para acomodar esta nova matriz de geração de energia, os sistemas de energia são forçados a passar por uma rápida transformação [2]. A maioria dos RER, como a geração eólica e fotovoltaica são caracterizadas pela *variabilidade, imprevisibilidade* e *intermitência*, tornando difícil prever com precisão os níveis de geração, principalmente, no médio e longo prazost. A variabilidade, imprevisibilidade e intermitência na geração eólica e fotovoltaica, estão conceituados em [3].

Tais conceitos são relevantes para o planejamento e a gestão de sistemas elétricos que incorporam uma proporção significativa de energia renovável, como o sistema elétrico brasileiro [1]. Estratégias como o uso de tecnologias de armazenamento de energia, previsão avançada do tempo e técnicas de gerenciamento de demanda são aplicadas para mitigar os desafios associados à variabilidade, imprevisibilidade e intermitência na geração eólica e fotovoltaica [4].

A predição de geração eólica, de geração fotovoltaica, e de demanda são problemas a serem tratados no sistema de energia devido à sua importância na operação e controle estáveis e confiáveis da rede. Essas previsões são complexas e altamente desafiadoras devido à variabilidade, imprevisibilidade e intermitência das fontes eólica e solar, e da presença de uma variedade de cargas que não apenas são dinâmicas, mas também incertas. Como resultado, não é fácil modelar com precisão tanto a geração eólica e fotovoltaica, como a *carga agregada* ou seus comportamentos dentro dos limites de precisão permitidos [5]. A carga agregada é uma medida importante para o planejamento e operação eficiente do sistema elétrico. Ela pode

[1] Universidade Federal do Paraná - R. Pioneiro, 2153 - Palotina – PR - Brasil, CEP 85950-000

[2] Frameworks são estruturas ou plataformas de software que fornecem um conjunto de ferramentas, bibliotecas e regras padronizadas para facilitar o desenvolvimento de aplicações. Eles ajudam os desenvolvedores a trabalhar de forma mais eficiente, eliminando a necessidade de construir tudo do zero e promovendo consistência e boas práticas no código. Exemplos incluem o TensorFlow (para machine learning e redes neurais) e React (para interfaces de usuário).

variar ao longo do tempo devido a fatores como horário do dia, dias úteis ou finais de semana, condições climáticas, sazonalidade, entre outros.

O horizonte temporal para a previsão de carga de curto prazo varia de alguns minutos a várias horas e se concentra principalmente em apoiar a tomada de decisões nas operações e controle do sistema de energia. Uma predição precisa reduz as operações arriscadas e reduz os custos extras, como a compra excessiva de energia. Uma melhoria de alguns porcentos pode ter benefício monetário significativo e aumenta a segurança do sistema [6].

A predição sempre atraiu um grande número de pesquisadores, levando ao desenvolvimento de numerosos métodos [7, 8]. Esses métodos podem ser amplamente classificados como modelos estatísticos e modelos baseados em aprendizado de máquina/aprendizado profundo (ML/DL). Os modelos de ML/DL têm chamado a atenção nas últimas duas décadas e têm visto um rápido crescimento em seu desenvolvimento e aplicação.

Os métodos estatísticos principalmente compreendem os modelos de séries temporais de Box-Jenkins [7]. O problema desses modelos é que eles são adequados apenas para uma classe de processos específicos, ou seja, estacionária e ergódica [9], e também são modelos lineares. O modelo ARIMA (modelo autorregressivo-média móvel integrado), que é uma extensão do modelo ARMA (modelo autorregressivo de média móvel), incorpora a diferenciação da série temporal não estacionária para torná-la estacionária. O modelo ARIMA foi largamente utilizado para lidar com a não-estacionariedade de séries temporais.

Um *framework* de previsão de carga de curto prazo (STLF - *short-term load forecasting*) orientado para o Gerenciamento do Lado da Demanda (DSM - *Demand Side Management*), desenvolvido por [10], é adequado para condições de baixa demanda e disponibilidade inadequada de dados.

O algoritmo de retropropagação para treinamento de redes neurais foi proposto por [11], que facilitou o uso de Redes Neurais Artificiais (RNAs) na previsão de carga [12]. A rede neural recorrente (RNR), uma versão modificada da rede neural de propagação direta (*feed-forward*), é mais adequada para dados de séries temporais, mas possui inerentemente um problema de dissipação do gradiente da função de perda em relação aos parâmetros sendo treinados [13]. Schmidhuber e Hochreiter [14] propuseram a LSTM para aprender dependências de longo prazo sem dissipar os gradientes.

Kong et al. [15] propuseram um *framework* de previsão de carga de curto prazo baseado em LSTM para aprender os padrões de carga residencial, que são muito voláteis para prever. Uma comparação entre abordagens de aprendizado profundo (DL) e abordagens tradicionais (estatísticas) de séries temporais em [16] mostra que as técnicas baseadas em DL podem prever melhor as cargas residenciais apesar da incerteza.

A flexibilidade nas RNRs, como adicionar mais camadas, permite aprender padrões complexos. Chitala et al. [17] utilizaram uma LSTM de duas camadas e reduziram os erros de previsão em 20-45% em relação a métodos existentes, com maior robustez. Um *framework* híbrido combinando suavização exponencial e LSTM é proposto por [18]. A previsão envolve uma aprendizagem de sequência para sequência (seq-seq), sendo que [19] explora modelos seq-seq para previsão em edifícios comerciais. Outro trabalho recente sobre variantes de LSTM para melhor generalização é proposto por [20], que fornecem soluções para aprender sequências ainda mais longas com alta precisão, e é apropriado para séries temporais não estacionárias e com problemas com gradientes muito ruidosos e/ou esparsos.

Neste trabalho, os dados históricos brutos, que correspondem as séries temporais, são primeiro pré-processados e, em seguida, com base na autocorrelação e sazonalidade dos dados, são identificadas características de entrada conhecidas como variáveis atrasadas. As variáveis atrasadas ajudam o modelo LSTM a aprender melhor com base na representação oculta do espaço de características de entrada, melhorando assim a precisão da previsão em comparação com as LSTMs convencionais. As referências [21], [22] e [23] abordam a implementação dos *frameworks* RNR e LSTM com Scikit-Learn, Keras e TensorFlow, que são utilizados nas implementações dos *frameworks* LSTM propostos neste trabalho, e que foram codificadas na plataforma Colab (Colaboratory) do Google.

2 METODOLOGIA

A inteligência artificial pode ser uma ferramenta que pode contribuir na gestão do sistema de energia e, mais ainda, na operação das redes elétricas inteligentes que incluam os RERs. Este trabalho apresenta o relatório técnico da implementação dos *frameworks* para predição da geração e demanda de energia a curto e médio prazos, baseados na arquitetura de LSTM, levando em consideração várias irregularidades nas periodicidades contidas nos dados.

2.1 Descrição dos dados

As séries temporais multivariadas utilizadas neste trabalho incluem quatro anos de dados de geração e consumo de energia no mercado da Espanha entre os anos 2015 e 2019, com discretização horária (35 mil instâncias), fornecido num arquivo .csv que foi importado de [24]. As 29 colunas de dados originais do arquivo estão listadas em geração real e predita por tipo de fonte, consumo real e predito em megawatts (MW) e preço real e predito listados em Euros, conforme segue:

- discretização de tempo horária: 1 coluna;
- geração real por tipo de fonte primária (MW): 21 colunas;
- geração predita (dia+1) para eólica (onshore e offshore) e solar (MW): 3 colunas;
- consumo real (MWh): 1 coluna;
- consumo predito (dia + 1) (MWh): 1 coluna;
- preço real em €/MWh (euros): 1 coluna; • preço predito dia+1): em €/MWh: 1 coluna.

Devido a que o arquivos de dados de origem tem algumas colunas que possuem tipos de dados mistos, foi necessário forçar a especificação float (float64) para as colunas com dados numéricos e str (string) para a coluna com data e hora. Para isto, foi utilizada a função *dtype_dict* = {'*time*' : *str,*' *generation solar*' : *float,...*} da biblioteca do Pandas [22].

2.2 Métodos

Esta seção descreve os métodos aplicados para realizar as predições de geração e demanda de energia. A metodologia é dividida em 6 etapas: 1) pré-processamento dos dados; 2) extração de correlograma e sazonalidade das séries temporais; 3) autoajuste de hiperparâmetros; 4) determinação do otimizador, da função de perda e do avaliador do modelo para compilação; 5) treinamento, validação e teste do modelo; e, 6) predição.

2.2.1 Pré-processamento dos dados

- *Identificação de Outliers:* os dados históricos brutos contêm valores discrepantes que podem reduzir drasticamente a precisão da previsão se não forem limpos adequadamente. Neste trabalho, se adota a abordagem do Intervalo Interquartil (IQR) para identificar os valores discrepantes (*outliers*) e preenchêlos com valores interpolados linearmente. O IQR é a diferença entre o percentil 75 (Q_3 = 3º quartil) e o percentil 25 (Q_1 = 1º quartil). O valor limite definido do desvio padrão (σ) considerado é 3. O valor limite é determinado com base na distribuição dos dados em relação à sua mediana. A expressão para os limites inferior e superior da tolerância é fornecida pelas equações (1). Se usou a função *quantile()* da biblioteca do Pandas.

$$IQR = Q_3 - Q_1 \tag{1a}$$

$$LB = Q_1 - \sigma IQR \tag{1b}$$

$$UB = Q_3 + \sigma IQR \tag{1c}$$

- *Normalização dados das séries temporais:* antes de alimentar os dados para o modelo LSTM, é recomendada a normalização dos dados para garantir que eles estejam na mesma escala. Se usou a função *MinMaxScaler()* da biblioteca do Scikit-learn.

2.2.2 Correlograma e sazonalidade

Para determinar o tamanho da sequência a ser entrada na rede *(window size)* foram aplicadas às séries temporais as funções de autocorrelação e sazonalidade.

- A função de autocorrelação calcula a correlação entre a série temporal em diferentes defasagens, ou seja, compara os valores atuais com os valores anteriores em diferentes intervalos de tempo. A função utilizada para determinar a correlação foi *acf = sm.tsa.acf()* do pacote *statsmodels.tsa*.
- Para extrair a componente sazonal da série temporal original foi utilizada a função *seasonal_decompose* do pacote *statsmodels.tsa*, que é comumente usada para decompor uma série

temporal em suas componentes de tendência, sazonalidade e resíduo. A análise destas componentes podem contribuir na determinação do tamanho da sequência a ser entrada na rede.

2.2.3 Autoajuste de hiperparâmetros

A busca de hiperparâmetros permite otimizar automaticamente os hiperparâmetros para o modelo LSTM. Foi definido que os hiperparâmetros sejam ajustados automaticamente de acordo às faixas e passos indicados na TABELA 1.

TABELA 1: AUTO-AJUSTE DE HIPERPARÂMETROS

Hiperparâmetro	Faixa	Passo
Nº de camadas escondidas	32 a 512	32
learning_rate	0,001 a 0,1	0,001
dropout	0,0 a 0,5	0,1
batch_size	16, 32, 64 e 128	-

O *learning_rate* é a taxa de aprendizado e o *dropout* refere-se à regularização utilizada para combater o *overfitting*. O *batch_size* (tamanho do lote) é o número de sequências de entrada que são propagadas em paralelo durante o treinamento da LSTM. O modelo processa o tamanho do lote de sequências ao mesmo tempo e atualiza os pesos com base no erro médio dessas sequências.
O autoajuste dos hiperparâmetros foi realizado usando a função *keras_tuner* do pacote *Keras-Tuner*. Também, foi usada a função *RandomSearch*, que realiza uma busca aleatória dos hiperparâmetros para reduzir o espaço de busca.

2.2.4 Otimizador, função de perda e avaliação do modelo

Para compilar o modelo LSTM com os hiperparâmetros obtidos são utilizados:

- Otimizador Adam (*Adaptive Moment Estimation*), que no processo de atualização dos pesos do otimizador inclui o algoritmo que ajusta os pesos com base no gradiente da função de perda, incorporando o momentum para acelerar a convergência e adaptação da taxa de aprendizado para cada peso individualmente [20].
- Função de perda Huber [25]. A função de perda Huber é mais resistente a *outliers* do que a função de perda de erro quadrático convencional, sendo uma combinação das métricas MSE (Erro Quadrático Médio - *Mean Squared Error*) e o MAE (Erro Absoluto Médio - *Mean Absolute Error*).
- A métrica para avaliar a qualidade do modelo é a RMSE (Raíz do Erro Absoluto Médio - *Root Mean Squared Error*), que mede a média das diferenças quadráticas entre os valores previstos e os valores reais. A raiz quadrada é aplicada ao MSE ($(1/n)\Sigma|y_{pred}-y_{real}|^2$) para retornar a métrica no mesmo espaço das unidades originais dos dados. A RMSE fornece uma medida da média das diferenças entre as previsões do modelo e os valores reais, com maior peso para erros maiores.

2.2.5 Treinamento, validação e testes do modelo

Após o pré-processamento dos dados das séries temporais, os mesmos foram divididos em 80% para treinamento, 10% para validação e 10% para testes do modelo. Foram utilizadas as informações do correlograma e sazonalidade, juntamente, com os hiperparâmetros obtidos para configurar o modelo LSTM, o otimizador, função de perda e avaliador de qualidade para a compilação do mesmo.

2.2.6 Predições

Nesta etapa são feitas as predições usando-se o modelo treinado.

2.3 Tecnologias

Nesta seção se aborda a arquitetura LSTM, plataforma e linguagem de codificação para implementação dos frameworks.

2.3.1 Arquitetura LSTM

Redes neurais tradicionais enfrentam dificuldades na previsão de séries temporais porque não possuem nenhum senso de sequência. Qualquer informação que aprendem a partir de um conjunto de dados não afeta o que aprenderão do próximo conjunto. Como as séries temporais são sequenciais, é vital que as redes neurais se lembrem da sequência. Para superar essa limitação, foi proposta a arquitetura das RNRs. Elas são redes em que informações sobre o estado da rede são passadas de um tempo para o próximo, permitindo que informações de um tempo anterior persistam. No entanto, se a RNR tiver que considerar para um período muito distante no tempo, ela terá dificuldades em aprender essas dependências.
Em termos técnicos, isso é conhecido como falha de uma RNR em reconhecer dependências de longo prazo devido ao problema da dissipação do gradiente da função de perda em relação aos parâmetros sendo treinados. Uma arquitetura diferente de RNRs, chamada LSTM, foi proposta especificamente para lidar com o problema da dissipação do gradiente da função de perda em relação aos parâmetros sendo treinados [13]. Assim como as RNRs, as LSTMs são capazes de reter informações de tempos anteriores ao passar o denominado *estado da célula*. As LSTMs mitigam o problema da dissipação do gradiente introduzindo portas nas RNRs. Essas portas permitem que apenas uma certa quantidade de informação se propague para o próximo passo. As portas auxiliam no aprendizado de dependências de longo prazo.

2.3.2 Plataforma e linguagem de codificação dos frameworks

Como mencionado na seção anterior, com o correlograma e a sazonalidade se determinam a dimensão das variáveis atrasadas que ajudam o modelo LSTM a aprender melhor com base na representação oculta do espaço de características de entrada. Assim, se melhora a precisão da predição em comparação com as LSTMs convencionais.
As referências [21], [22] e [23] abordam a implementação dos *frameworks* RNR e LSTM com Scikit-Learn, Keras e TensorFlow, que são utilizados nas implementações propostas neste trabalho, e que foram codificadas em *Python-TensorFlow* na plataforma Colab (*Colaboratory*) do Google, acessada a partir de um computador pessoal com processador Intel(R) Core(TM) i5-7500 de 3.40GHz e sistema operacional Windows 10. Foram utilizadas aplicações e bibliotecas mencionadas ao longo desta seção.

3 RESULTADOS E ANÁLISES

Nesta seção se apresentam os resultados dos processos de pré-processamento dos dados, dos treinamentos, das validações, dos testes dos modelos LSTM, e das predições de geração solar fotovoltaica, geração eólica e demanda de energia. Também, são feitas análises sobre os resultados das predições.

3.1 Predição da geração solar fotovoltaica

3.1.1 Resultados de pré-processamento

Devido à boa qualidade dos dados da série temporal de geração solar fotovoltaica, foram detectadas e eliminadas apenas 18 *outliers*.

3.1.2 Correlograma e Sazonalidade

Como pode ser observado na Fig. 1a, o correlograma sugere uma alta autocorrelação em intervalos de 24 horas de sequência da série temporal. Esta correlação era esperada porque a geração solar só ocorre no período diurno e com maior intensidade nos horários próximos ao meio dia. Portanto, o correlograma sugere que o tamanho da sequência a ser entrada na rede (*window size*), ou janela de dados, seja de 24 ou 48 horas. Pelo segundo gráfico da Fig. 1b, se pode concluir que há uma leve tendência de crecimento dos dados da série temporal ao longo dos últimos 12 meses. Entretanto, o terceiro gráfico da Fig. 1b reforça o que foi detectado pelo correlograma que é a periodicidade a cada 24 horas, e que corresponde a sazonalidade da série temporal. O gráfico dos resíduos da Fig. 1b também reforça a periodicidade regular a cada 24 horas, visto que os resíduos que indicam o valores aleatórios ou não explicados além da periodicidade de 24 horas estão dentro da faixa de pequenos valores de -0,1 a 0,1. Assim, se determina que o tamanho da sequência a ser entrada na rede (*window size*), ou janela de dados, seja de 24 horas.

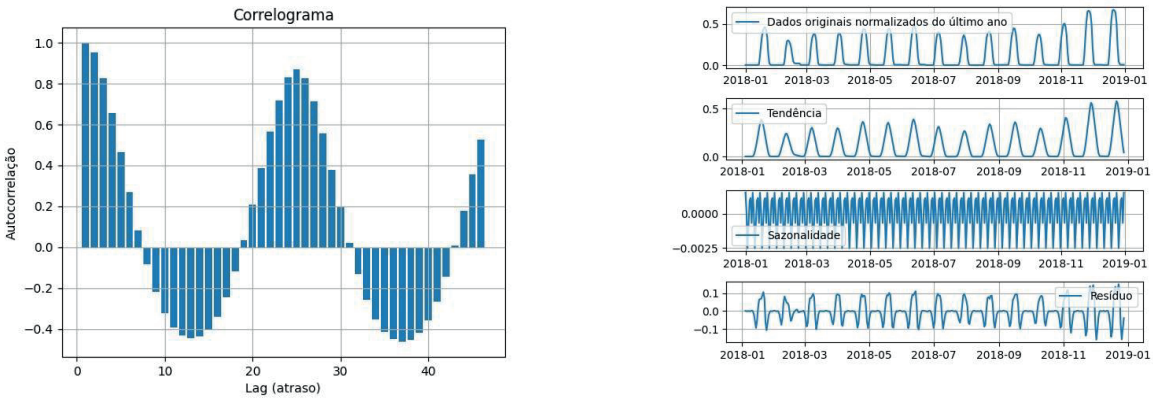


Fig. 1 – Geração Solar Fotovoltaica: a) Correlograma – b) Sazonalidade

3.1.3 Resultados do auto-ajuste de hiperparâmetros

Os resultados do auto-ajuste de hiperparâmetros para a série temporal geração solar fotovoltaica são: Nº de camadas escondidas 224; *learning_rate* 0,001; *dropout* 0,0; e *batch_size* 32.

3.1.4 Comportamento da Função de Perda e RMSE por época de treinamento-validação

Para determinar a qualidade do modelo com os hiperparâmetros, otimizador e função de perda definidos, a Fig. 2a mostra o comportamento dos valores da Função de Perda e RMSE (valores normalizados) de 1 a 10 épocas (iterações) com o conjunto de dados de treinamento e validados com o conjunto de dados de validação. Tanto a evolução dos valores da função de perda como da RMSE indicam a boa qualidade do modelo.

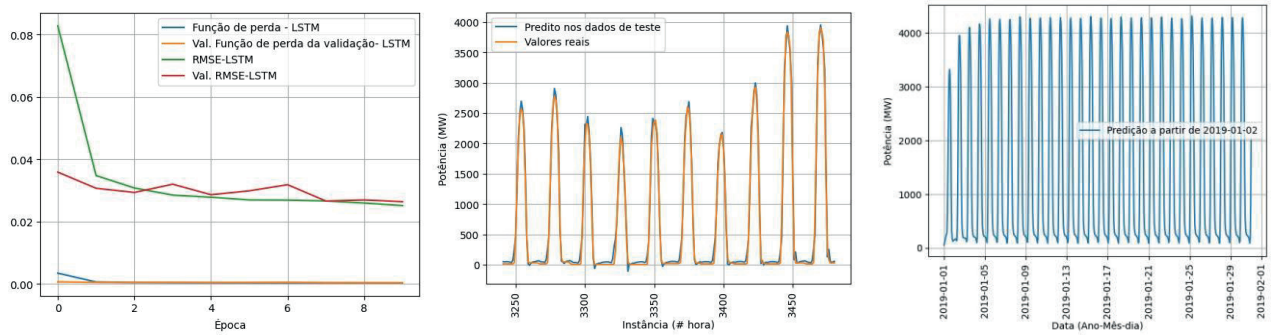


Fig. 2 - Geração Fotovoltaica: a) Função de perda e RMSE - b) Aplicação do Modelo aos Dados de Teste – c) Predição

3.1.5 Treinamento, validação e teste

O gráfico da Fig. 2b mostra uma parte do comportamento do modelo durante sua aplicação aos dados de teste e os valores reais da série temporal de geração solar fotovoltaica para os mesmos períodos. Se comprovou que as predições no treinamento, validação e testes, acompanham com significativa precisão os gráficos dos valores reais, o que demostra a qualidade do modelo LSTM proposto para realizar a predição da geração de energia solar fotovoltaica.

3.1.6 Predição e análise do resultado

Para fazer a predição da geração solar fotovoltaica se consideram como preditores os dados do último mês: 12/2018 (720 horas). Como horizonte de predição, se define o período de 30 dias após o último dado disponível da série temporal, que corresponde à última hora do dia 01/01/2019. Este período corresponde a um médio prazo nas predições de séries temporais de geração solar. A Fig. 2c mostra o gráfico da predição para o período de 02/01/2019 a 01/02/2019, e se pode observar o comportamento da periodicidade de 24 horas no gráfico, que era esperado.

3.2 Predição da geração eólica

3.2.1 Resultados de pré-processamento

Nos dados da série temporal de geração eólica, foram detectadas e eliminadas 397 *outlier*s.

3.2.2 Correlograma e Sazonalidade

Como pode ser observado na Fig. 3a, o correlograma sugere uma autocorrelação decrescente ao longo de 48 horas de sequencia da série temporal. Este correlograma sugere que o tamanho da sequência a ser entrada na rede (*window size*), ou janela de dados, seja de 48 horas. Pelo segundo gráfico da Fig. 3b, se pode observar que a série temporal, em princípio, têm oscilações sem periodicidade regular muito precisa, tanto em frequência como em amplitude. Esta característica se deve à *variabilidade, imprevisibilidade e intermitência* da fonte de energia primária: o vento. Se pode concluir que há uma leve tendência de decrescimento dos dados da série temporal ao longo dos últimos 12 meses. Entretanto, o terceiro gráfico da Fig. 3b indica uma certa sazonalidade da série temporal entre 24 e 48 horas. O gráfico dos resíduos da Fig. 3b indica que os dados aleatórios, ou não explicados, além da periodicidade de 24 a 48 horas, estão dentro da faixa de pequenos valores de 0 a 0,1. Assim, considerando a informação do correlograma e sazonalidade se determina que o tamanho da sequência a ser entrada na rede (*window size*), ou janela de dados, seja de 48 horas.

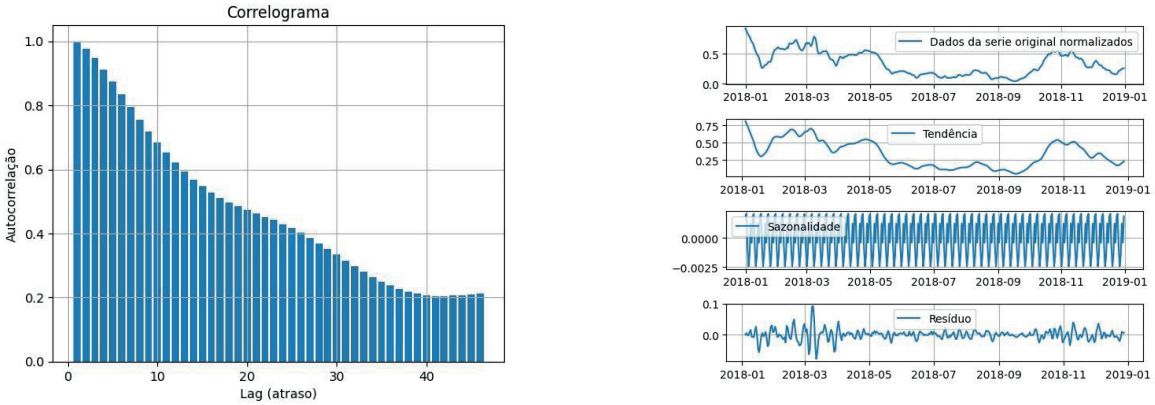


Fig. 3 – Geração Eólica: a) Correlograma – b) Sazonalidade

3.2.3 Resultados do auto-ajuste de hiperparâmetros

Os resultados do auto-ajuste de hiperparâmetros para a série temporal geração solar fotovoltaica são: Nº de camadas escondidas 32; *learning_rate* 0,001; *dropout* 0,0; e *batch_size* 16.

3.2.4 Comportamento da Função de Perda e RMSE por época de treinamento-validação

A Fig. 4a mostra o comportamento dos valores da Função de Perda e RMSE de 1 a 10 épocas com o conjunto de dados de treinamento e validados com o conjunto de dados de validação. Tanto a evolução dos valores da função de perda como da RMSE indicam a boa qualidade do modelo.

3.2.5 Treinamento, validação e teste

O gráfico da Fig. 4b mostra uma parte do comportamento do modelo durante os testes e os valores reais da série temporal de geração eólica para os mesmos períodos. Se pode comprovar que as predições do treinamento, validação (estes gráficos não incluídos neste artigo) e testes, acompanham com significativa precisão os gráficos dos valores reais, o que demostra a qualidade do modelo LSTM proposto para realizar a predição da geração eólica.

3.2.6 Predição e análise do resultado

Em razão de a geração eólica ser muito dependente das condições meteorológicas para fazer sua predição, se consideram como preditores os dados mais próximos do dia início da predição, ou seja, só as últimas 24 horas. Como horizonte de predição, se define o período de 24 horas após o último dado disponível da série temporal que corresponde à última hora do dia 01/01/2019. Este período corresponde a um médio prazo nas predições de séries temporais de geração eólica. A Fig. 4c mostra o gráfico da predição para o período de 02/01/2019 a 03/01/2019, e se pode observar o crescimento suave da geração eólica no período, sem se prever oscilações do nível de geração. Isto sugere uma dificuldade do modelo para fazer predições com padrões de oscilações não periódicas.

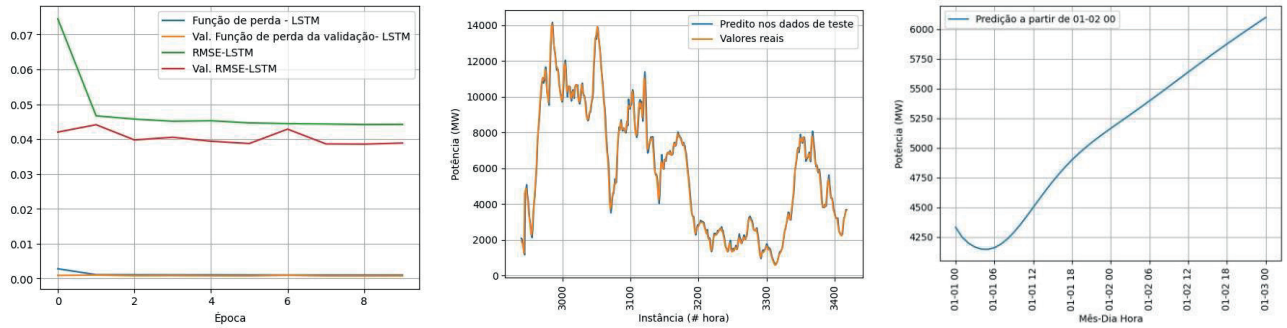


Fig. 4 – Geração Eólica: a) Função de perda e RMSE - b) Aplicação do Modelo aos Dados de Teste – c) Predição

3.3 Predição da demanda

3.3.1 Resultados de pré-processamento

Devido à boa qualidade dos dados da série temporal de demanda, foram detectadas e eliminadas apenas 36 *outliers*.

3.3.2 Correlograma e Sazonalidade

Como pode ser observado na Fig. 5a, o correlograma sugere uma alta autocorrelação em intervalos de 24 horas de sequencia da série temporal. Esta correlação era esperada porque a demanda ocorre com maior intensidade no horário diurno. Portanto, o correlograma sugere que o tamanho da sequência a ser entrada na rede (*window size*), ou janela de dados, seja de 24 horas. Pelo segundo gráfico da Fig. 5b, se pode concluir que há uma leve tendência de crecimento dos dados da série temporal ao longo dos ultimos 12 meses. Entretanto, o terceiro gráfico da Fig. 5b reforça o que foi detectado pelo correlograma que é a periodicidade a cada 24 horas, e que corresponde a sazonalidade da série temporal. O gráfico dos resíduos também reforça a periodicidade regular a cada 24 horas, visto que os resíduos que indicam os dados aleatórios, ou não explicados, além da periodicidade de 24 horas estão dentro da faixa de pequenos valores de -0,1 a 0,1. Assim, se determina que o tamanho da sequência a ser entrada na rede (*window size*) seja de 24 horas.

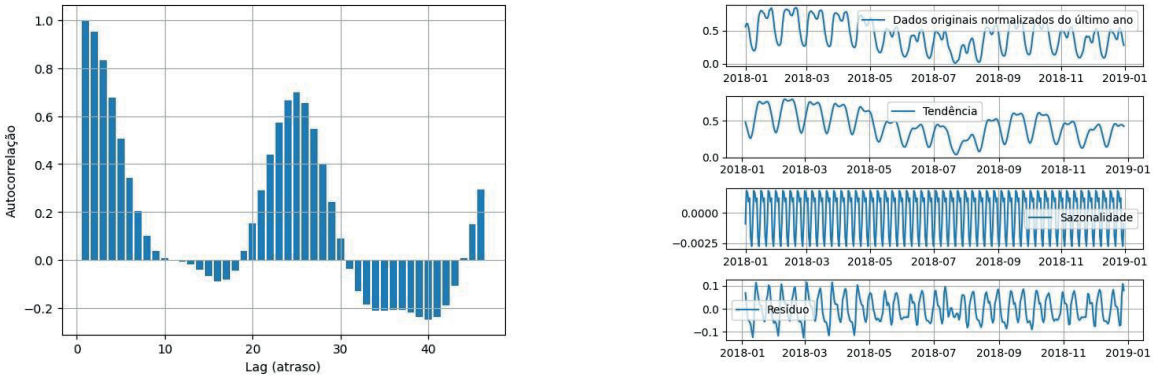


Fig. 5 – Demanda: a) Correlograma – b) Sazonalidade

3.3.3 Resultados do auto-ajuste de hiperparâmetros

Os resultados do auto-ajuste de hiperparâmetros para a série temporal da demanda são: Nº de camadas escondidas 192; *learning_rate* 0,01; *dropout* 0,0; e *batch_size* 64.

3.3.4 Comportamento da função de perda e RMSE por época de treinamento-validação

Para determinar a qualidade do modelo com os hiperparâmetros, otimizador e função de perda definidos, a Fig. 6a mostra o comportamento dos valores da Função de Perda e RMSE de 1 a 10 épocas com o conjunto de dados de treinamento e validados com o conjunto de dados de validação. Tanto a evolução dos valores da função de perda como da RMSE indicam a boa qualidade do modelo.

3.3.5 Treinamento, validação e teste

O gráfico da Fig. 6a mostra uma parte do comportamento do modelo durante a aplicação do modelo aos dados de teste e os valores reais da série temporal de demanda para os mesmos períodos. Se comprovou que as predições do treinamento, validação e testes, acompanham com significativa precisão os gráficos dos valores reais, o que demostra a qualidade do modelo LSTM proposto para realizar a predição da demanda.

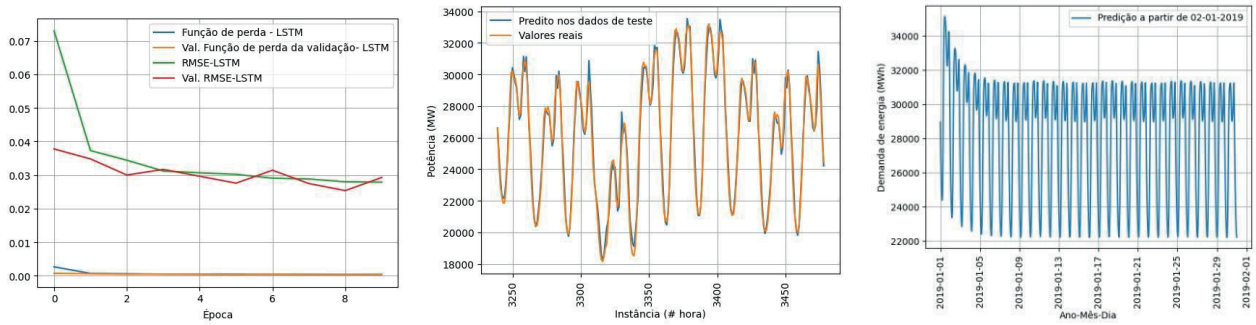


Fig. 6 – Demanda: a) Função de perda e RMSE - b) Aplicação do Modelo aos Dados de Teste – c) Predição

3.3.6 Predição e análise do resultado

Para fazer a predição da demanda se consideram como preditores os dados do último mês: 12/2018 (720 horas). Como horizonte de predição, se define o período de 30 dias após o último dado disponível da série temporal que corresponde à última hora do dia 01/01/2019. Este período corresponde a um médio prazo nas predições de séries temporais de demanda. A Fig. 6c mostra o gráfico da predição para o período de 02/01/2019 a 01/02/2019, e se pode observar o comportamento da periodicidade de 24 horas no gráfico. Isto sugere que o modelo LSTM proposto captura bem os padrões de oscilações com periodicidade regular para fazer a predição.

4 CONCLUSÕES

A aplicação da arquitetura LSTM para a predição da geração solar fotovoltaica e demanda de energia, com seus modelos cujos hiperparâmetros foram autojustados, apresentaram funções de perda em torno a 0% e RMSE entre 2,5 e 3%, que indicam a boa qualidade dos modelos nos seus processos de treinamento e validação. Esta qualidade também se demostra nas predições de médio prazo, visto que a periodicidade de 24 horas existente como padrão nos preditores, são refletidas nas predições, como podem ser observados nos gráficos das Figs. 2b, 6b, 2c e 6c. Uma conclusão importante é que a arquitetura LSTM captura bem os padrões das oscilações com periodicidades das séries temporais de geração solar fotovoltaica e demanda de energia.

Por outro lado, a aplicação do LSTM na série temporal de geração eólica, com seu modelo cujos hiperparâmetros foram autojustados, apresentou função de perda em torno a 0,2% e RMSE entre 3,9 e 4,5%, que indicam a boa qualidade do modelo nos seus processos de treinamento e validação. Entretanto, este modelo tem dificuldade de reproduzir as oscilações não periódicas do padrão nos preditores, como podem ser observados no gráfico da Fig. 4c, que apresenta um comportamento suave e crescente, sem oscilações, na predição de curto prazo, diferentemente do padrão dos preditores mostrado na Fig. 4b.

Assim, outra conclusão importante é que se deve buscar aprimorar a arquitetura LSMT para capturar padrões de oscilações não periódicos da série temporal de geração eólica. Uma alternativa na busca deste aprimoramento é a abordagem de modelagem de variação 2D para análise de séries temporais proposto em [26].

REFERÊNCIAS

[1] O. N. d. S. E. ONS, “Boletim mensal de geração eólica - setembro/2020, pag. 10,” 2020.

[2] ABESOLAR, “Energia solar fotovoltaica no brasil,” 2019. Acedido em 16-07-2019.

[3] I. Graabak and M. Korpås, “Variability characteristics of european wind and solar power resources—a review,” *Energies*, vol. 9, no. 6, p. 449, 2016.

[4] C. Sweeney, R. J. Bessa, J. Browell, and P. Pinson, "The future of forecasting for renewable energy," *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, vol. 9, no. 2, p. e365, 2020.

[5] M. A. Hammad, B. Jereb, B. Rosi, D. Dragan, *et al.*, "Methods and models for electric load forecasting: a comprehensive review," *Logist. Sustain. Transp*, vol. 11, no. 1, pp. 51–76, 2020.

[6] S. Fan, L. Chen, and W.-J. Lee, "Short-term load forecasting using comprehensive combination based on multimeteorological information," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 45, no. 4, pp. 1460– 1466, 2009.

[7] G. E. Box, G. M. Jenkins, G. C. Reinsel, and G. M. Ljung, *Time series analysis: forecasting and control*. John Wiley & Sons, 2015.

[8] N. Hubele and C.-S. Cheng, "Identification of seasonal short-term load forecasting models using statistical decision functions," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, no. 1, pp. 40–45, 1990.

[9] A. K. Tangirala, *Principles of system identification: theory and practice*. Crc Press, 2018.

[10] S. Sargunaraj, D. S. Gupta, and S. Devi, "Short-term load forecasting for demand side management," *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, vol. 144, no. 1, pp. 68–74, 1997.

[11] D. E. Rumelhart, G. E. Hinton, and R. J. Williams, "Learning representations by back-propagating errors," *nature*, vol. 323, no. 6088, pp. 533–536, 1986.

[12] H. S. Hippert, C. E. Pedreira, and R. C. Souza, "Neural networks for short-term load forecasting: A review and evaluation," *IEEE Transactions on power systems*, vol. 16, no. 1, pp. 44–55, 2001.

[13] A. Sherstinsky, "Fundamentals of recurrent neural network (rnn) and long short-term memory (lstm) network," *Physica D: Nonlinear Phenomena*, vol. 404, p. 132306, 2020.

[14] S. Hochreiter and J. Schmidhuber, "Long short-term memory," *Neural computation*, vol. 9, no. 8, pp. 1735–1780, 1997.

[15] W. Kong, Z. Y. Dong, D. J. Hill, F. Luo, and Y. Xu, "Short-term residential load forecasting based on resident behaviour learning," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 1, pp. 1087/8, 2017.

[16] M. Cai, M. Pipattanasomporn, and S. Rahman, "Day-ahead building-level load forecasts using deep learning vs. traditional time-series techniques," *Applied energy*, vol. 236, pp. 1078–1088, 2019.

[17] G. Chitalia, M. Pipattanasomporn, V. Garg, and S. Rahman, "Robust short-term electrical load forecasting framework for commercial buildings using deep recurrent neural networks," *Applied Energy*, vol. 278, p. 115410, 2020.

[18] S. Smyl, "A hybrid method of exponential smoothing and recurrent neural networks for time series forecasting," *International Journal of Forecasting*, vol. 36, no. 1, pp. 75–85, 2020.

[19] E. Skomski, J.-Y. Lee, W. Kim, V. Chandan, S. Katipamula, and B. Hutchinson, "Sequence-to-sequence neural networks for short-term electrical load forecasting in commercial office buildings," *Energy and Buildings*, vol. 226, p. 110350, 2020.

[20] D. P. Kingma and J. Ba, "Adam: A method for stochastic optimization," *arXiv preprint arXiv:1412.6980*, 2014.

[21] M. Abadi, P. Barham, J. Chen, Z. Chen, A. Davis, J. Dean, M. Devin, S. Ghemawat, G. Irving, M. Isard, *et al.*, "Tensorflow: a system for large-scale machine learning.," in *Osdi*, vol. 16, pp. 265–283, Savannah, GA, USA, 2016.

[22] N. Ketkar and N. Ketkar, "Introduction to keras," *Deep learning with python: a hands-on introduction*, pp. 97–111, 2017.

[23] A. Geron, "Handson machine learning with scikitlearn, keras & tensorflow. o'reiley media," *Inc, Sebatopol, CA*, 2019.

[24] N. Jhana, "Hourly energy demand generation and weather," 2019. Access in 23-06-2023.

[25] A. Popov and A. Sautin, "Loss functions analysis in support vector regression," in *2008 9th International Conference on Actual Problems of Electronic Instrument Engineering*, vol. 1, pp. 198–198, IEEE, 2008.

[26] H. Wu, T. Hu, Y. Liu, H. Zhou, J. Wang, and M. Long, "Timesnet: Temporal 2d-variation modeling for general time series analysis," *arXiv preprint arXiv:2210.02186*, 2022.

Comité de Estudios C2 - Operación y control de sistemas de potencia

OPTIMIZACIÓN DE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN DE UNA RED RADIAL MEDIANTE SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN BATERÍAS

J. HERRERA*
Estudios Eléctricos
Argentina
jorge.herrera@estudios-electricos.com

J. FIGUEROA
Estudios Eléctricos
Chile
joaquin.figueroa@estudios-electricos.com

N. TURTURICI
Estudios Eléctricos
Argentina
nicolas.turturici@estudios-electricos.com

E. MONTOYA
Transelec
Chile
emontoya@transelec.cl

Resumen *– El trabajo evalúa la factibilidad de utilización de un sistema de baterías (BESS) para incrementar los límites de transferencias de una red radial de doble circuito, específicamente, en la zona sur del Sistema Eléctrico Nacional de Chile (SEN). Para eso, se plantea la implementación de un automatismo del tipo "Gridbooster" que permita aumentar las transferencias en condiciones normales, tomando acciones post-contingencia para incrementar los límites de seguridad de red N-1. Además, se integran funciones de control de frecuencia que permitan sobrellevar la eventual formación de isla, permitiendo reducir las restricciones de transmisión en condiciones de indisponibilidad de uno de los circuitos. Finalmente, se propone un diseño conceptual del esquema, así como las principales características del sistema de medición y control, y se demuestran los beneficios económicos de la obra basados en la disminución de las restricciones de abastecimiento de la zona sur del SEN frente al costo total de implementación.*

Palabras clave: Baterías – Frecuencia – Automatismo – BESS – Gridbooster – Inversores – Red – Radial – Isla – Restricciones - DLR

1 INTRODUCCIÓN

En el marco de la operación actual del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile, recurrentemente se presentan desacoples económicos de la zona sur, asociados principalmente a saturaciones en un corredor radial de doble circuito de 220kV. Sobre estos antecedentes y análisis de previsiones operacionales a futuro, se decretaron obras de ampliación de reemplazo de conductor en estos enlaces críticos que requieren indisponibilidades prolongadas de los circuitos intervenidos.

Durante la ejecución de estas obras el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) aplica criterios de seguridad con el objetivo de salvaguardar la formación de una eventual isla eléctrica, ante una falla en el circuito que quede en servicio, limitando la transferencia por éste a un máximo de +/- 10 MW [1]. En estas condiciones de indisponibilidad se esperan mayores congestiones, requiriéndose una gran participación de la generación diésel emplazada al sur para mantener bajas las transferencias, que redundan en importantes sobrecostos de operación en la red del sur debido a las restricciones operacionales.

En este contexto, dado que no se tienen definiciones respecto a la fecha de inicio formal de las tareas de refuerzo de conductor, pudiendo prolongarse en el tiempo la situación actual, se propone utilizar un sistema de almacenamiento de baterías para levantar las condiciones de restricción de transmisión, tanto en condiciones normales, previo y complementario al reemplazo del conductor, como ante la salida de servicio de un circuito durante las tareas de repotenciamiento o mantenimiento. El trabajo pretende demostrar la factibilidad técnica de implementación, así como establecer el diseño conceptual de los automatismos necesarios y sus principales características, dividido en dos enfoques particulares:

- Operación en modo “Gridbooster”: En esta fase se evalúa y define conceptualmente un automatismo para incrementar las transferencias en condiciones normales, bajo el criterio de operación de seguridad N-1. Es decir, se pretende aumentar las capacidades de la red a partir de la implementación de un esquema tal que, ante la desconexión de un circuito, se ejecuten acciones para eliminar posibles condiciones de sobrecargas en los enlaces paralelos.
- Operación modo “Isla”: Esta fase aborda la problemática de formación de isla ante la pérdida del único circuito durante los trabajos de repotenciamiento o mantenimiento de la línea, para lo cual el sistema de baterías debe proveer regulación de frecuencia a la red aislada, controlando el desbalance de potencia inicial, y así poder incrementar los máximos intercambios establecidos por seguridad.

2 OPERACIÓN GRIDBOOSTER

2.1 Antecedentes

La red eléctrica al sur de los enlaces críticos, además de vincularse de manera radial (débil) al resto del SEN, se caracteriza por contar con escasos recursos de generación económica firme. Aunque cuenta instalados importantes bloques de generación eólica e hidráulica, tanto de pasada como de embalse, la falta del recurso primario natural (agua y/o viento) deriva en la importación de potencia desde el resto del SEN, requiriéndose, en general, el despacho térmico para el abastecimiento local de la demanda respetando los límites de importación. Si bien existe posibilidad de saturaciones en ambos sentidos de flujos, la motivación principal del análisis surge de la búsqueda de reducir los sobrecostos de operación de la zona sur ante restricciones, principalmente asociadas al despacho de centrales diésel en condiciones de máximas transferencias de norte a sur.

En este contexto, se propone el uso de un sistema de almacenamiento tipo BESS ubicado en la S/E Valdivia, al sur del corredor crítico, con la posibilidad de operar como Gridbooster de un solo nodo (ver Fig. 1), para lo cual se analiza la factibilidad técnica desde distintos aspectos.

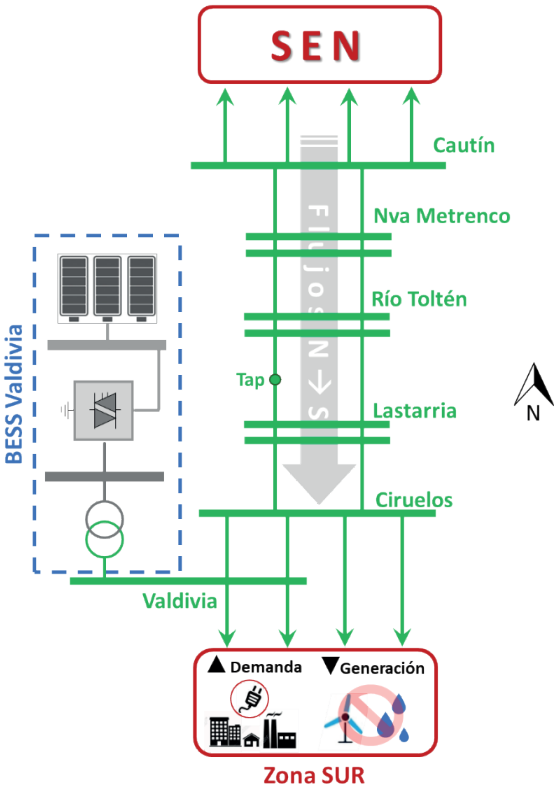


Fig. 1. Esquema simplificado de la zona de directa influencia

2.2 Análisis y diseño conceptual

A partir de los resultados obtenidos de análisis de flujos de potencia en un amplio espectro de condiciones operacionales con elevadas transferencias de norte a sur por la red eléctrica de 220kV de la zona sur del SEN, en primera instancia, se valida que los tramos críticos en términos de su nivel de carga correspondan a los que se encuentran entre las SS/EE Cautín y Ciruelos, sin grandes riesgos de congestiones en los tramos adyacentes. En este caso, dada la topología de doble circuito, la contingencia crítica corresponde a la pérdida de uno y sobrecarga del paralelo.

Sobre estas bases, se analiza el impacto de la operación de un BESS al sur del corredor 2x220kV crítico tal que, ante la desconexión de un circuito en uno de los tramos involucrados, inyecte su potencia de forma tal de reducir los flujos importados por el vínculo sano en paralelo, con el objetivo de eliminar las posibles condiciones de sobrecarga. Dada la conexión prácticamente radial de la zona sur a través del doble circuito Cautín - Ciruelos 220kV, ante un N-1 en el mismo, los resultados indican que toda la potencia inyectada por el BESS resulta efectiva para reducir las transferencias por el circuito sano (siempre que las reservas de bajada para control de frecuencia se encuentren al norte de la S/E Cautín). A modo de ejemplo, en la Fig. 2 se muestra una simulación dinámica que evidencia el impacto de la operación del Gridbooster ante una contingencia en una de las líneas (LTs) del corredor de 220kV (ver Fig. 1) y su posterior despeje mediante la apertura de uno de sus circuitos. En la figura se puede observar que el circuito remanente alcanza una carga de casi 179%, reduciéndose a 98% luego de la operación del Gridbooster contemplando un BESS de 150 MVA.

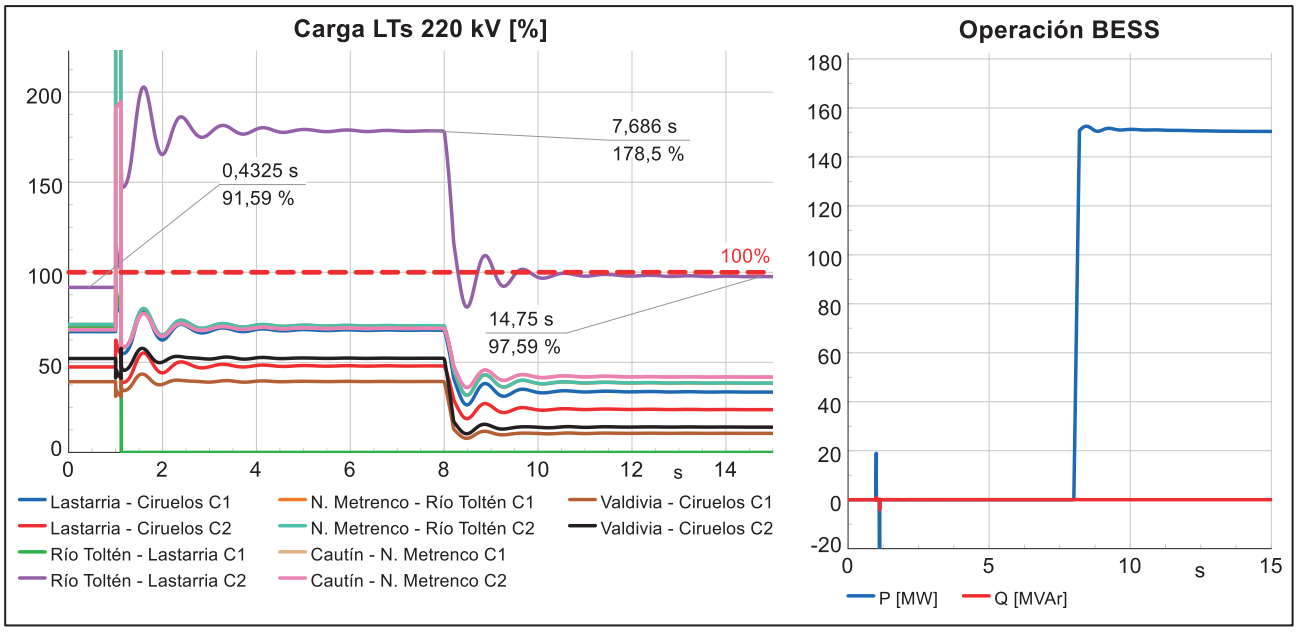


Fig. 2. Ejemplo de operación del BESS como Gridbooster

En este sentido, en operación normal el sistema BESS permitiría un incremento de una potencia equivalente a la capacidad instalada sobre cada tramo del corredor, lo que representa un 100% de aprovechamiento del esquema.

Evidenciado preliminarmente el beneficio de implementación del sistema Gridbooster en los límites de transferencias norte → sur por el corredor 2x220kV Cautín – Ciruelos, se define conceptualmente las principales características del automatismo. Para ello, resulta necesaria la implementación de un sistema de medición y control que permita detectar contingencias simples en el corredor y a su vez coordinar la actuación del equipo. La señal de actuación de los equipos debe habilitarse ante la detección de una contingencia (N-1) en los enlaces de 220kV monitoreados, siempre y cuando las transferencias previas a la contingencia sean mayores a los límites de operación. Por esta razón, se debe considerar:

- Señal de habilitación del esquema: Si la transferencia precontingencia por alguno de los enlaces entre las SS/EE Cautín y Ciruelos supera el límite establecido en red N sin BESS, el sistema de control de flujo queda habilitado (armado) para actuar ante la ocurrencia de una contingencia de dicho enlace (un tramo o varios en simultáneo). Debe tenerse en cuenta que los tramos involucrados se encuentran en proceso de optimización de su capacidad mediante la implementación de un sistema dinámico de monitoreo (Dynamic Line Rating o DLR), con lo cual estos umbrales serán adaptativos a las condiciones de operación y factores ambientales, requiriéndose una comunicación entre ambos esquemas.
- Señal de disparo: Ante la contingencia de algún enlace monitoreado, ya sea por falla o desconexión intempestiva, el sistema actúa, enviando una señal al BESS para que inyecte potencia activa.

A partir de un análisis generalizado considerando la operación del esquema propuesto, se puede concluir que, de forma aproximada, el límite ajustado por cada tramo resulta igual a la capacidad del circuito limitante (en N-1) más la potencia neta inyectada en la red al sur luego de la detección de la contingencia, dada por la diferencia entre el aporte del sistema BESS y la reducción de potencia de las unidades participantes del CPF en la misma, tal como se representa de forma esquemática en la Fig. 3.

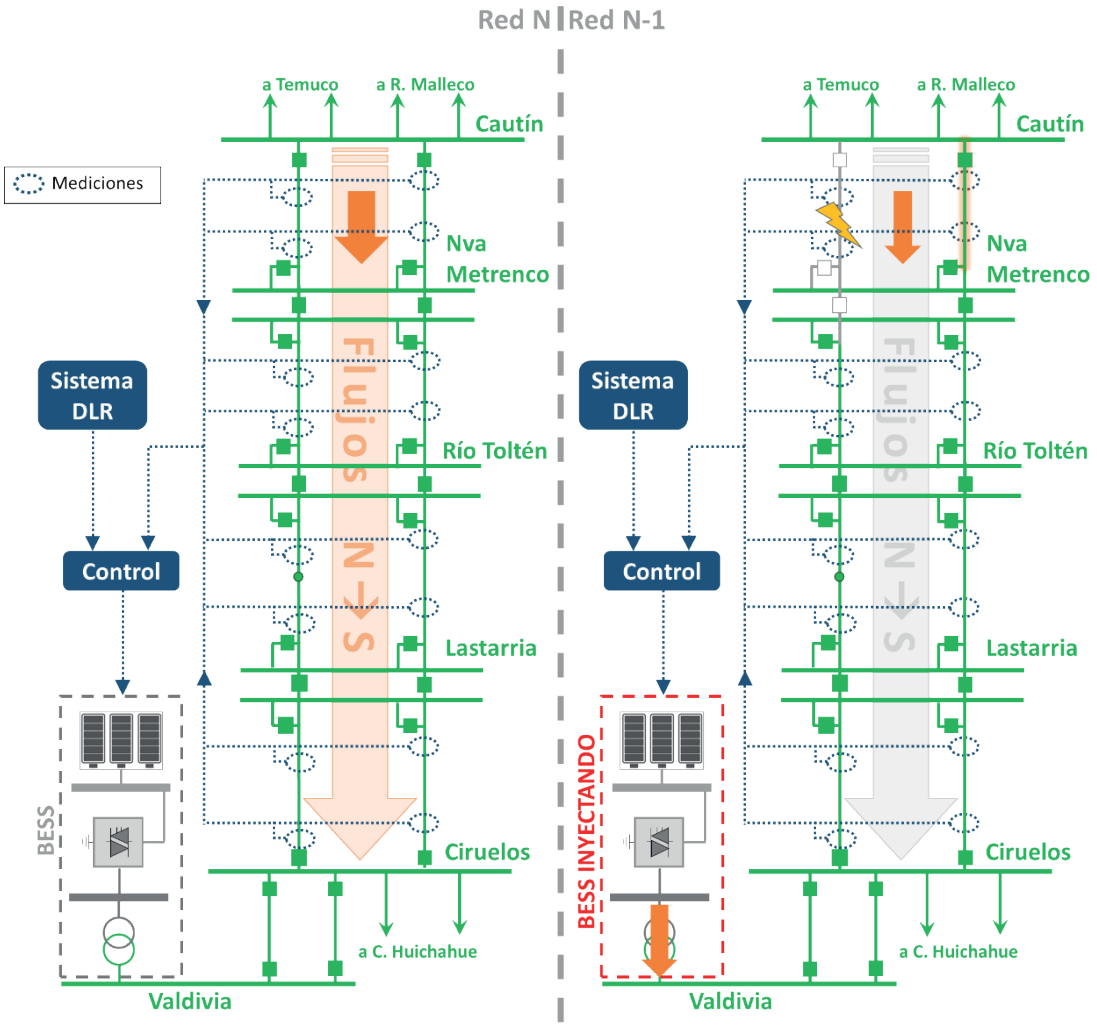


Fig. 3. Esquemático del diseño conceptual del esquema – Operación N y N-1

2.3 Validación de desempeño

Las principales limitaciones observadas en el sistema de transmisión de la zona sur se deben a capacidades térmicas del equipamiento. No obstante, con la inclusión del BESS se incrementan los límites de operación, lo que debe validarse desde todos los aspectos técnicos. Por este motivo, se realiza un análisis integral de desempeño del esquema con las transferencias incrementadas con el propósito de validar la operación desde varios enfoques:

- Capacidad térmica: se verifica que no se sobrepase la capacidad del equipamiento serie de cada enlace del sistema, validando la expresión previa para la determinación de los límites de operación en red completa sobre cada tramo monitoreado.
- Regulación de tensión: se verifica la capacidad de regulación de tensión en los enlaces de interés manteniendo niveles adecuados en sus respectivos extremos ante condiciones de máximas trasferencias, tanto en red N como en N-1.
- Estabilidad transitoria: se realiza un análisis de estabilidad transitoria mediante la simulación de un cortocircuito y posterior apertura del vínculo en falla para cada línea, evaluando la estabilidad en tensión/angular y oscilatoria.
- Ajustes de protecciones: se analiza el desempeño dinámico de los sistemas de protecciones con el objetivo de evaluar posibles riesgos de actuación.

Vale aclarar que, este análisis de validación de desempeño se planteó originalmente considerando una capacidad instalada en baterías de hasta 150MW, pudiendo ser extrapolado con la debida precaución a otros montos de interés.

Del análisis de flujos de potencia, se constata que la potencia inyectada por el sistema BESS resulta eficaz para mitigar las posibles condiciones de sobrecarga, validando la expresión para la determinación de los límites operacionales en red completa.

Sobre las bases de escenarios maximizados, el análisis de estabilidad transitoria pretende evaluar el impacto de la operación del esquema en el desempeño dinámico de la red, con el objetivo de establecer algunos parámetros de diseño y requerimientos mínimos que permitan garantizar una condición de operación estable. De este análisis, puede verificarse que el sistema se comporta de forma estable ante la multiplicidad de contingencias evaluadas, cumpliendo a cabalidad con todos los estándares de recuperación dinámica establecidos en la normativa vigente, sin identificarse requerimientos específicos en cuanto a la necesidad de dotar el equipamiento con un control dinámico de tensión. Asimismo, dado que se evalúa un esquema de Gridbooster parcial, la inyección de potencia activa por parte del BESS genera un desbalance de carga-generación, requiriéndose reservas de bajada para controlar el crecimiento de la frecuencia en el sistema. Al respecto, vale destacar que el CEN define los requerimientos mínimos de reservas de bajada (CPF-) considerando desconexiones de 200 MW de consumo [3], por lo cual, de considerarse un BESS de menor capacidad, el sistema podría sobrellevar este desbalance sin inconvenientes.

Adicionalmente, a partir de un relevamiento de los sistemas de protecciones del corredor crítico 2x220kV y sus ajustes actuales, se modela en detalle las protecciones de distancia y sobrecorriente de emergencia y analiza el desempeño dinámico de las mismas con el objetivo de evaluar el impacto del incremento de los flujos de potencia por el corredor debido al ingreso del sistema BESS. Con los ajustes actualmente implementados en el corredor Cautín – Ciruelos, se determina que el aumento de la transferencia de potencia activa Norte → Sur no deriva en una posible operación indeseada sobre el circuito sano ante la pérdida de su vínculo en paralelo.

Finalmente, con base en los análisis realizados, se determina que la implementación del automatismo Gridbooster mediante BESS actuando por contingencia especifica en el corredor Cautín – Ciruelos 2x220kV resulta eficaz para incrementar los límites de transferencias norte → sur en red N por el mismo.

3 OPERACIÓN EN ISLA

3.1 Introducción y análisis inicial

Tal como se introdujo en la sección 1, durante la ejecución de las obras de reemplazo de conductor implicando la indisponibilidad del circuito intervenido, el CEN aplica criterios de seguridad con el objetivo de salvaguardar la formación de una eventual isla eléctrica ante una falla en el vínculo que quede en servicio, despachando al menos una unidad de la central hidroeléctrica Canutillar y limitando la transferencia a un máximo de +/- 10 MW, lo que implicaría importantes desacoples económicos.

Sobre este marco, inicialmente se estudia el comportamiento dinámico del sistema al formarse la isla eléctrica al sur de la S/E Ciruelos con un intercambio pre-falla de 10 MW sobre un amplio espectro de condiciones operacionales con el objetivo de validar los escenarios desarrollados, así como sentar las bases y criterios utilizados por el CEN para la determinación de este valor de intercambio máximo. De este análisis, se puede verificar en todos los casos un desempeño satisfactorio de la isla, con una evolución de subfrecuencia que no logra activar el primer escalón del Esquema de Desconexión Automática de Cargas por baja frecuencia (EDACxBF), ajustado en 48,9Hz, y luego se restablece por encima de los 49,3Hz a partir del aporte de la unidad de CH Canutillar participante del Control Primario de Frecuencia (CPF).

En caso de incrementar la importación de potencia desde el sur, mayor es el desbalance de la isla en consecuencia, con una caída de frecuencia más pronunciada y rápida, pudiendo llegar a la activación del primer escalón del EDACxBF o, en casos extremos, a la posible desconexión de algún generador local por actuación de sus protecciones (ROCOF) [2]. En este sentido, para incrementar el actual límite de intercambio por el circuito en servicio ante las distintas condiciones de operación, se deberán tomar medidas adicionales que permitan un correcto control de la subfrecuencia ante la eventual formación de isla en la red sur.

3.2 Análisis de control de frecuencia adicional

Con el propósito de poder incrementar las máximas transferencias de norte a sur por el circuito disponible, se analizan distintas alternativas de actuación del BESS para solventar las problemáticas de control de frecuencia identificadas durante la formación de la isla, las cuales se presentan a continuación.

3.2.1 Actuación por CPF

La primera alternativa consiste en la implementación de un lazo de control primario de frecuencia con estatismo en el control de potencia activa del BESS (ver Fig. 4). Esta función permite responder ante variaciones de frecuencia, pudiendo controlar el decrecimiento acelerado de la misma ante importantes montos de transferencias hacia la isla previo a su formación. Los resultados muestran que, para aumentar la potencia transferida, se requiere que el BESS inyecte potencia rápidamente para compensar el desbalance y evitar que la frecuencia decaiga por debajo de los 48,9 Hz, siendo la rapidez necesaria dependiente del monto de potencia transmitido pre-contingencia.

El comportamiento del controlador y, por ende, el desempeño dinámico de la isla depende de una serie de factores: el estatismo, el retardo en la acción del controlador y la banda muerta seleccionada para su operación. Para evaluar individualmente su impacto, se realiza un análisis sobre cada uno de dichos parámetros, debiendo asegurarse una gran sensibilidad ante las variaciones de frecuencia (bajo estatismo) con retardos mínimos en la actuación para tolerar mayores desbalances, además de una banda muerta adecuada que permita la activación rápida ante el evento, pero que a su vez evite una participación continua del CPF ante variaciones normales de la frecuencia en condiciones de red completa (o sistema unificado).

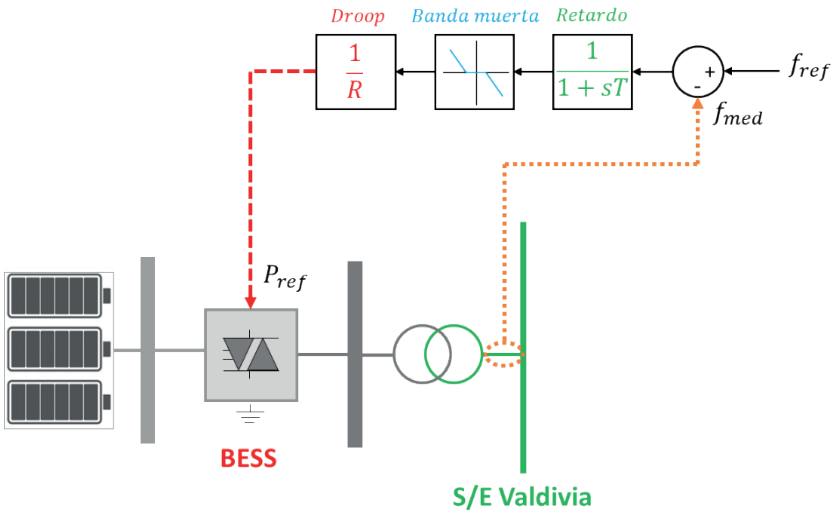


Fig. 4. Lógica simplificada de actuación por CPF

3.2.2 Actuación por evento

Reutilizando la infraestructura "disponible" del sistema de monitoreo del BESS en modo Gridbooster presentado en la sección 2, con mediciones de las transferencias de potencia por cada uno de los circuitos y del estado operativo de los interruptores asociados, se plantea como segunda alternativa la actuación por señal de disparo ante la ocurrencia del evento (ver Fig. 5). Es decir, ante la detección de formación de isla, el esquema brinda la orden al equipo BESS de inyección de un monto de potencia equivalente al medido pre-falla por el circuito, supliendo así el desbalance de potencia activa generado en la isla. De esta forma, para lograr un correcto control de la caída inicial de la frecuencia, principalmente ante condiciones de elevadas transferencias, se requiere que el equipo BESS sea capaz de inyectar su potencia lo más rápido posible. Esta rapidez es dependiente de la tasa de toma de carga del BESS, la cual se buscará maximizar, y del tiempo de disparo (o activación), el cual se buscará minimizar para lograr un mayor aprovechamiento del esquema.

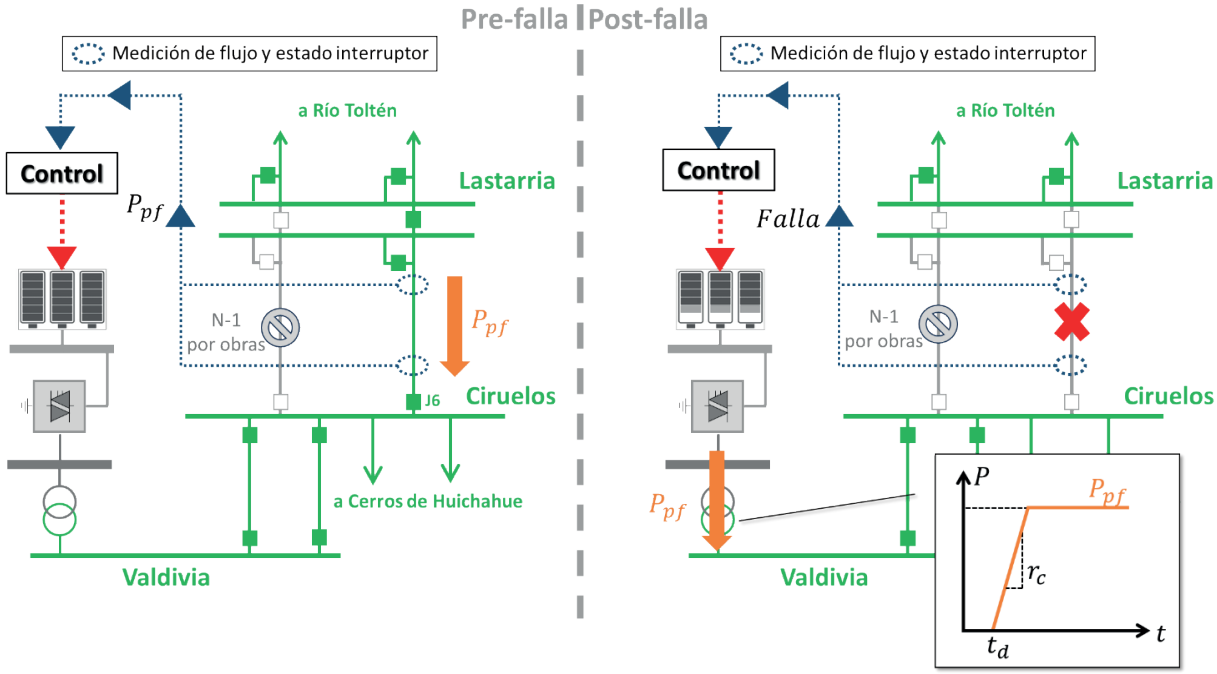


Fig. 5. Lógica simplificada de actuación por evento

Los resultados de las simulaciones indican que esta es una alternativa factible para evitar el decaimiento inicial de la frecuencia, logrando en general un rápido control. Sin embargo, dado que el BESS sin CPF es "insensible" ante las variaciones de frecuencia, el mantener una inyección fija de potencia activa podría causar oscilaciones de frecuencia indeseadas en el periodo transitorio luego de alcanzar el mínimo de la frecuencia o, incluso, que nuevos desbalances en la isla no puedan ser debidamente controlados.

3.2.3 Estrategias combinadas

Si bien ambas estrategias individuales descritas anteriormente podrían ser factibles para el control de la frecuencia ante la formación de isla con desbalances incrementados, existen ciertos puntos que podrían ser optimizados. Por un lado, para tolerar grandes transferencias la inyección inicial de potencia activa por parte del BESS debe ser sumamente rápida, por lo que el CPF debería requerir un bajo estatismo y banda muerta para lograrlo, pudiendo ocasionar oscilaciones indeseadas. Por su parte, la estrategia de señal de disparo permite una inyección rápida de potencia, logrando frenar la caída inicial de la frecuencia, pero resulta insensible a futuras variaciones dentro de la isla.

Al implementar ambas estrategias en conjunto (ver Fig. 6), los resultados muestran que las fortalezas de una tienden a compensar las desventajas de la otra, por lo que podría considerarse como una opción atractiva de acuerdo con el desempeño obtenido. La lógica de actuación combinada por control primario de frecuencia y señal de disparo ante el evento de detección de isla se presenta de forma simplificada en el esquema a continuación, pudiendo asimismo visualizarse de forma individual las estrategias correspondientes. Vale destacar que no se considera una relación maestro-esclavo entre ambos lazos de control, sino que ambos actúan de forma independiente. Asimismo, este esquema plantea la implementación de una lógica complementaria tal que, ante la detección de formación de isla sur emita, además de la señal de disparo al equipo para que inyecte potencia proporcional al flujo previo por el enlace fallado, emita un cambio en el ajuste de los parámetros de banda muerta conforme a las nuevas condiciones de operación. Es decir, en condición interconectada, el equipo operaría con una banda muerta que evite la activación continua ante variaciones normales del SEN, mientras que en condiciones de isla estos valores se reajustan de forma automática para incrementar la sensibilidad del controlador y, por lo tanto, la seguridad de la red aislada.

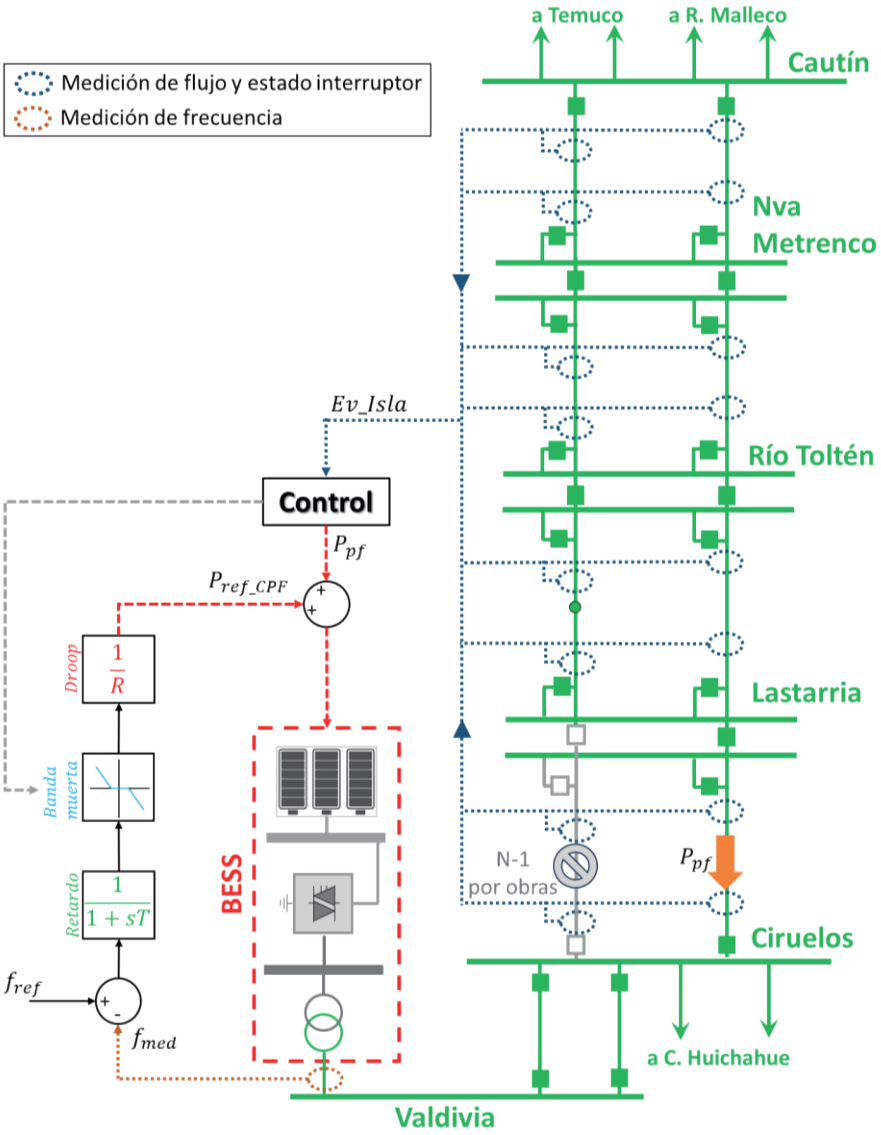


Fig. 6. Lógica simplificada de actuación combinada por evento y CPF

3.2.4 Límites de importación

De los análisis desarrollados se encuentra que las distintas alternativas planteadas para el control de frecuencia de la isla permiten incrementar los desbalances de potencia, es decir el límite de transferencia de norte a sur por el circuito en servicio durante la ejecución de obras, con un mayor o menor aprovechamiento según las condiciones de operación. En general, independientemente de la estrategia adoptada, el máximo desbalance capaz de ser afrontado por la isla sin derivar en la actuación del EDACxBF se incrementa a mayor inercia de la isla y de reservas adicionales para control de frecuencia, tal como se ilustra de forma teórica en la Fig. 7.

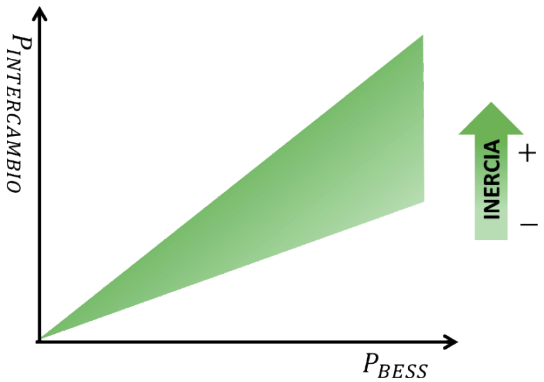


Fig. 7. Ilustración de aumento de inercia

A los fines de obtener resultados cuantitativos genéricos que permitan abordar el análisis económico, se evaluó el desempeño de la isla para distintos montos incrementales de potencia intercambiada considerando la estrategia de control combinada con distintas capacidades BESS instaladas. De este análisis, pudo observarse que el incremento del intercambio de potencia posible entre el SEN y la red del sur está directamente relacionado con la capacidad del equipo BESS. A modo ejemplo, con un BESS de 100MW, los resultados indican que en condiciones críticas el máximo desbalance

admisible ronda los 90MW o 100MW según el estado de la CH Canutillar, mientras que para situaciones más favorables (alta inercia) este valor podría extenderse a 110MW. Alineado, con un BESS de 150MW los máximos desbalances admisibles se encuentran en el orden de los 140-150MW según las condiciones de operación. Para evidenciar lo anterior, en la Fig. 8 se muestra una comparación de la respuesta de la frecuencia ante la formación de la isla para los diferentes escenarios de inercia estudiados: para el caso base de 10 MW de intercambio sin controlador y para el caso de 140 MW de intercambio con el controlador combinado implementado con un BESS de 150 MW de capacidad. De la figura se desprende que, además de permitir el aumento del intercambio de potencia entre la isla del sur y el resto del sistema, el controlador propuesto mejora notablemente la respuesta de la frecuencia ante la contingencia incluso con elevadas transferencias de potencia previo a la falla.

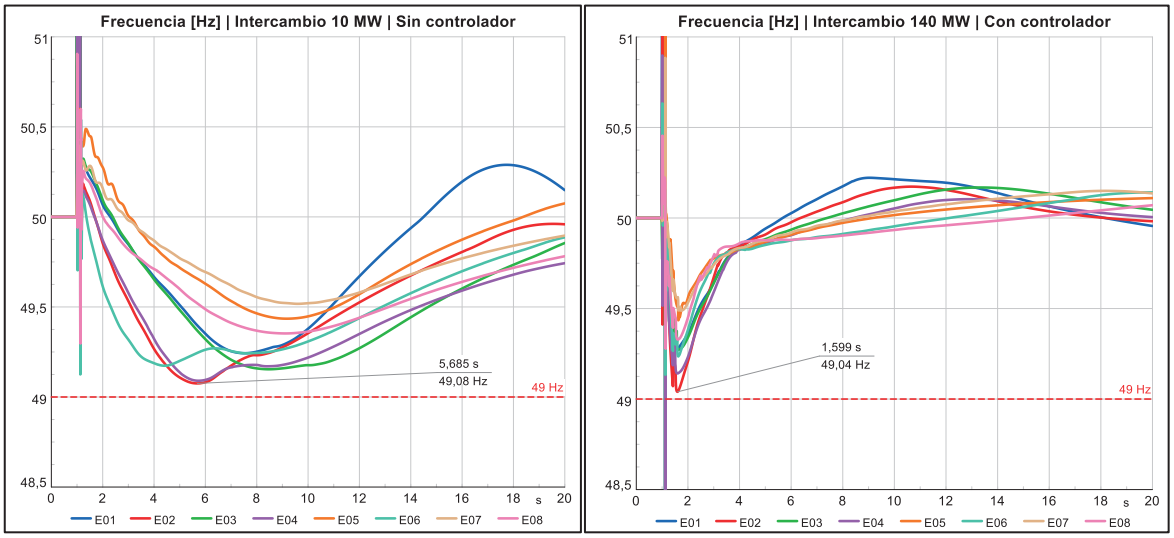


Fig. 8. Comparación de la respuesta en la frecuencia de la isla ante diferentes intercambios de potencia sin y con el controlador

Mas allá de lo anterior, el desempeño depende de las características y los parámetros que finalmente puedan ser implementados al controlador, lo cual definiría los nuevos límites de intercambio durante la ejecución de las obras de ampliación. En particular, la minimización de los tiempos de respuesta (tiempo de disparo y de actuación del CPF), así como la tasa de toma de carga resultan uno de los aspectos más críticos para maximizar el intercambio de potencia entre el SEN y la red del sur.

3.3 Requerimientos específicos

Finalmente, se realizaron análisis particulares con el fin de determinar posibles requerimientos adicionales a la inyección de potencia activa que impacten en las características del diseño del equipamiento.

Por un lado, se evaluaron múltiples condiciones de fallas a través de la simulación de transitorios electromecánicos con el objetivo de analizar el comportamiento desde el punto de vista de la estabilidad en tensión y angular. De este, se puede concluir que, en la operación interconectada de la red sur con el resto del SEN durante los trabajos de reemplazo de conductor, así como ante el transitorio inicial para lograr la estabilidad luego de la formación de isla, no se identifica un requerimiento específico de control de tensión para el BESS. No obstante, es importante mencionar que, en condiciones de operación en isla, tener habilitado el control de tensión puede ser beneficioso para la operación segura y estabilidad de la misma ante la potencial ocurrencia de nuevos eventos.

Por otro, con el propósito de identificar posibles problemáticas en el desempeño de la generación basada en convertidores en la isla, se analizó el impacto del proyecto al operar de manera aislada del SEN en la fortaleza de la red del sur, medida por el factor de robustez ESCR (Effective Short Circuit Ratio) [4]. Los resultados obtenidos en las condiciones más conservadoras analizadas indican valores de ESCR mayores a 3, por lo que, a priori, no existiría riesgo de interacción entre inversores en la isla. Asimismo, si bien no pueden extraerse conclusiones duras de este análisis, dado que los resultados arrojados se aproximan a las características de red débil, se entiende que la inclusión de una tecnología Grid Forming resultaría sumamente beneficiosa para el desempeño y la estabilidad de los controles, brindando mayor seguridad operativa.

4 CONCLUSIONES

Dada la conexión prácticamente radial de la red eléctrica al sur del SEN a través del corredor de doble circuito de 220kV, se demuestra el beneficio técnico-económico del incremento de los límites de transmisión en condiciones normales a partir de la implementación de un sistema de control de flujo del tipo "Gridbooster" de un solo nodo basado en baterías ubicado en la zona al sur del mismo. Para ello, además del sistema de almacenamiento, se requiere un sistema de medición y control capaz de detectar contingencias en el corredor, definir la necesidad de operación y, eventualmente, coordinar la actuación del equipo.

Por otra parte, en condiciones de indisponibilidades forzadas o programadas, se determina la factibilidad de incrementar las transferencias por el único vínculo de 220 kV disponible, a partir de la implementación de lógicas de control complementarias en el sistema de baterías. En este sentido, se plantean y evalúan diversas estrategias para la regulación de frecuencia ante la formación de isla, incluyendo la dotación de control primario de frecuencia con estatismo en los inversores de las baterías, la implementación de automatismos de actuación por evento, o la combinación de ambas estrategias. De los análisis abordados la actuación combinada de un control primario de frecuencia y por detección de eventos resulta la más favorable, pudiendo admitir desbalances de hasta un monto aproximado a la capacidad BESS instalada. Asimismo, merece aclarar que los máximos intercambios admisibles dependerán, además de las condiciones de operación del escenario real (demanda, inercia, reserva, etc.), de la lógica, características y parámetros factibles de implementarse en el esquema.

En términos de beneficios económicos sistémicos, para un periodo de evaluación de 20 años, considerando una reducción en el costo operacional y comparándolo con la inversión y costos operacionales anuales, el proyecto presenta flujos altamente positivos previo al refuerzo del conductor de la línea radial en estudio, obteniéndose beneficios netos positivos para la evaluación durante la vida útil del proyecto.

5 REFERENCIAS

[1] Coordinador Eléctrico Nacional de Chile, Minuta-DAOP-Nº-03-2021 "Control de transferencias en la línea 2x220 kV Frutillar Norte - Puerto Montt".

[2] Comisión Nacional de Energía de Chile, "*Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio*", septiembre 2020.

[3] Coordinador Eléctrico Nacional de Chile, "*Informe Final de Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas, Parte 1 y Parte 2*", 2023.

[4] Coordinador Eléctrico Nacional de Chile, "*Estudios de Inercia y Cortocircuito, Informe final de Estabilidad de Tensión",* enero 2022.

Comité de Estúdios C2 – Operación y control de sistemas de potencia

MITIGACIÓN DE LA RESTRICCIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE EN EL SENI MEDIANTE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO CON BATERÍAS

E.A. JIMENEZ*
EGEHaina
Republica Dominicana
jimenezel@egehaina.com

I.O. PANTOJA
Uninorte
Colombia
ioliveros@uninorte.com

C. Burgo
AES
República Dominicana
cburgo@aesdomincana.com

M. RIPOLL
Enel Colombia
Colombia
Mateo.ripoll.external@enel.com

L. RIPOLL
Uninorte
Colombia
lripoll@uninorte.com

A.G. GALVIS
ENG BIM
Colombia
galvisga@ieee.org

Resumen *– El curtailment en sistemas eléctricos de potencia se refiere a la reducción intencionada de la generación de energía eléctrica, principalmente de fuentes renovables, para mantener el equilibrio entre la generación y la demanda, o para cumplir con las limitaciones operativas del sistema. Este fenómeno limita el aprovechamiento de los recursos renovables, incrementa los costos operativos y dificulta el cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones de CO2. En este artículo se analiza el caso de la República Dominicana, donde la alta penetración de energía solar fotovoltaica ha generado desafíos en la estabilidad del sistema eléctrico, llevando a la implementación de curtailment. Se proponen soluciones como la expansión de la red, la flexibilidad de la generación convencional, la gestión de la demanda y el almacenamiento de energía, evaluando su viabilidad mediante el algoritmo SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming).*

Palabras clave: Curtailment - Energía Renovable - República Dominicana – SDDP - Almacenamiento de Energía - Estabilidad del Sistema.

1 INTRODUCCIÓN

El Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) de la República Dominicana ha experimentado un crecimiento significativo en la capacidad de generación renovable, particularmente solar fotovoltaica. Sin embargo, la intermitencia de estas fuentes y las limitaciones en la infraestructura de transmisión han llevado a la aplicación frecuente del Curtailment. Este término “Curtailment” hace referencia a la práctica de renunciar o perder la producción de energía renovable, en este caso fotovoltaica ante un limitante o restricción intrínseca de la operación del sistema [1]. Esta condición ha despertado gran interés para la integración de energías renovables en los sistemas de potencia, dado que, a diferencia de los generadores a combustible, la producción fotovoltaica no utilizada representa electricidad disponible que se pierde para siempre [1]. Esto se debe a que generalmente se emplea el mecanismo de Anti-islanding para desconectar las fuentes a la red distribución con el fin de proteger los componentes del sistema aguas arriba [2], sin embargo, estudios recientes han demostrado como flexibilización de la demanda, la compatibilidad entre la infraestructura de transmisión, flexibilidad del mercado eléctrico y las políticas publicar puede conducir a una reducción en los niveles de Curtailment [3]. Este artículo presenta un análisis detallado de las causas, impacto y soluciones propuestas para minimizar este problema en la República Dominicana.

2 GENERALIDADES

* Dirección del autor principal

2.1 Naturaleza del Curtailment

El **curtailment** en sistemas eléctricos de potencia se refiere a la reducción intencionada de la generación de energía eléctrica de una planta, generalmente renovable, para mantener el equilibrio entre la generación y demanda o para cumplir con las limitaciones operativas del sistema eléctrico.

$$Curtailment\ \% = \frac{Salida\ de\ Curtailment}{Producción\ entregada + Salida\ de\ Curtailment} \quad [1]$$

2.2 Causas del Curtailment

Según K.Guerra et al. [4] el curtailment puede activarse por las siguientes causas principales:

1. **Restricciones operativas de unidades térmicas**: Plantas base que no pueden desconectarse (must-run plants) y limitaciones de potencia mínima de operación.
2. **Déficit de reserva primaria y secundaria de frecuencia**: La falta de reservas para mantener la estabilidad del sistema.
3. **Restricción de niveles críticos de inercia**: La reducción de la inercia del sistema debido a la alta penetración de renovables.
4. **Congestión en la red de transmisión**: La incapacidad de la red para transportar la energía generada.

3 IMPACTO DEL CURTAILMENT

Tal como se menciona en Jenkins et al. [5] a medida que el Curtailment supere la implementación de medidas para frenar la reducción de la energía, se limita el aprovechamiento y la entrada de los recursos renovables, al incrementar los costos operativos del sistema eléctrico y representa un riesgo para el cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones de CO2 y de producción de energía renovable.

3.1 Impacto en el SENI

El Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) de la República Dominicana ha experimentado un crecimiento significativo en los últimos 25 años. Para 2025, se prevé una potencia máxima de 3900 MW [6], con una matriz energética que ha incorporado grandes proyectos renovables, especialmente solar fotovoltaica. Actualmente el mix de generación se puede observar en la Fig. 1.

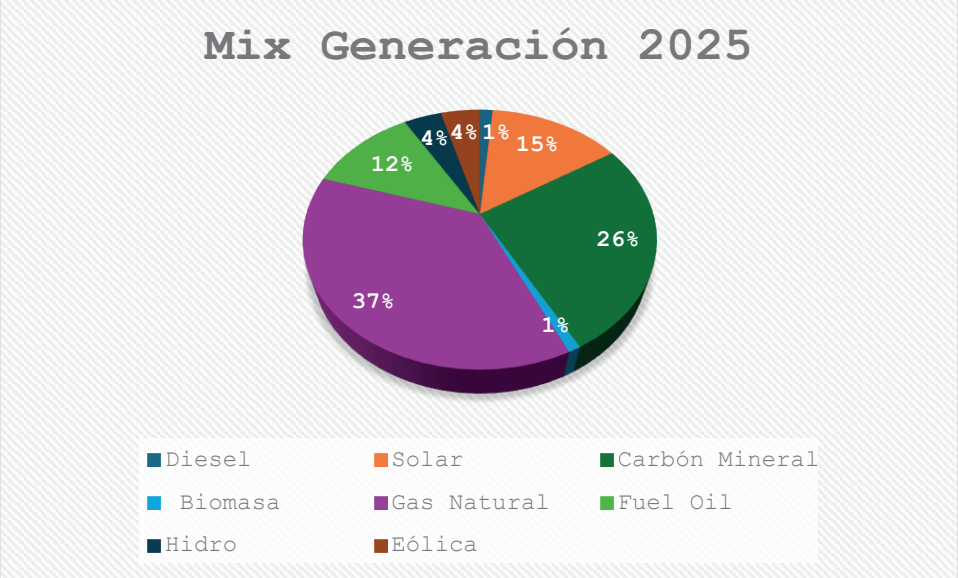


Fig. 1. Mix energético SENI de la República Dominicana

Para 2028, La Comisión Nacional de Energía (CNE) de la República Dominicana espera que la generación solar fotovoltaica supere los 1600 MW [7], lo que cambiará drásticamente el mix de generación del sistema. La proyección de la matriz de generación hasta el 2028 lo podemos observar en la Fig. 2.

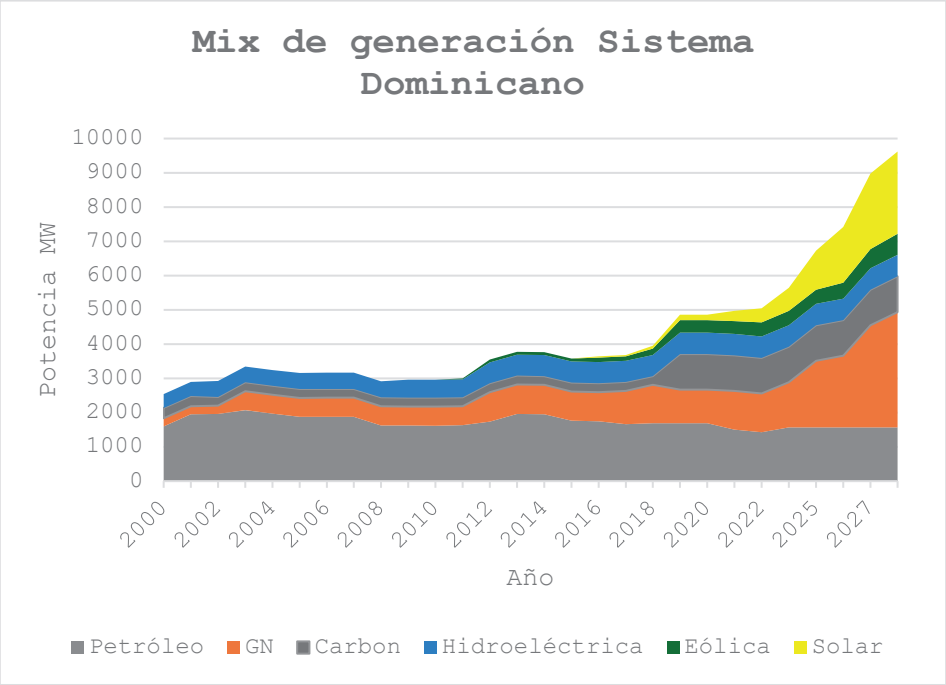


Fig. 2. Mix de Generación Sistema Dominicano

El Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) de la República Dominicana opera con niveles de tensión de 345, 230, 138 y 69 kV en sus líneas de transmisión. Al no estar interconectado con sistemas internacionales, se considera un sistema insular. La figura y la tabla siguientes muestran el diagrama unifilar del sistema, así como la longitud de las líneas de transmisión y la capacidad de los transformadores según el nivel de tensión.

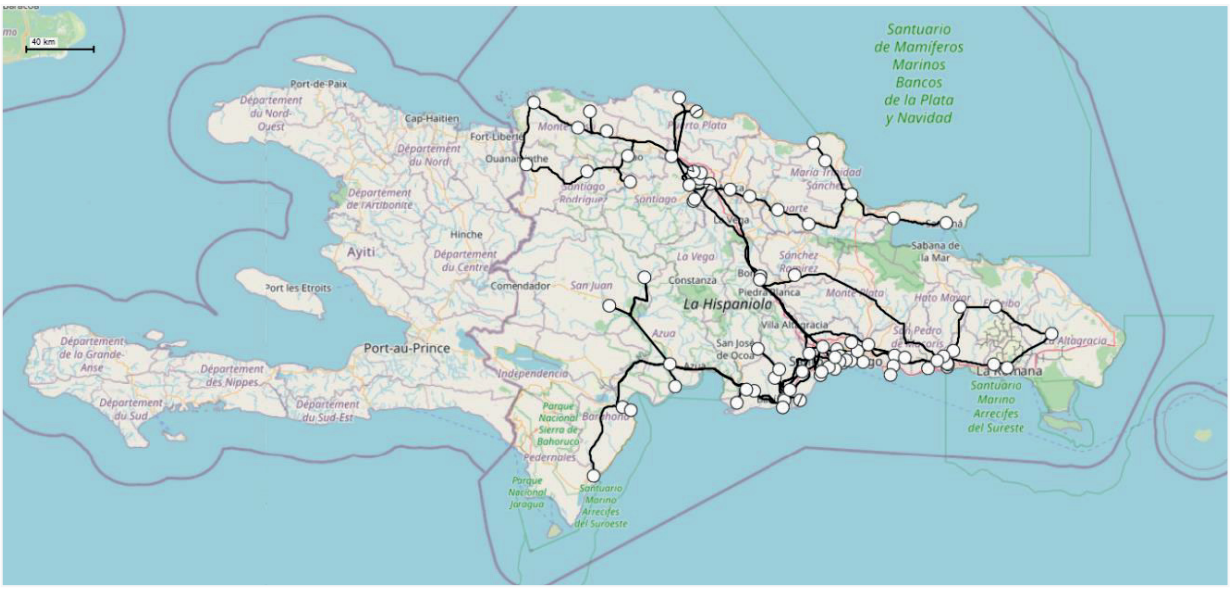


Fig. 3. Líneas del SENI de la República Dominicana existentes

TABLA I. Parámetros de los elementos del SENI de la Republica Dominicana

Longitud Líneas de Transmisión (km)		Capacidad de Transformadores (MVA)	
69 kV	1,779	69/138 kV	3,240
138 kV	3,059	138/230 kV	250
230 kV	283	230/345 kV	300
345 kV	436	138/345 kV	3000

3.2 Problemáticas en República Dominicana

Con la generación renovable proyectada (ERV), la penetración de energías renovables en el sistema podría alcanzar aproximadamente un 50%. Tal como sugieren O'Shaughnessy et al. [1] se observó como el Curtailmente ocurre generalmente en sistemas eléctricos donde la limitada capacidad de transmisión no es suficiente para conectar los remotos recursos solares de los grandes centros de carga.

En la Fig. 4. se muestra el despacho horario durante un día de invierno, caracterizado por una baja demanda. Se observa la formación de la denominada *curva de pato*, la cual refleja la variación de la demanda neta en sistemas con alta penetración de energía solar fotovoltaica.

Durante las horas de mayor producción solar (9:00 - 14:00), la generación convencional se reduce a su nivel mínimo, lo que provoca un déficit en la reserva primaria y secundaria de frecuencia, además de una disminución en la inercia de la red. Esto afecta la estabilidad angular y de frecuencia del sistema. Como medida de mitigación, el operador de la red ha implementado la restricción de generación renovable (*curtailment*). Con la implementación de un mayor número proyectos solares, es necesario considerar un nivel óptimo de Curtailmente para la red, en vez manejar una penetración critica de energía fotovoltaica [5].

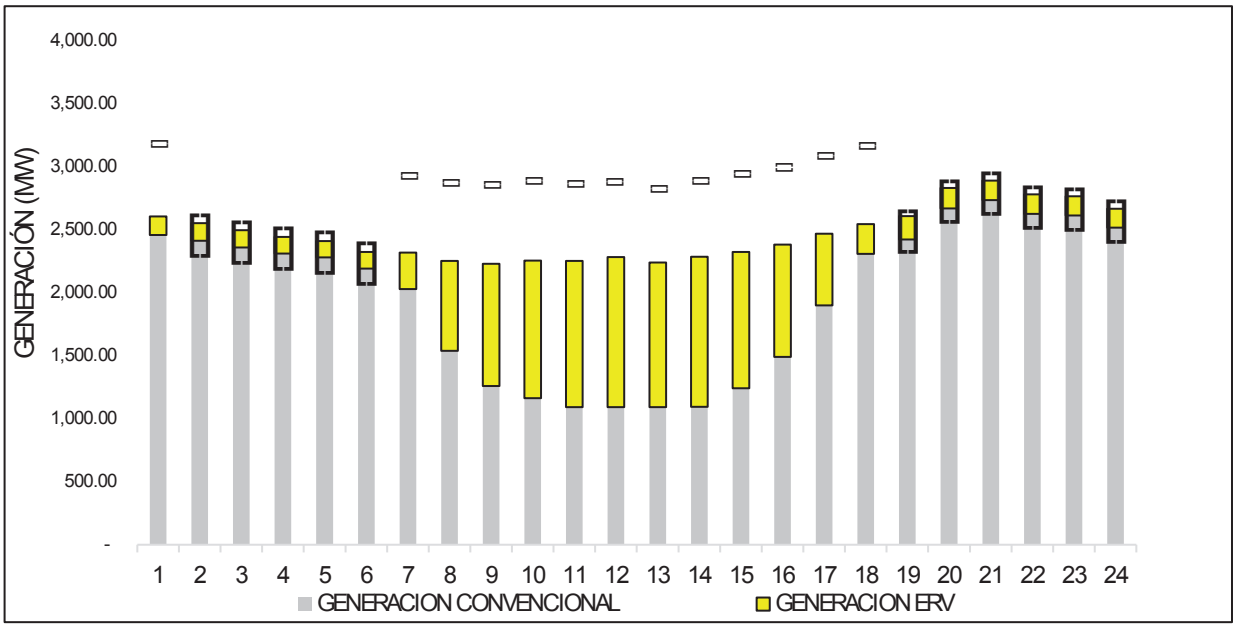


Fig. 4. Penetración de renovables SENI de la República Dominicana

Desde enero de 2024, se han activado restricciones a la generación renovable en 21 ocasiones, principalmente debido a limitaciones en la reserva rodante (primaria y secundaria de frecuencia). En la Fig. 4. se muestra la restricción aplicada el primer día de 2025, cuando se limitaron un total de 797.1 MWh, equivalente al 11.7% de la generación renovable de ese día. Hasta la fecha, la energía renovable restringida en el año asciende a 15.82 GWh, afectando tanto la generación solar como la eólica.

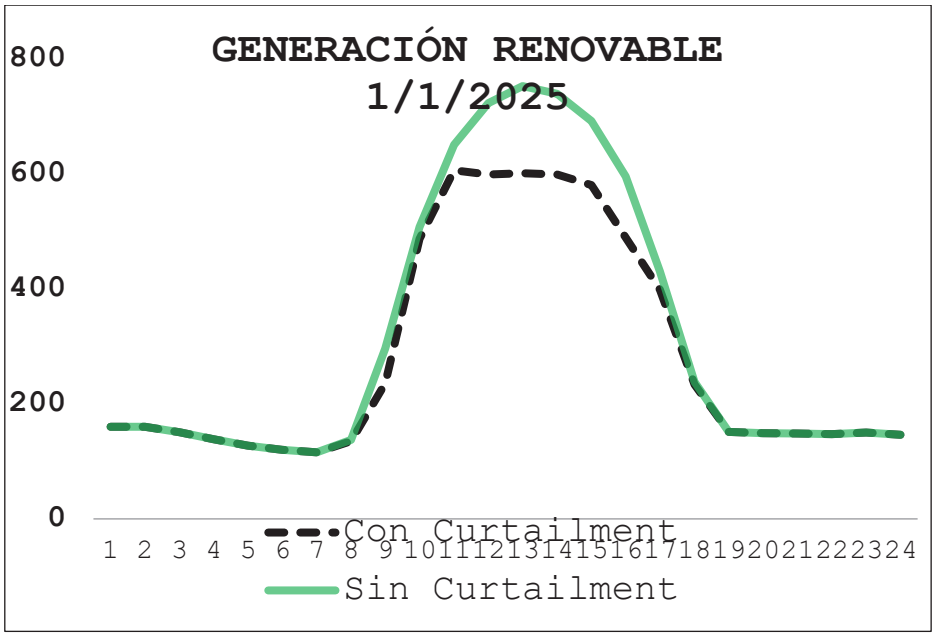


Fig. 4. Restricciones a la generación renovable

4 SOLUCIONES PARA MITIGAR EL CURTAILMENT

Para reducir el impacto del Curtailment, se han propuesto varias soluciones:

4.1 Expansión y modernización de la Red

El Curtailment afecta desproporcionadamente a los sistemas fotovoltaicos ubicados en lugares remotos en alimentadores radiales [13], es por este motivo que la expansión y planificación de la red de transmisión son fundamentales para alcanzar un balance: Las de obras de infraestructura necesarias para satisfacer las necesidades de la demando en un horizonte de tiempo determinado [8]. En el contexto de Republica Dominicana mejorar la capacidad de transmisión y distribución permitiría manejar mayores volúmenes de energía renovable. En sistemas de redes inteligentes la confiabilidad se mejora mediante esquemas avanzados de automatización y protección, con lo que se reduce la necesidad de restricciones a la generación distribuida en los cortes pico [12]. Con el fin de evitar limitaciones a la implementación de energía renovables por el Curtailment, esto se vuelve necesario para reducir congestiones y facilitar su integración al sistema. Sin embargo, esta solución requiere inversiones significativas y tiempo para su implementación, lo que implica un alto costo inicial, que es esencial para el desarrollo del sistema eléctrico a largo plazo.

4.2 Flexibilidad de la generación convencional

Uno de los beneficios de generadores flexibles, como de los de Carbon y gas natural, es que pueden responder de manera rápida y eficiente a los cambios del sistema [9], ajustar la generación de plantas terminar para complementar la variabilidad de las fuentes renovables puede mejorar su integración. Esta opción aprovecha la infraestructura existente, pero puede aumentar los costos operativos y las emisiones si no se gestiona adecuadamente. Aunque es una alternativa de bajo costo a corto plazo, no es sostenible en el largo plazo.

4.3 Gestión de la demanda

Incentivar a los consumidores a ajustar su consumo según la disponibilidad de energía renovable reduciría la necesidad de almacenamiento y mejoraría la eficiencia del sistema. Contar la flexibilidad de la carga es una herramienta que puede aumentar la flexibilidad de la red y la forma en que se gestionar las restricciones, teniendo en cuenta que la de flexibilidad de carga, se ha implementado históricamente para reducir las cargas durante períodos críticos de demanda máxima [10]. Sin embargo, requiere cambios en los hábitos de consumo y la implementación de una infraestructura de medición avanzada. A pesar de estos desafíos, ofrece beneficios significativos a largo plazo al modificar el perfil de demanda del sistema y reducir la dependencia de la generación de respaldo basada en combustibles fósiles [15].

4.4 Almacenamiento de energía (baterías)

Aumentar la capacidad de almacenamiento de la red reduce el riesgo de exceso de oferta, durante escenarios de curtailment, el exceso de generación fotovoltaica se podría almacenar y redistribuir mas tarde en el día [11], lo que reduce el curtailment, mejora la estabilidad de la red y facilita una mayor penetración de renovables. Su principal desventaja es el alto costo inicial y la vida útil limitada de las baterías. No obstante, con la reducción progresiva de los costos de almacenamiento, esta solución se perfila como una opción efectiva y sostenible en el futuro.

5 SOLUCIÓN RECOMENDADA

Considerando las características del sistema eléctrico de la República Dominicana, la mejor estrategia para mitigar el curtailment es una combinación de almacenamiento de energía y expansión de la red. Aunque el almacenamiento requiere una inversión inicial elevada, su capacidad para gestionar la intermitencia y maximizar el aprovechamiento de la energía renovable lo convierte en una inversión estratégica. Paralelamente, la modernización de la red es clave para garantizar que la energía generada pueda ser transportada de manera eficiente a los centros de consumo.

Para determinar la capacidad de almacenamiento de baterías requerida, se empleó el algoritmo de despacho a largo plazo SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming). Este modelo simula el comportamiento del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) de la República Dominicana, considerando las proyecciones de generación renovable y las restricciones de reserva primaria y secundaria de frecuencia.

En la Fig. 5. se presenta el despacho promedio a las 12:00 horas, momento de máxima generación solar. Los resultados indican que, a medida que aumenta la penetración de energía solar en el sistema, será necesario incorporar una cantidad significativa de almacenamiento en baterías para gestionar el exceso de generación y mantener la estabilidad del sistema eléctrico.

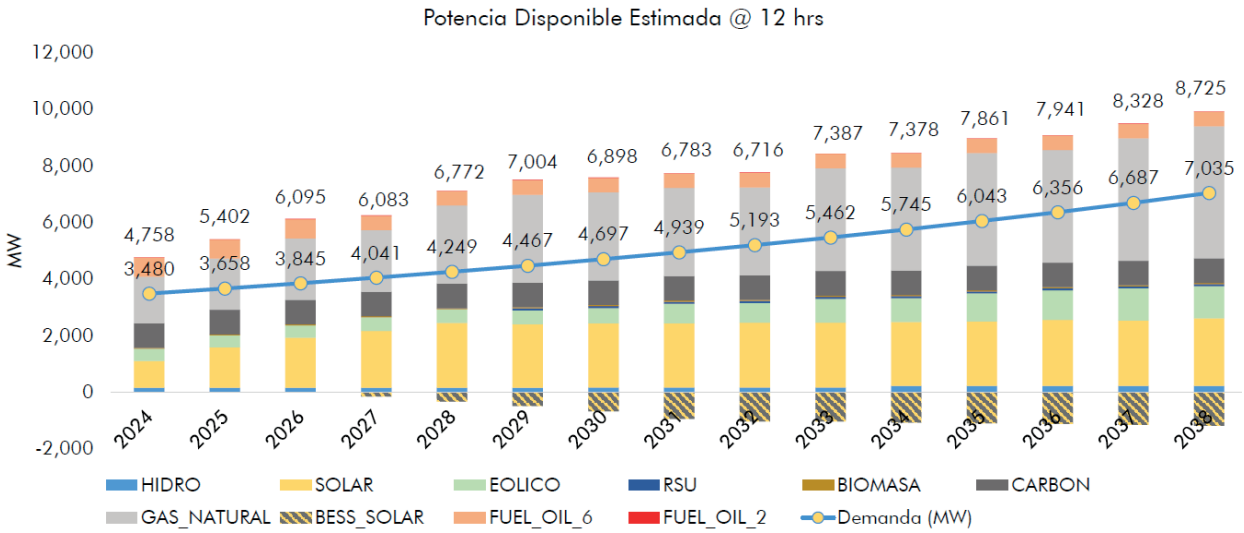


Fig. 5. Escenario de despacho a las 12:00 horas – máximo de generación solar

En la Fig. 6. se presenta el despacho promedio a las 21:00 horas, momento de máxima demanda del sistema. Se observa que la energía almacenada durante las horas de mayor generación solar es liberada en el sistema durante la noche, permitiendo un mejor aprovechamiento de los recursos renovables y reduciendo la necesidad de generación convencional. Este proceso, conocido como *arbitraje de energía*, optimiza el uso de la generación solar, mitiga las restricciones del sistema y mejora la estabilidad del sistema eléctrico [14].

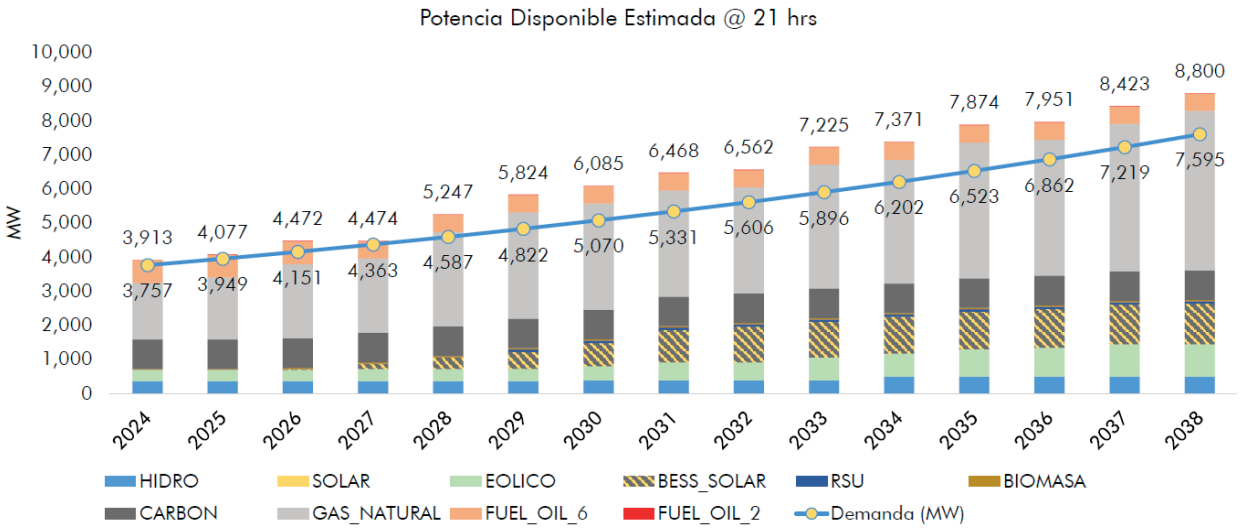


Fig. 6. Escenario de despacho a las 21:00 horas – máximo de demanda

6 CONCLUSIONES

El curtailment de energía renovable representa un desafío complejo que exige un enfoque integral para su mitigación. En la República Dominicana, la combinación de almacenamiento de energía y expansión de la red constituye la estrategia más efectiva en términos de costo-beneficio. La modernización de la infraestructura de transmisión y distribución permitirá reducir las restricciones a la inyección de energía renovable, mientras que el almacenamiento optimizará el aprovechamiento de la generación en horas de máxima generación. Estas soluciones no solo permitirán reducir las restricciones a la generación renovable, sino que también fortalecerán la resiliencia del sistema eléctrico, garantizando una mayor confiabilidad operativa ante variaciones en la generación y sostenibilidad del sistema eléctrico. Asimismo, su implementación favorecerá el cumplimiento de los objetivos nacionales de transición energética y reducción de emisiones.

7 REFERENCIAS

[1] **O'Shaughnessy, E., Cruce, J. R., & Xu, K.** *Too much of a good thing? Global trends in the curtailment of solar PV.* Solar Energy, vol. 208, pp. 1068-1081, 2020. DOI: 10.1016/j.solener.2020.08.080.

[2] A. Khodaei, "Resiliency-Oriented Microgrid Optimal Scheduling," IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 5, no. 4, pp. 1584-1592, Jul. 2014.

[3] M. Shafiullah, S. D. Ahmed, and F. A. Al-Sulaiman, "Grid Integration Challenges and Solution Strategies for Solar PV Systems: A Review," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 52233-52239, 2022.

[4] Guerra, K. (2022). "Análisis del curtailment en sistemas eléctricos".

[5] Jenkins, J. D., Luke, M., & Thernstrom, S., *Getting to Zero Carbon Emissions in the Electric Power Sector*, Joule, vol. 2, no. 12, pp. 2498-2510, 2018.

[6] Santos Echavarría, J., *Demanda máxima del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado alcanza los 3,729 megavatios*, Ministerio de Energía y Minas, República Dominicana, 2024. Disponible en: https://mem.gob.do/2024/.

[7] Comisión Nacional de Energía (CNE), *Planificación energética del gobierno avanza en la expansión del parque de generación*, República Dominicana, 2024. Disponible en:

https://cne.gob.do/noticia/planificacion-energetica-del-gobierno-avanza-en-la-expansion-del-parque-de-generacion/

[8] Jabr, R. A., *Robust Transmission Network Expansion Planning with Uncertain Renewable Generation and Loads*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 1, pp. 1-10, 2013.

[9] Cochran, J., Lew, D., & Kumar, N., *Flexible Generation: The Critical Enabler for Renewable Energy Integration*, National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2014.

[10] Golden, M., & Paulos, B., *Curtailment of Renewable Energy in California and Beyond*, Lawrence Berkeley National Laboratory, 2015.

[11] Denholm, P., Margolis, R., & Eichman, J., *Evaluating the Technical and Economic Performance of PV Plus Storage Power Plants*, National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2016.

[12] Conti, S., Nicolosi, R., & Rizzo, S., *Generalized Systematic Approach to Assess Distribution System Reliability With Renewable Distributed Generators and Microgrids*, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 27, no. 1, pp. 261-271, 2012.

[13] Liu, M. Z., Procopiou, A. T., & Petrou, K., *On the Fairness of PV Curtailment Schemes in Residential Distribution Networks*, IEEE Transactions on Smart Grid, 2020.

[14] Karimi, Y., Oraee, H., & Guerrero, J. M., *Decentralized Method for Load Sharing and Power Management in a Hybrid Single/Three-Phase Islanded Microgrid Consisting of Hybrid Source PV/Battery Units*, IEEE Transactions on Power Electronics, 2016.

[15] Zheng, S., Sun, Y., Li, B., & Qi, B., *Incentive-Based Integrated Demand Response for Multiple Energy Carriers Considering Behavioral Coupling Effect of Consumers*, IEEE Transactions on Smart Grid, 2020.

Comité de Estúdios C2 - Operación y control de sistemas de potencia

METODOLOGÍA DE PRIORIZACIÓN DE IMPACTO ANTE CONTINGENCIAS MÚLTIPLES: CASO DE CRUCES DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

S. BOTERO
XM SA ESP
Colombia
sebotero@xm.com.co

D. A. GOMEZ
XM SA ESP
Colombia
dgomez@xm.com.co

Resumen *– El crecimiento de los sistemas eléctricos y la transformación energética han incrementado la importancia de evaluar eventos extremos de baja probabilidad y alto impacto (HILP) en la infraestructura eléctrica. Estos eventos, como los cruces de líneas (fallas múltiples o eventos N-K), no se contemplan en la planificación operativa habitual en Colombia. En este artículo, se propone una metodología que, mediante indicadores de flexibilidad operativa y resiliencia, automatizados a través de scripts en Python, permite evaluar estos eventos e identificar los cruces prioritarios que requieren medidas de mitigación.*

Palabras clave: Resiliencia – Eventos HILP – Seguridad Eléctrica– Confiabilidad

1 INTRODUCCIÓN

El crecimiento de los sistemas eléctricos y la transformación energética aumenta la relevancia de evaluar el impacto de eventos extremos en la infraestructura eléctrica. Dichos eventos, denominados como de baja probabilidad y alto impacto (HILP) son analizados dentro de los estudios de Resiliencia, los cuales buscan anticiparse, preparase y adaptarse rápidamente para poder soportar, responder y recuperarse ante la ocurrencia de los mencionados.

Dentro de los eventos HILP se identifican los cruces de líneas, pues representan la ocurrencia de fallas múltiples de líneas (evento n-k), los cuales no son cubiertos en el ámbito normal de la planeación de la operación en Colombia. Desarrollar una metodología para evaluar este tipo de eventos permitirá entregar señales de cuáles cruces es prioritario tomar medidas de mitigación [1].

Los datos procesados para la validación de la metodología propuesta provienen de declaración de los agentes participantes en el sistema interconectado nacional de Colombia, detallando los elementos relacionados y la información del cruce (tramos, torre, etc). Dentro del análisis realizado se realiza un procesamiento y clasificación de estos datos para su posterior uso dentro del estudio de resiliencia.

La metodología tiene en cuenta dos indicadores los cuales representan una estimación del impacto de un evento en cascada derivado de la contingencia múltiple y la flexibilidad operativa presentada en la red postfalla, medida con la combinación de escenarios seguros de generación respecto de los escenarios totales. La estimación del impacto de un evento en cascada se realiza mediante una adaptación de la herramienta de EPRI RSIF (Resilient System Investment Framework) [4] y la flexibilidad operativa se calcula mediante la integración de GAPS (Geometrical Analysis Power Systems), herramienta para el análisis de seguridad desarrollada por XM. Toda la metodología está automatizada en scripts de Python que integran todas las herramientas mencionadas.

* Dirección del autor principal

2 CONFIABLIDAD CONSIDERANDO CRUCES DE LÍNEAS

Con el objetivo de llevar energía eléctrica desde los centros de generación a los centros de consumo y atender la creciente demanda del sistema con calidad, seguridad y confiabilidad, las redes de transmisión y distribución han requerido la construcción de nueva infraestructura, que brinde confiabilidad y robustez al sistema. Sin embargo, en algunos casos esta expansión natural produce cruces en vanos de las líneas o en las llegadas a las subestaciones, lo cual genera riesgos adicionales para la operación del SIN (Sistema Interconectado Nacional).

La existencia de cruces de líneas de transmisión origina puntos de falla común en el sistema que sobrepasan los criterios de seguridad considerados en la planeación y operación establecidos en la regulación vigente, y pueden generar eventos en cascada con impacto sobre la operación segura del SIN y afectaciones sobre la demanda[2].

En Colombia, las obras del STN (Sistema de Transmisión Nacional) son definidas e incluidas en el plan de expansión por parte de la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética), plan que debe ser aprobado por el MME (Ministerio de Minas y Energía) y a partir del cual, una vez adoptado, la UPME mediante convocatoria selecciona los inversionistas para la construcción y operación de cada una de las obras. Por otro lado, para la red del STR (Sistema de Transmisión Regional), los OR´s (Operadores de Red) deben presentar a la UPME, para su aprobación, los planes de expansión y son estos los responsables de la construcción y operación de los nuevos activos aprobados por la UPME, no obstante, en caso de que el OR no esté interesado en desarrollar las nuevas obras la UPME sigue un procedimiento similar al del STN para seleccionar un inversionista que las construya y opere.

El sistema de transmisión eléctrica es una malla instalada a lo largo y ancho del territorio nacional, por lo cual se presentan cruces en los recorridos de las líneas o en la llegada de estas a las subestaciones que pueden generar riesgos para el sistema, al presentarse salida simultánea, programada o no programada de activos en la operación, durante la construcción, mantenimiento o ante falla de los activos. Esta condición no es exclusiva del sector eléctrico colombiano y a medida que los sistemas son más enmallados los cruces son más frecuentes. A su vez, la entrada en operación comercial de proyectos de transmisión en los últimos años ha aumentado el número de cruces con activos existentes del STN y STR aumentando el riesgo que se presenten eventos en cascada no considerados en los criterios de confiabilidad del sistema y por tanto, posibles riesgos para la operación del sistema, adicional a que se generan mayores restricciones ante mantenimientos en los vanos de línea donde se presentan los cruces

En la mayoría de estos cruces existen soluciones técnicas para disminuir el riesgo de una salida simultanea de activos mediante la realización de obras adicionales, como: desplazamiento de activos en operación dentro de la subestación con el fin de evitar los cruces en la llegada de los circuitos, construcción de variantes para evitar cruces de líneas, y cruces mediante la construcción de tramos de forma subterránea o instalación de torrecillas intermedias para disminuir el número de activos comprometidos en un mismo vano. Cada una de estas soluciones requiere de inversión, y a la fecha no se tiene contemplado en la regulación vigente, en las convocatorias realizadas o en la estructuración de los proyectos propuestos por los operadores de red, la obligación de realizar una evaluación de alternativas para evitar un cruce y la opción de remuneración de las obras necesarias para su eliminación en caso de que ya existan y representen un riego para el SIN.

Si bien no se pretende prohibir los cruces, se considera que se deben establecer unos parámetros mínimos que permitan mitigar los riesgos actuales e incluirlos desde los pliegos de convocatorias para los proyectos futuros.

Se desarrolló una metodología para evaluar el impacto de la materialización de una falla relacionada con un cruce de líneas (evento n-k, k>1). Desde los estudios de Resiliencia, estos eventos son analizados y se consideran como de baja probabilidad y alto impacto (HILP por sus siglas en inglés). Dichos análisis buscan anticiparse, prepararse y adaptarse rápidamente para poder soportar, responder y recuperarse ante la ocurrencia de los mencionados.

Los datos utilizados para la validación de la metodología propuesta provienen de declaración de los agentes en el marco del Consejo Nacional de Operación (CNO). Dentro del análisis realizado se hace un procesamiento y clasificación de estos datos para su posterior uso dentro del análisis de resiliencia. Se encontraron dificultades para entender por completo la información reportada, lo que supone que puede haber un número de cruces mayor que los identificados a la fecha.

La metodología tiene en cuenta dos indicadores los cuales representan una estimación del impacto de un evento en cascada derivado de la contingencia múltiple y la flexibilidad operativa presentada en la red postfalla, medida con la combinación de escenarios seguros de generación respecto los escenarios totales. La estimación del impacto de un evento en cascada se realiza mediante una adaptación de la herramienta de EPRI RSIF (Resilient System Investment Framework) y la flexibilidad operativa se calcula mediante la integración de GAPS (Geometrical Analysis Power Systems), herramienta para el análisis de seguridad desarrollada por XM. Toda la metodología está automatizada en scripts de Python que integran todas las herramientas mencionadas.

3 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS PARA LA VALORACIÓN DE IMPACTO DE CRUCES DE LÍNEAS

Debido a la considerable cantidad de cruces a procesar, se propone una metodología que abarca dos etapas: una primera etapa de Screening que buscar priorizar aquellos cruces que tienen mayor relevancia según dos indicadores y, una segunda etapa que evalúa a partir de la priorización antes mencionada el impacto del evento n-k asociado al cruce mediante métricas basadas en propagación de eventos HILP de Resiliencia (RSIF;Fig 1). Una vez encontradas dichas métricas, es posible ordenar los cruces y priorizarlos para tomar medidas de mitigación a las que haya lugar.

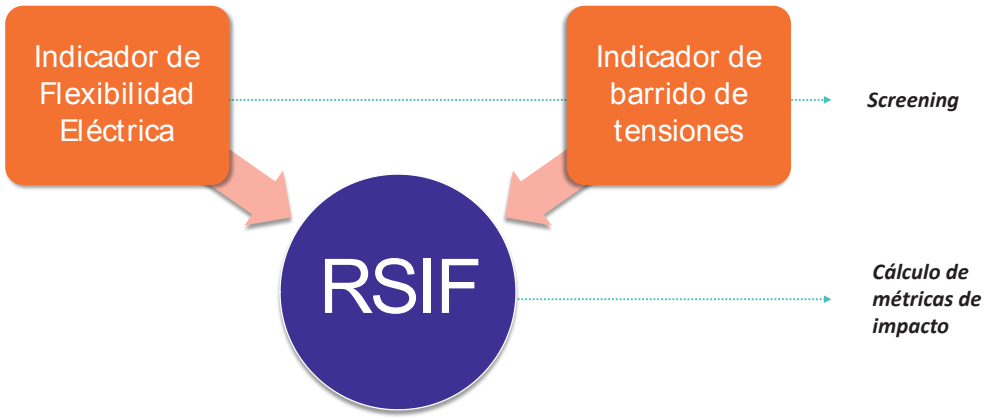


Fig 1. Esquema general de la metodología propuesta para la valoración de impacto de cruces de activos en el STN y STR

3.1 Indicador de flexibilidad eléctrica

Permite realizar una evaluación exhaustiva de despachos de generación para conocer umbrales seguros y no seguros ante la ocurrencia de contingencias. Mediante el uso de los factores de sensibilidad del flujo de carga lineal DC se construyen hiperplanos de acuerdo con los criterios de confiabilidad con el apoyo de un análisis geométrico avanzado (GAPS por sus siglas en inglés)[3].

Identifica cuáles son las restricciones que describen la región factible en diferentes niveles y entrega dos resultados para el análisis (flexibilidad y criticidad) que permiten describir numéricamente el estado del sistema con las restricciones seleccionadas.

La Fig 2 muestra la construcción de la región segura de operación usando GAPS. Cualquier despacho de los generadores que defina un punto de operación al interior de la región segura garantiza que, ante la ocurrencia de una contingencia n-1 el sistema no viole ninguna restricción por sobrecarga. Por otro lado, cualquier

despacho de generación que defina un punto por fuera de la región segura hará que, ante la ocurrencia de una contingencia n-1 se presente sobrecarga de por lo menos un activo del sistema.

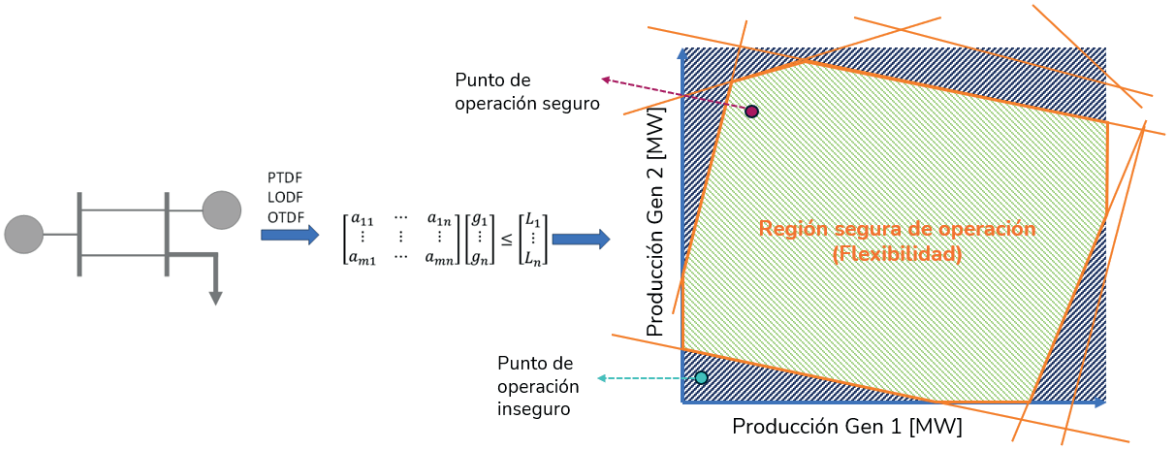
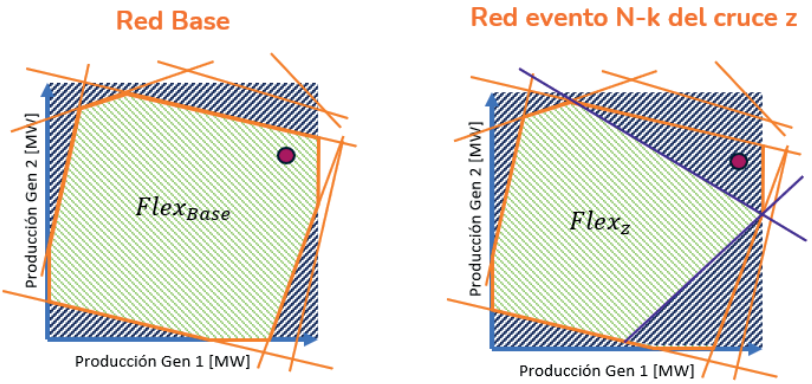


Fig 2 Construcción de la región segura de operación usando GAPS

Para el caso de cruces de activos del STN y STR, la ocurrencia de un evento n-k tendrá afectación múltiple sobre la región segura de operación (Fig 3). Teniendo en cuenta lo anterior, el indicador busca cuantificar el cambio en la flexibilidad operativa en un caso base (sin evento) comparado con la flexibilidad operativa resultante al realizar el evento N-k de los elementos asociados al cruce z.



$$\Delta Flex_z = Flex_{Base} - Flex_z$$

Fig 3 Cambio en la flexibilidad al ocurrir un evento n-k asociado a un cruce z

Un cambio grande en la flexibilidad ante la ocurrencia del evento asociado al cruce indica que el sistema queda más expuesto a estar en condiciones inseguras de operación.

Este procedimiento se realiza para todos los cruces, teniendo en cuenta el área eléctrica donde se ubica y considerando los elementos de monitoreo y generación que tiene impacto sobre el mencionado. En la Fig 4 se muestra el algoritmo para el cálculo del indicador de flexibilidad eléctrica y la priorización a partir de éste. A continuación, se mencionan aspectos relevantes de los puntos numerados del algoritmo:

1. Se calcula la flexibilidad de cada cruce y se obtiene el escenario crítico de generación, con el cual será ajustado el caso para enviar a la herramienta RSIF y de esta manera simular el evento ante una condición crítica de operación.
2. Para cada cruce se calcula la disminución en flexibilidad, comparada con la red base. Se ordenan en función de este impacto y se utiliza para filtrar los cruces más críticos.

3. Se realiza una ordenación respecto del cambio en la flexibilidad operativa y tener un indicador de los cruces sobre los escenarios de generación seguros en el sistema.

Finalmente, se obtiene un ordenamiento según el impacto que tiene la materialización de cada cruce en los escenarios seguros de operación y, a su vez, un escenario de generación que hace que el impacto del evento del cruce sea el más crítico. Este escenario de generación será utilizado para alimentar la herramienta RSIF.

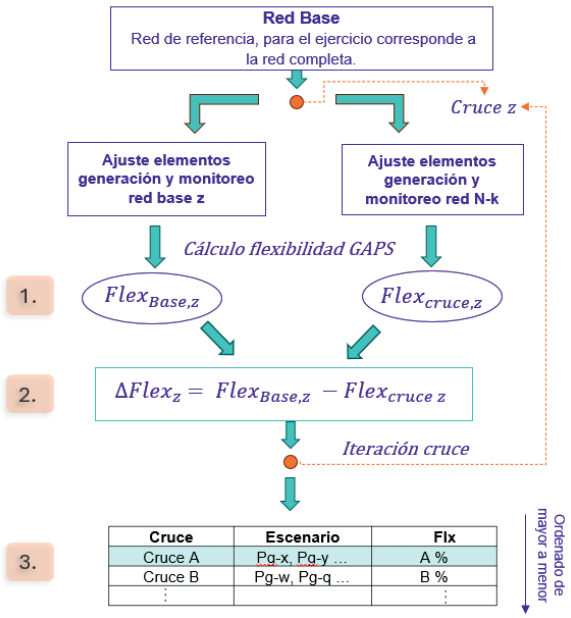


Fig 4. Algoritmo para el cálculo del indicador de Flexibilidad Eléctrica

3.2 Indicador de barrido de tensiones

Este indicador busca evaluar el impacto que tiene la materialización del evento n-k asociado al cruce en las tensiones del sistema, y en particular, en la zona de mayor afectación.
La Fig 5 se muestra el algoritmo para el cálculo del indicador de flexibilidad eléctrica y la priorización a partir de éste. A continuación, se mencionan aspectos relevantes de los puntos numerados del algoritmo:

1. Se ajusta un escenario con un despacho mínimo de unidades para soporte de tensión de tal forma que se pueda ver el mayor impacto asociado a la materialización del evento N-k del cruce.
2. Se calculan las tensiones de cada cruce identificando las zonas donde se presentan las mayores depresiones de tensión.
3. Para cada cruce se calcula la disminución en tensión comparada con la red base. Se ordenan en función de este impacto y se utiliza para filtrar los cruces más críticos.

Finalmente, se obtiene un ordenamiento según el impacto que tiene la materialización de cada cruce en las tensiones y, a su vez, un escenario de generación que hace que el impacto del evento del cruce sea el más crítico. Este escenario de generación será utilizado para alimentar la herramienta RSIF.

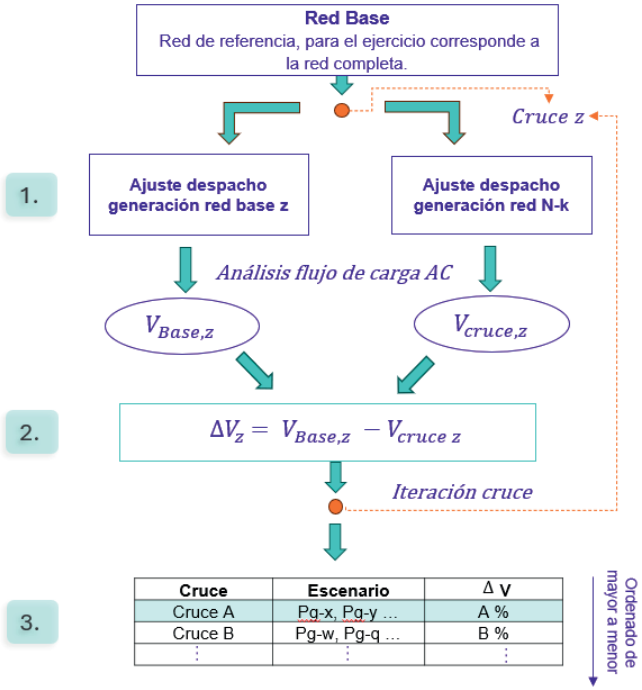


Fig 5. Algoritmo para el cálculo del indicador de barrido de tensiones

3.3 Marco de inversión de sistemas resilientes (RSIF)

El RSIF (Resilient System Investment Framework) es una herramienta desarrollada para evaluar en el ámbito de planeación los impactos y consecuencias resultantes de la aplicación de un evento HILP en sistemas eléctricos. Fue desarrollado inicialmente por EPRI como un conjunto de scripts de Python 2.7 que usan en el software Siemens PTI PSS/E y desarrollado posteriormente por la Dirección Planeación de la Operación de XM bajo la supervisión de EPRI en un conjunto de scripts de Python 3.6 para ser usado en DIgSILENT PowerFactory.[4]

El objetivo del RSIF es aplicar y resolver eventos de contingencias extremas para un flujo de potencia dado, y encontrar los posibles caminos que pudiera tomar la propagación de dicho evento teniendo en cuenta violaciones en los límites de tensión de barras y cargabilidad en líneas y transformadores. Esta metodología considera las probabilidades de materialización de dichos caminos. Se definieron curvas de probabilidad en función de la cargabilidad de los elementos, entre más sobrecargado o mayor sea la violación de tensión mayor será la probabilidad que sea desconectado por sus esquemas de protección asociados. En la Fig 6 se muestran unas gráficas, a manera de ejemplo, sobre las condiciones de asignación de probabilidad de disparo de diferentes elementos del sistema en el transcurso de las simulaciones [4].

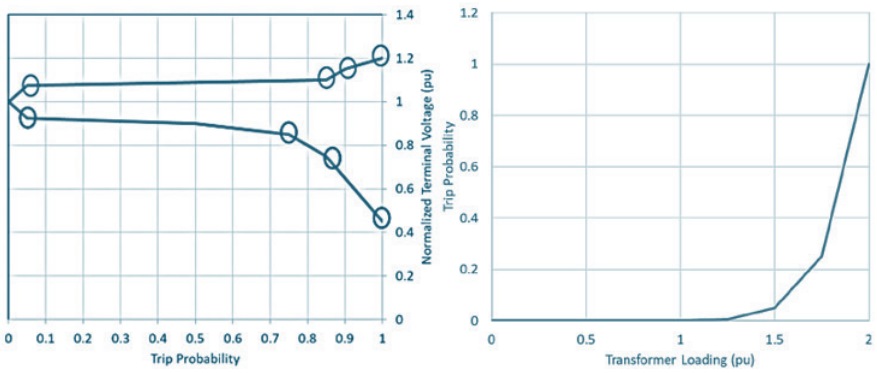


Fig 6. Gráficas esquemáticas de probabilidad de disparo. Tomado de [4].

La herramienta evalúa los impactos resultantes para determinar posibles caminos de fallas en cascada y sus consecuencias asociadas. Usando las métricas guardadas de la simulación, el RSIF determina el riesgo de los impactos que surgieron del evento de contingencia extrema como una combinatoria de la probabilidad y severidad.

El RSIF es una aplicación diseñada para abordar el análisis de la planeación en temas de resiliencia y representa una metodología para cuantificar la resiliencia de una red en función del riesgo de pérdida de generación y demanda. Permite al usuario aplicar y evaluar los impactos de contingencias mientras se intenta minimizar la probabilidad de una solución de flujo de potencia divergente. Además, aplica eventos de contingencias extremas y analiza las consecuencias de los eventos, permitiendo a los analistas de planeación evaluar varias topologías de red para determinar el riesgo presente en cada configuración.

El resultado es la evaluación de cada punto en la propagación del evento (en caso de ocurrir dicha propagación). En la Fig 7 se muestra, a manera de ejemplo y de manera general, todos los posibles estados que pudiera tomar el sistema a partir de un caso base en el cual se aplica una contingencia HILP (E0). A partir de allí, cada estado corresponderá a la materialización de desconexiones subsecuentes de elementos de red a partir de las curvas de probabilidad y a sus respectivos límites de emergencia. A manera de ejemplo, se resaltan dos caminos posibles que pudiera tomar la propagación del evento: el azul corresponde al camino más probable, es decir, aquél que tiene las combinaciones de salidas de equipos con las probabilidades más altas, mientras que el naranja es el más severo, es decir, aquél que significa la mayor desatención de demanda (sin tener en cuenta su probabilidad de materialización).

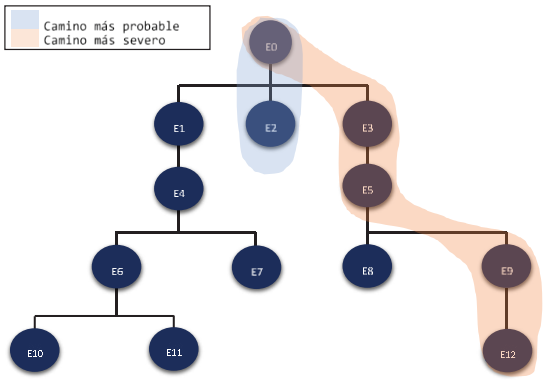


Fig 7. Esquema que muestra la evaluación de posibles estados en la red a partir de un evento HILP

Una vez analizado el evento HILP con el RSIF se obtendrá como resultado las siguientes métricas:

TABLA 1. MÉTRICAS DE RESILIENCIA DEL RSIF

Métrica	Unidad	Descripción
Carga Desconectada Aproximada (CDA)	MW	Valor de demanda en potencia (MW) que se dejaría de atender debido a un evento HILP. Un valor de NC indica que el evento al final no convergió lo cual es un indicador de evento severo.
Riesgo normalizado		Producto de la CDA y la probabilidad. El valor más alto de esta métrica representa el caso más riesgoso entre los diferentes eventos que se estén analizando.
Propagaciones		Valor adimensional que indica cuantos estados se generaron a raíz del evento inicial.

Para cada uno de los cruces, teniendo en cuenta la priorización de cada uno de los indicadores de screening, se realiza la evaluación y el cálculo de las métricas del RSIF de manera iterativa, para finalmente, realizar la identificación y priorización de los cruces más críticos en el STN y STR.

4 APLICACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO

4.1 Inventario de cruces de línea en el SIN

El levantamiento de la información para identificar y estructurar los cruces existentes y futuros en el STN y STR se realizó en el marco del Comité de Transmisión del CNO. En la Tabla 2 se muestra el número de cruces identificados según el nivel de tensión de activos involucrados:

TABLA 2. CRUCES IDENTIFICADOS

Tipo	Total
Únicamente elementos del STN	156
Elementos del STN y STR	223
Únicamente elementos del STR	62
Total	**441**

De los cruces antes mencionados, 30 corresponden a proyectos de transmisión futuros que se encuentran en ejecución. Lo anterior muestra que, el fenómeno seguirá creciendo, y con este, aumenta la posibilidad de que produzcan salidas simultaneas de un número de activos superior al considerado en los criterios de confiabilidad del sistema y, por tanto, posibles riesgos para la operación del sistema.

4.2 Desarrollo y resultados

La metodología descrita en el numeral 3 fue aplicada en los cruces de activos del STN y STR teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Para todos los cruces se calcularon los índices de screening de Flexibilidad Eléctrica y de barrido de tensiones.
- Después de realizar el ejercicio de screening, se priorizaron 36 cruces según el indicador de flexibilidad eléctrica y 125 cruces según el indicador de barrido de tensiones. Dichos cruces fueron enviados a la herramienta RSIF para el cálculo de las respectivas métricas.

Como resultado se identificaron 40 cruces como críticos, de los cuales 5 involucran elementos que definen fronteras entre áreas, donde no solo puede ver severidad del evento asociado sino también posterior afectación en los intercambios de potencia entre áreas.

Teniendo en cuenta la metodología aplicada y los cruces identificados, éstos surgen como prioritarios para los cuales sea conveniente tomar medidas de mitigación para evitar la ocurrencia de eventos que lleven la salida múltiple de los activos asociados.

5 ACCIONES DERIVADAS DEL ANÁLISIS DEL IMPACTO DE CRUCES DE LÍNEAS

Una vez conocidos aquellos cruces se proponen medidas para reducir el riesgo de que se presenten fallas en los elementos asociados a éstos, en esta sección se presentan algunas propuestas de mitigación, para cruces existentes y para los cruces futuros.

5.1 Cruces existentes

Para la mitigación de riesgos para la operación asociados a los cruces que se tiene actualmente en el SIN se identifican acciones que, buscan mitigar el riesgo de falla en cruces desde el punto de vista constructivo y desde acciones de mantenimiento se propone incluir entre otros los siguientes lineamientos a implementar por los operadores de la infraestructura

- Instalación de torres de retención en ambos extremos del vano que genera el cruce.
- Todas las cimentaciones en las dos torres adyacentes al cruce de líneas deberán ser en concreto.
- Instalación de cadenas dobles de aisladores en ambos externos del vano que genera el cruce.
- Instalación de aisladores poliméricos y/o equivalentes en ambos externos del vano que genera el cruce.

- Instalación de herrajes en acero inoxidable en ambos externos del vano que genera el cruce.
- Instalación de aisladores con terminales en acero inoxidable en ambos externos del vano que genera el cruce.
- Dependiendo de las condiciones de contaminación y salinidad, se deberá disponer de:
    - Cables conductores y cable de guarda engrasados.
    - Torres con pintura anticorrosiva.

En cuanto a medidas relacionadas con mantenimientos preventivos se mencionan las siguientes:

- Realizar inspección visual y termográfica detallada periódica de los activos involucrados en el vano.
- Realizar la mayor cantidad de mantenimientos sobre estos vanos con Trabajos con tensión
- Revisar la viabilidad técnica de implementar ESPS que minimicen la DNA ante falla en el cruce.
- Revisar la posibilidad de eliminar la atención radial de subestaciones del STR.

5.2 Cruces nuevos proyectos

Durante el diseño de la infraestructura se propone la minimización u optimización de cruces entre líneas de transmisión con otras líneas en ejecución o existentes y evitar la afectaciones o riesgos al Sistema Interconectado Nacional producto de las fallas múltiples que esto pueda ocasionar.

En el caso de que sea estrictamente necesario implementar cruces con otra infraestructura del SIN, se propone tener en cuenta lo siguientes aspectos:

- Evitar que una línea a menor tensión cruce por encima de un circuito de mayor tensión. En el caso de cruces con circuitos del STN o STR que atiendan cargas de forma radial, se deberán tomar las acciones preventivas necesarias para mitigar fallas o indisponibilidades en la infraestructura puedan afectar por tiempo prolongados los usuarios conectados al circuito radial.
- Evitar que un vano de un circuito cruce más de un circuito.
- Para los cruces de líneas, el inversionista deberá tener en cuenta las siguientes consideraciones constructivas:
    - Se deben instalar torres de retención en ambos extremos del vano que genera el cruce.
    - Se deben instalar cadenas dobles de aisladores en ambos externos del vano que genera el cruce.
    - Se deben instalar aisladores poliméricos y/o equivalentes en ambos externos del vano que genera el cruce.
    - Se deben instalar herrajes en acero inoxidable en ambos externos del vano que genera el cruce.
    - Se deben instalar aisladores con terminales en acero inoxidable en ambos externos del vano que genera el cruce.
    - Las cimentaciones en las dos torres adyacentes al cruce de líneas deberán ser en concreto.
- Dependiendo de las condiciones de contaminación y salinidad, los tramos que generen cruces de líneas deberán disponer de:
    - Cables conductores y cable de guarda engrasados.
    - Torres con pintura anticorrosiva.
- En caso de presentarse cruces de línea, los circuitos involucrados en el mismo deberán contar con protecciones altamente selectivas y redundantes, por lo cual se deberán implementar sobre todos los circuitos involucrados esquemas diferenciales de línea de alta disponibilidad (redundantes en lógicas y telecomunicaciones).
- En el caso de la llegada o salida de subestaciones, no se recomienda generar cruces de línea en un radio de hasta 2 km con los circuitos de la misma subestación de llegada/salida. En los casos donde sean estrictamente necesarios este tipo de cruces, se deberán implementar las medidas técnicas necesarias para evitar afectaciones o riesgos al Sistema Interconectado Nacional, incluida la utilización de cables subterráneos.
- Para las líneas del STN y STR, no se permite que el número de circuitos involucrados en cruces provoquen una contingencia mayor a n-3. Es decir, no se permite ante fallas de la infraestructura la salida simultánea de más de tres elementos del Sistema Interconectado Nacional.

- Para todos los cruces y antes del inicio de construcción de las obras, el inversionista deberá realizar los análisis eléctricos de estado estable y transitorios, para diferentes escenarios de generación y demanda, para verificar que la ocurrencia de un evento en los cruces de líneas del proyecto, el sistema continúa operando de acuerdo con los criterios de seguridad y confiabilidad definidos en la reglamentación vigente.

6 CONCLUSIONES

- Se realizó el procesamiento de información y clasificación de los cruces de líneas reportados por los agentes de manera estructurada, los cuales permitieron la identificación de cruces críticos para la infraestructura. La correcta clasificación y estructuración de esta información fue fundamental para integrar los datos reportados en la metodología de priorización y su interpretación como contingencia n- k.
- Derivado de los análisis obtenidos con la metodología se proponen, desde el punto de vista de resiliencia de sistemas de potencia, acciones de mitigación para los riesgos expuestos en la presencia de cruces de líneas en sistemas de potencia. La aplicación de la metodología en el caso colombiano permitió identificar dentro de una gran cantidad de cruces de líneas, cuales debían ser priorizados en función de su impacto en el sistema eléctrico. Esta priorización permite identificar posibles acciones para mitigar una eventual materialización de una contingencia N-1 y/o acciones para corregir físicamente el cruce presentado.

- Se desarrolla una metodología que permite calificar mediante indicadores de flexibilidad operativa y resiliencia en sistemas de potencia el impacto de un conjunto de contingencias n-k, los cuales integrados en una única herramienta brindan una priorización de estos eventos HILP. La aplicación de estos eventos de baja probabilidad y alto impacto se realizó mediante los cruces de líneas reportados en el sistema eléctrico colombiano.

- Dentro del análisis de resiliencia en sistemas de potencia se aplicaron los principios de anticipación, con el levantamiento de información, robustez, con la identificación de acciones para mitigar el impacto de las contingencias múltiples derivadas de los cruces de líneas y respuesta con la aplicación de la metodología de eventos HILP aplicados al problema de cruces de líneas.

7 REFERENCIAS

[1] Electrical Power Research Institute (EPRI), “Electric Power System Resiliency CHALLENGES AND OPPORTUNITIES”, 2016.

[2] Comisión de Regulación de Energía y Gas, “CREG 025 de 1995, Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.”, 1995

[3] Jesús D. Gómez, Carlos E. Borda, “Operational Flexibility in Power Systems — A Geometrical View”, in *IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2019

[4] E. Vittal, “Resilient System Investment Framework Version 2.0, User Manual”, EPRI, Palo Alto, California, 2021.

[5] N. N. Taleb, “The Black Swan: The Impact of the Highly Improbable, Random House”, 2007.

[6] National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC), “Resilience in Regulated Utilities”, 2013.

[7] North American Transmission Forum (NATF), “Transmission Resilience Maturity Model”, 14 Julio 2022. [En línea]. Available: https://trmm.labworks.org/.

[8] “Cigre C4.47 Resilience of interdependent critical infrastructure”, Cigré, 2021.

XX ERIAC
VIGÉSIMO ENCONTRO
REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRE
Ciudad del Este, Paraguay
25 a 29 de maio de 2025
C2.18_3159

Comitê de Estudos C2 – Operação e controle de sistemas de potência

TECNOLOGIAS DE SUPORTE À DECISÃO EM CENTROS DE OPERAÇÃO: A EXPERIÊNCIA DA TAESA FRENTE À CONTINGÊNCIAS EM LINHAS DE TRANSMISSÃO APÓS AÇÃO DE VANDALISMO E FALHAS DE COMPONENTES

A.A. CRUZ*
TAESA
BRASIL
arthur.cruz@taesa.com.br

T.H. SILVA
TAESA
BRASIL
thiago.silva@taesa.com.br

J.P. BEZERRA
TAESA
BRASIL
joao.sampaio@taesa.com.br

L.C. GRILO
TAESA
BRASIL
luiz.grilo@taesa.com.br

D.V. GRIS
TAESA
BRASIL
david.gris@taesa.com.br

C.E. PIMENTEL
GE VERNOVA
BRASIL
carlos.pimentel@ge.com

Resumo *– O Objetivo desse trabalho é apresentar a experiência da TAESA na aplicação de uma ferramenta de análise automática de oscilografias em linhas de transmissão associadas a outros sistemas, como o monitoramento do clima, de forma a melhorar a capacidade do operador de tempo real a tomar decisões durante um desligamento. Em conjunto, estas ferramentas, disponíveis aos operadores, proveem melhoria na consciência situacional e consequentemente contribuem na redução do tempo de recomposição do sistema ou até mesmo na opção por não recompor quando da indicação de faltas permanentes.*

Palavras-chave: Localização de Faltas - Ondas Viajantes – Climatologia – Vandalismo - Parcela Variável - Tempo Real

1 INTRODUÇÃO

Apesar dos avanços tecnológicos nos Centros de Controle e Supervisão de Energia Elétrica, o fator humano continua sendo crucial na tomada de decisões. Para que os operadores possam interpretar e agir rapidamente diante de ocorrências no Sistema Elétrico, é essencial que eles tenham acesso a informações precisas e a sistemas robustos de suporte à decisão.

Um dos desafios mais relevantes no setor elétrico é a rápida e precisa localização de faltas em linhas de transmissão, especialmente importante no Brasil devido à remuneração das transmissoras pela disponibilidade das linhas e às multas aplicáveis em caso de indisponibilidade. As técnicas convencionais de localização de faltas, além de apresentarem limitações de precisão, estão sendo negativamente impactadas pelo crescimento da geração renovável, exigindo que as empresas do setor elétrico busquem soluções mais avançadas.

Nesse contexto, operadoras de importantes troncos de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN) vêm investindo em soluções inovadoras para otimizar suas operações, impulsionadas pela expansão via projetos de M&A e Greenfield. Entre as soluções utilizadas, destacam-se o uso de tecnologias de ondas viajantes (TW) para localização de faltas e o uso de monitoramento climático.

Embora a tecnologia TW já seja utilizada com sucesso por empresas do setor há mais de uma década, a solução pioneira aqui implementada envolve a coleta e análise automática de oscilografias em menos de cinco minutos, com a disponibilização imediata dos resultados à equipe de operação em tempo real, permitindo uma tomada de decisão mais rápida e precisa — algo ainda raro no mercado. No entanto, essa solução exige uma infraestrutura de rede e telecomunicações robusta para garantir sua efetividade.

1.1 Ferramentas de apoio ao centro de operação e consciência situacional dos operadores

Nas últimas décadas, observou-se na indústria da aviação a realização de investimentos notáveis no design de COSkpits, o que levou aos altos níveis de segurança vistos hoje em dia. A transição do estilo tradicional de mostradores e medidores analógicos para grandes telas de LCD bem projetadas simplificou a operação e navegação das aeronaves e permitiu que os pilotos se concentrassem apenas nas informações mais importantes com o objetivo de melhorar a consciência situacional do piloto.
Conforme citado em [1] a consciência situacional refere-se à capacidade dos operadores de entender e interpretar o estado atual do sistema que estão monitorando. Isso envolve três níveis principais:

1. **Percepção**: Reconhecer os elementos críticos do ambiente, como leituras de sensores, alarmes e indicadores de desempenho.
2. **Compreensão**: Interpretar os dados percebidos para entender o que está acontecendo no sistema. Isso inclui identificar padrões e relacionar informações para formar uma imagem clara da situação.
3. **Projeção**: Antecipar o que pode acontecer no futuro com base na compreensão atual do sistema. Isso ajuda os operadores a tomar decisões proativas para evitar problemas ou otimizar o desempenho.

A figura 1, mostra a evolução de um Cockpit de uma aeronave e pode-se perceber o uso de novas tecnologias e organização de instrumentos. Toda essa disposição foi pensando para uma fácil localização dos pilotos durante a sua navegação e durante uma emergência na qual o piloto precisa ter um melhor julgamento ao se defrontar com uma situação anormal.

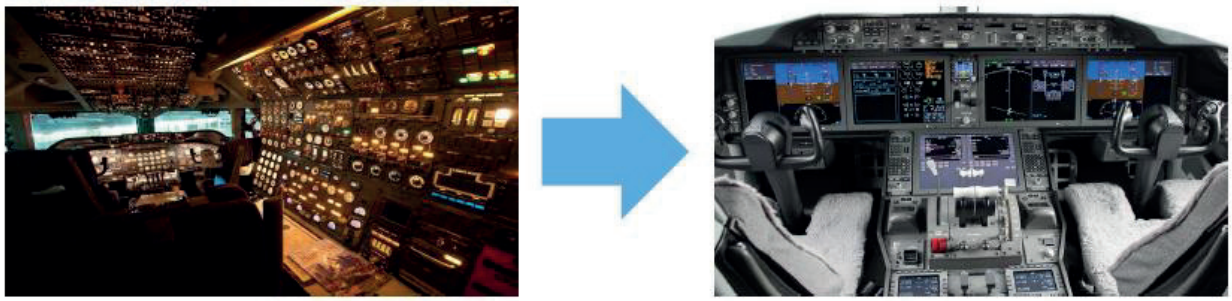


Figura 1 – A Evolução do Cocktip (Elaborada por M.Ferreira)

2 PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DA SOLUÇÃO

Um paralelo com a indústria da aviação pode ser observado na indústria de energia, que tem enfrentado problemas semelhantes devido ao aumento do número de ativos e à complexidade das plantas. Os Centros de Operação de Transmissão são considerados serviços de missão crítica.
De forma resumida, um dos papéis de um operador de um Centro de Operação do Sistema (COS) é interpretar alarmes e avaliar, no menor tempo possível, a disponibilidade do ativo. Na maioria das localidades, essa decisão é tomada com base em uma lista de eventos (SOE) e alarmes, com diferentes prioridades associadas a um diagrama unifilar de operação. Uma vez interpretado o evento, e com base em procedimentos normativos, a recomposição do sistema afetado é realizada ou a equipe de manutenção é acionada para verificação.

2.1 Integração das soluções para melhorar o entendimento de uma ocorrência

Visando ir além da solução convencional de operação buscando maximizar o entendimento dos operadores diante de uma ocorrência foi proposto a integração de mais duas novas ferramentas as quais estão detalhadas na Figura 2.



Figura 2 – Integração de duas novas ferramentas em um centro de operação (elaborada pelos autores)

Conforme demonstrado na figura 2, existe um círculo interligando as quatro soluções. O objetivo deste círculo é ilustrar a integração entre soluções e sistemas. Os dois primeiros sistemas já foram mencionados, compondo a utilização convencional em um COS, que é a operação utilizando os diagramas unifilares e a lista de eventos (SOE).

Para aumentar a quantidade de informações disponíveis ao operador em tempo real, estão sendo agregados mais dois sistemas: uma solução de monitoramento climático em tempo real e uma solução de coleta automática de oscilografias e localização automática de faltas utilizando ondas viajantes (TW).

O funcionamento e uma explicação detalhada serão apresentados no decorrer deste documento. A utilização das quatro ferramentas em um COS é ilustrada na figura 3, que mostra uma foto real de uma mesa de operação do COS em questão, um dos mais modernos da América Latina!

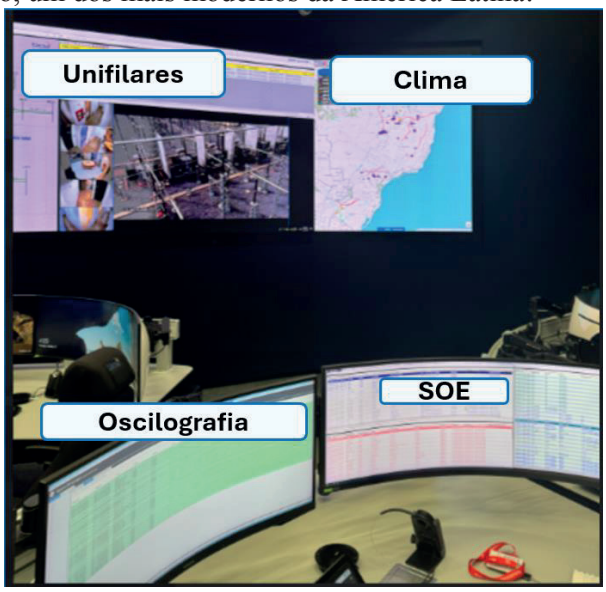


Figura 3 – Foto da mesa de operação destacando a utilização dos quatro recursos

2.2 Localização de Falta

Existem várias técnicas de localização de faltas em sistemas de energia, para cada tipo de método, podemos classificá-los em duas grandes categorias que são técnicas baseadas em medições fasoriais e técnicas não convencionas (baseadas em transitórios ou inteligência artificial) [2]. Dentre eles, o uso de localizadores de faltas baseado no método de ondas viajantes foi desenvolvido com o intuito de melhorar a disponibilidade das linhas entregando como resultado localização precisa, geralmente com precisão entre torres. Este método consiste na medição da onda viajante, caracterizada por uma frente de onda originada pelos transitórios da falta, em locais conhecidos da linha de transmissão, geralmente nas subestações que conectam as extremidades da linha monitorada, uma vez que os localizadores podem se conectar aos equipamentos de medição utilizados pelos sistemas de proteção e controle, como os TP, TPC ou TC. Ademais, diferente de métodos tradicionais de impedância, o uso de ondas viajantes não é significativamente afetado por parâmetros de linha, tipos de falta ou compensações de reativos. A figura 4 demonstra a propagação de duas

frentes de onda em uma linha de transmissão após uma falta na linha. Para localizar a falha, o método de ondas viajantes mede o tempo de chegada e/ou refletidas das ondas em diferentes pontos da linha. A diferença de tempo entre a onda incidente correspondente, seja a de chegada ou refletida, em ambas as extremidades da linha, permite calcular a distância até a falha. O Diagrama de Bewley-Lattice facilita a visualização desse processo, ajudando a entenderem melhor o comportamento das ondas e a identificarem com precisão o ponto de falha.

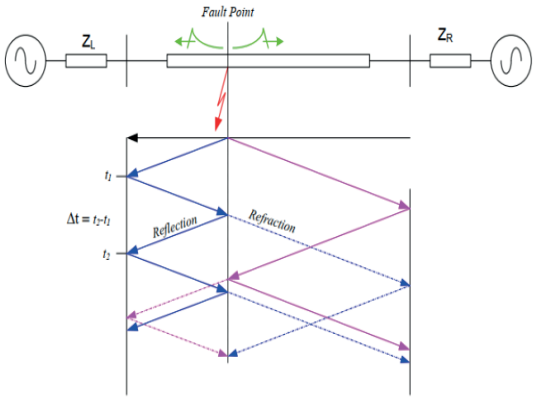


Figura 4 – Propagação de uma onda viajante

O DR Manager da GE Reason é uma ferramenta de software baseada em Windows, projetada para comunicação via Ethernet com os registradores digitais GE Reason, como o RPV311 e o DR60. Ele permite a coleta automática de oscilografias, baixando arquivos COMTRADE diretamente dos dispositivos. Além disso, o DR Manager oferece monitoramento de alarmes, envio de alertas por e-mail e configuração de dispositivo. Uma das funcionalidades mais avançadas é a localização automática de faltas utilizando a técnica de ondas viajantes, que permite identificar com precisão o ponto de falha e esta funcionalidade está sendo utilizada como recurso disponível para que o operador possa ter uma interpretação em tempo real do ocorrido. É importante notar que esta análise era um processo que geralmente era realizado pela pós operação em até um dia útil, e agora em função da evolução tecnológica e integrações realizadas está disponível da mesa de operação para que em poucos minutos se tenha a realidade dos fatos.

2.2.1 Arquitetura da Solução – comunicação com as subestações

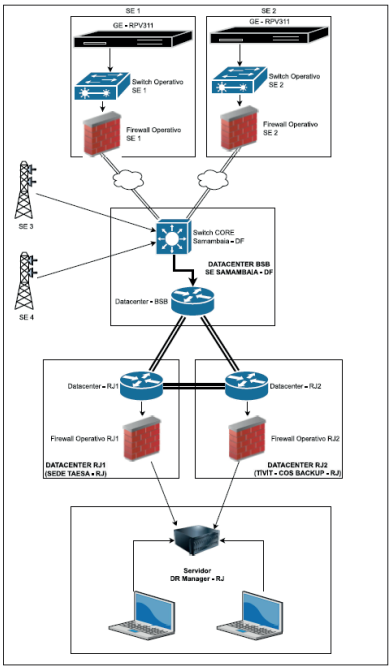


Figura 5 – Arquitetura resumida de integração (elaborada pelos autores)

2.3 Sistema de climatologia

O SMAC (Sistema de Monitoramento e Alerta Climatempo) utiliza imagens de satélites que são atualizadas em tempo real, permitindo um monitoramento contínuo das condições meteorológicas. Essas atualizações frequentes são essenciais para fornecer dados precisos e atualizados sobre fenômenos como tempestades, ventos fortes e granizo e queimadas próximos a uma região de interesse.
A utilização desta tecnologia em centros de operação melhora de forma significativa a rotina de operação, pois permite tomada de decisão rápida e informada. Como exemplo, cita-se o fato de ser comumente utilizado a verificação de raios e queimadas quando de um desligamento automático de uma linha de transmissão.

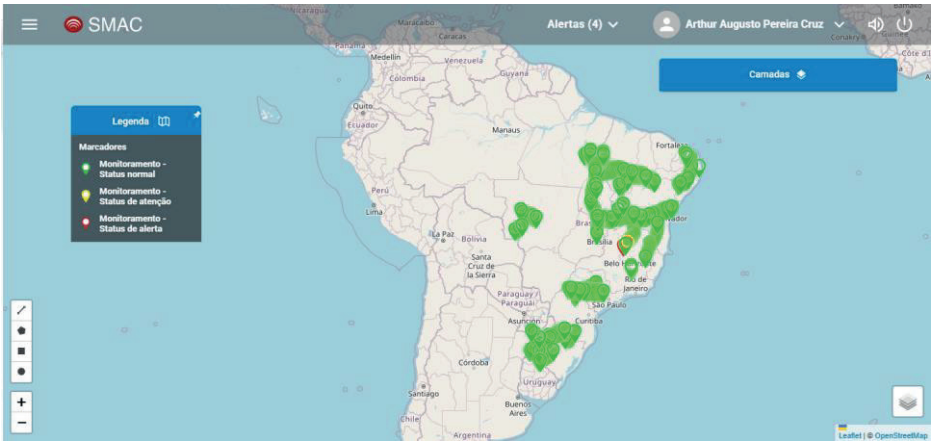


Figura 6 – Monitoramento dos ativos utilizando o SMAC

3 APLICAÇÕES EM CASOS REAIS

Adiante, detalharemos como a utilização de ferramentas de apoio à operação proporcionou a tomada de decisão segura e orientada em dois casos reais em linhas de transmissão instaladas no Brasil: um caso fortuito e outro de vandalismo em cadeias de isoladores. Em ambos os casos, a desativação do religamento automático foi necessária para que a avaliação do restabelecimento fosse além do automatismo após uma ação de proteção. Nessas situações, a decisão de restabelecimento da linha foi tomada pela equipe de operação com base na análise precisa do local da falta, aliada a dados climáticos.

3.1 Caso 1 - Vandalismo

Neste caso, ocorreu o desligamento automático devido à curto-circuito monofásico envolvendo a fase A de uma LT de 230KV. O desligamento foi causado por ação de vandalismo após tiros em cadeia de isoladores. Dos 10 isoladores que compunham a cadeia, 6 foram afetados. O religamento automático foi satisfatório mesmo com a cadeia de isolador em estado crítico. A figura 7 elucida o fato.



Figura 7 - Estado da cadeia de isoladores após vandalismo

3.2 Ações da operação após evento do caso 1

Imediatamente após o evento, a equipe de manutenção foi acionada e iniciou os preparativos para a troca da cadeia de isoladores. Até que a troca fosse realizada, o religamento automático foi bloqueado pois a linha estava energizada. Neste período, havia o risco de desligamentos internos que poderiam ocorrer sem relação com a ação de vandalismo, como, por exemplo, a queda de um raio em outro trecho da linha.
Para evitar prejuízos financeiros e a indisponibilidade da linha para o sistema de transmissão, a coleta automática de oscilografias com sistema de localização por ondas viajantes (TW) foi fundamental. Caso ocorresse algum desligamento automático cuja localização fosse distante do ponto detectado, a operação poderia restabelecer a linha. Se essa tomada de decisão dependesse de uma inspeção especial, o tempo de recomposição poderia chegar a até três horas.

3.3 Caso 2

A ocorrência consistiu no desligamento de uma LT de 500 kV devido a curto-circuito monofásico envolvendo a fase B após quebra do balancim da fase central da torre. Em função desta quebra o condutor veio a cair encostando na estrutura e gerando uma falha permanente.



Figura 8 – Balancim quebrado

3.4 Ações da operação

A ação imediata da operação neste caso foi acionar a manutenção, informando o local da falha, a qual se deslocou para o ponto e se deparou com a queda do cabo. Daquele momento em diante, se iniciou uma preparação para troca do equipamento avariado e recomposição do sistema. Depois de realizada a troca e energizada a linha, foi realizada inspeção especial em todo o circuito da LT de forma a verificar se existiam outro equipamento na mesma condição que colocasse a operação do circuito em risco. Nesta inspeção foram identificados mais quatro componentes em estado crítico. Uma ação conjunta da engenharia e operação foi realizada de forma a se avaliar os riscos e as melhores medidas a serem tomadas.

Após a determinação dos locais os quais estavam em condições de risco, optou-se por desativar o religamento automático. Esta ação visou manter a segurança das pessoas e dos componentes caso outro cabo viesse ao solo de forma que, se o religamento automático estivesse habilitado, existiria o risco de uma reenergização seguido de atuação da proteção de fechamento sob falta (SOTF).

Um mapa foi traçado ao longo do trajeto da linha de forma que os locais de risco foram explicitados. Pelo fato de a operação ter acesso à localização de faltas de forma automática, no caso da ocorrência de algum desligamento automático, a recomposição apenas seria feita mediante a determinação do local da falta. Caso houvesse a coincidência do local da falta com a região de risco mapeada, a recomposição manual não seria realizada e a equipe de manutenção seria novamente acionada para uma inspeção e recomposição se necessário. Esta possibilidade de realizar a recomposição manual de forma orientada, sabendo os pontos de risco de forma rápida, só é possível graças à disponibilidade de informações e recursos integrados. Sem isso o operador não teria a consciência situacional necessária para fazer a recomposição segura e evitando prejuízos milionários à companhia em caso de uma reincidência da mesma falha.

3.5 Custo em função de um atraso

A tabela i traduz o custo através de uma parcela variável de forma que se possa ter uma dimensão de valores por uma não recomposição dentro dos prazos. Podemos notar que os valores são expressivos e corroboram que uma ação de recomposição pela equipe de tempo real mediante a disponibilização de informações é fundamental para a tomada de decisão e recomposição imediata evitando prejuízos ao setor.

Tabela i – Custo de uma parcela variável em K150

Equipamento	Custo de uma parcela variável por 5 minutos
Caso 1	R$ 37.492,06
Caso 2	R$ 166.253,72

4 CONCLUSÕES

O mercado de energia tem alterado seus requisitos de performance nos últimos anos, com mudanças relacionadas principalmente a desregulamentação do mercado e aos novos requisitos necessários para atendimento do SIN neste cenário. Neste sentido, transmissoras têm buscado alternativas para melhoria de seus índices diante desta nova realidade, onde neste processo a inclusão de tecnologias têm surgido como alternativa para diminuir o tempo de indisponibilidade de linhas.

Neste contexto, o resultado principal apresentado neste trabalho foi ampliar de maneira significativa a consciência situacional da operação mediante ocorrências, assim como comprovar os benefícios imediatos da sua utilização, após a implementação e disponibilização de ferramentas computacionais de análise de coleta automática de oscilografias e climatologia ao operador de tempo real.

Por fim, o estudo de parcela variável evitada contido neste trabalho mostra que a utilização destas ferramentas pelo operador é justificada não só pelos benefícios técnicos mostrados, mas também pelo aumento do tempo de disponibilidade e manutenção da receita financeira associada ao ativo.

5 CITAÇÕES BIBLIOGRÁFICAS

[1] Hollifield B, Oliver D, Nimmo I, Habibi E, " The High Performance HMI Hanbook"

[2] T.D.LE , M. Petit, "Earth Fault Location Based on a Modified Takagi Method for MV Distribution Nerworks.in UPSud and UPMC Gif-sur-Yvette,France,2016"

XX ERIAC
VIGÉSIMO ENCONTRO
REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRE
Ciudad del Este, Paraguay
25 a 29 de maio de 2025
C2.20_3534

Comitê de Estudos C2 – Operação e controle de sistemas de potência

Otimização da Tomada de Decisão: Software Dinâmico no Centro Integrado de Geração e Transmissão (COI GT)

C.V.D. Cabral*
Eletrobras
Brasil
claudio.cabral@eletronorte.com.br

F.C.T. Silva
Eletrobras Eletronorte
Brasil
felipe.castelar@eletrobras.com

P.V.D. Santos
Eletrobras Eletronorte
Brasil
paulo.santos@eletrobras.com

W.J. REÇA
Eletrobras Eletronorte
Brasil
wilson.alves@eletrobras.com

R.A.Q Junior
Brasil
-

M.F.B CUNHA
Brasil
-

Resumo *– A Eletrobras Eletronorte implementou o Centro de Operação Integrado da Geração e Transmissão (COI GT) em Brasília, centralizando a supervisão e teleassistência das instalações de transmissão. Este Centro unificou as operações dos quatro Centros de Operações Regionais, redirecionando todas as informações digitais e analógicas para o COI GT, aumentando significativamente o volume de dados disponíveis. A criação do COI GT também otimizou os turnos de operação, exigindo a adoção de novas tecnologias da Indústria 4.0 para auxiliar os operadores. Uma pesquisa de mercado foi realizada para identificar ferramentas de visualização de dados e tratamento de alarmes nas salas de controle, baseadas em técnicas avançadas de visualização de grandes volumes de dados de sistemas especialistas como o SAGE. A solução encontrada oferecia uma interface intuitiva e eficiente, facilitando a identificação rápida e precisa de anormalidades no sistema elétrico. Com base nessa solução, foi customizado e implantado um software dinâmico de suporte à tomada de decisão no COI GT. A ferramenta possui uma interface amigável e dinâmica, permitindo aos operadores visualizar informações relevantes sobre a operação do sistema elétrico em tempo real, facilitando a tomada de decisões e garantindo a segurança operacional dos ativos. A ferramenta integra dados do SAGE e do Sistema de Gestão de Intervenções (SGI), apresentando-os em formatos visuais e gráficos intuitivos, melhorando a Consciência Situacional das equipes de operadores. Por fim, a criação do COI GT e a adoção de novas ferramentas tecnológicas permitiram à Eletrobras Eletronorte centralizar e otimizar suas operações, aprimorando a gestão de dados em tempo real e fortalecendo a tomada de decisões.*

Palavras-chave: SAGE - Agilidade na identificação da origem do evento - Consciência Situacional - Visão sistêmica - Salas de Controle

1 INTRODUÇÃO

Os centros de operação do sistema elétrico executam a coordenação e o controle de ativos de geração, transmissão e distribuição, com o objetivo de garantir a segurança, a confiabilidade do sistema elétrico e a disponibilidade dos seus ativos. Estes centros funcionam de forma ininterrupta (24 horas por dia, 365 dias por ano) e são responsáveis pela execução da programação da operação, supervisão e controle dos ativos [1].
Os centros de operação também monitoram as condições operacionais e o fluxo de energia em tempo real e adotam as ações necessárias para evitar ou solucionar problemas que possam afetar a qualidade ou a continuidade do fornecimento de energia elétrica, bem como preservar a disponibilidade dos ativos de geração, transmissão e distribuição [1]. As empresas que atuam nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, além do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), possuem centros de operação.
Atualmente, o setor elétrico mundial e brasileiro vem passando por transformações importantes e as fontes renováveis, limpas e intermitentes estão ganhando destaque na produção de energia elétrica. Este movimento no setor elétrico está fundamentado em três definições importantes que servem como guia para a construção de uma nova realidade centrada na produção e no consumo sustentável: (i) a descarbonização, (ii) a descentralização e (iii) a digitalização [2].
A descarbonização é a busca pela redução e, a longo prazo, eliminação da emissão de gás carbônico na atmosfera, principalmente dióxido de carbono (CO^2) e no Brasil, a descarbonização tem sido impulsionada pelo aumento da participação de fontes renováveis, na matriz elétrica, como a energia eólica, solar e biomassa. Além disso, o país tem investido em fontes limpas como hidráulica que representam a maior parte da geração de energia elétrica [2]. Enquanto a descentralização rompe com o modelo centralizado de geração e desenvolve a Geração Distribuída (GD), que permite a produção de energia próxima ao local de consumo, reduzindo a necessidade de infraestrutura extensiva e diminuindo custos e impactos. A geração distribuída tem crescido no Brasil principalmente a partir da instalação de painéis fotovoltaicos, instalados em telhados de residências e comércios [2].
A digitalização está associada à adoção de tecnologias digitais, como a inteligência artificial, a internet das coisas (IoT), realidade virtual e aumentada, 5G, *big data*, visualização de dados, e a automação, que permitem a coleta, o processamento e a análise de grandes quantidades de dados em tempo real, para otimizar o uso e a gestão do sistema elétrico, melhorar a eficiência operacional e garantir a confiabilidade e a segurança do sistema elétrico [2].
A tecnologia de visualização de dados e as técnicas de Interfaces Homem-Máquina (IHM) de alta performance são ferramentas poderosas para centros de controle modernos, permitindo uma gestão eficiente e precisa de dados complexos em tempo real. Utilizando painéis interativos, gráficos dinâmicos e interfaces intuitivas, as tecnologias de visualização de dados oferecem uma visão abrangente das operações e facilitam a análise rápida e a tomada de decisões informadas.
Enquanto as técnicas de IHM de alta performance avaliam a ineficiência das interfaces utilizadas em processos industriais especialmente relacionadas ao design, limitações humanas e ergonomia e propõem mudanças nestas interfaces para garantir a interação fluida e eficiente entre os operadores e os sistemas, melhorando a produtividade e a resposta a incidentes. As técnicas de desenvolvimento das IHM de alta performance estão dispostas em um conjunto de normas sugeridas pelo comitê da ISA 101 para o desenvolvimento de interfaces homem-máquina eficientes e contribuir na prevenção de falhas e redução de erros operativos [4]. A sinergia entre visualização de dados e IHM de alta performance contribuem para o aumentando da Consciência Situacional1 dos operadores e, por consequência, evita falhas humanas nos processos industriais.
No Brasil, destacamos a evolução regulatória promovida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) permitindo a aplicação de tecnologia (recursos de supervisão, controle, monitoramento etc.) para a teleassistência das instalações do Sistema Interligado Nacional (SIN). O marco desta evolução foi a publicação da resolução normativa nº 864 em dezembro de 2019 [3], pela agência reguladora, impulsionando a evolução tecnológica do setor elétrico, com foco na melhoria da qualidade do serviço prestado aos consumidores. Adicionalmente, fornecer um arcabouço regulatório aos agentes para redução dos custos operacionais, aumento da eficiência na gestão de equipes técnicas e a possibilidade de monitoramento remoto dos seus equipamentos [1].

[1]Estar ciente do que se passa ao seu redor. É a perfeita sintonia entre a situação percebida e a situação real.

A nova regulamentação e o uso de novas tecnologias também impulsionaram a otimização dos centros de controle das empresas. Na Eletrobras Eletronorte foi implantando o COI GT, unificando as operações dos quatro Centros de Operações Regionais da empresa. Contudo, todas as informações digitais e analógicas fornecidas pelos ativos de transmissão, anteriormente direcionadas aos antigos centros regionais, foram redirecionadas para o COI GT, criando uma base de dados unificada. Essa centralização proporcionou um aumento significativo no volume de dados e informações disponíveis no COI GT em comparação a cada antigo Centro de Operação Regional. De forma complementar, os turnos de operação dos quatro centros regionais foram otimizados com a criação do COI GT, o que demandou a adoção de novas tecnologias para aumentar a Consciência Situacional dos operadores na sala de controle.
Portanto, neste artigo apresentaremos um software para visualização de dados e tratamento de alarmes nas salas de controle dos Centros de Operação, baseado em técnicas avançadas de visualização de grandes volumes de dados. A aplicação permite aumentar a Consciência Situacional dos operadores na sala de controle do COI GT e agilizando a tomada de decisões em tempo real, garantindo a segurança operacional dos ativos e evitando perdas financeiras por Parcela Variável (PV).

2 METODOLOGIA E DESENVOLVIMENTO

Antes do desenvolvimento da aplicação, foi realizada uma pesquisa de mercado para identificar ferramentas de visualização de dados e tratamento de alarmes nas salas de controle dos Centros de Operação, baseadas em técnicas avançadas de visualização de grandes volumes de dados provenientes de sistemas especialistas distintos, como o SAGE.
Durante a pesquisa, foi identificado um projeto de Pesquisa de Desenvolvimento (P&D) pela empresa ISA CTEEP que resultou no uma ferramenta para auxílio à operação utilizando técnicas de Inteligência Artificial (IA) aliadas a conceitos de IHM de alta performance (HPHMI), considerando três principais vertentes: assistente para o controle de tensão, gestão das informações do log de alarmes e implantação de um *videowall* dinâmico[5].
Após a realização da pesquisa, foi adotada a estratégia de desenvolvimento de um Produto Mínimo Viável[2] (do inglês, *Minimum Viable Product* - MVP), com a empresa parceira da ISA CTEEP no desenvolvimento do P&D citado[6].

2.1 Software dinâmico de suporte a tomada de decisão

A ferramenta possui uma interface amigável e intuitiva, permitindo aos operadores do COI GT visualizar de forma clara e objetiva as informações relevantes sobre a operação do sistema elétrico na hora certa, facilitando a tomada de decisões em tempo real. A figura 1 apresenta a interface do software implantado no *Videowall* do COI GT.

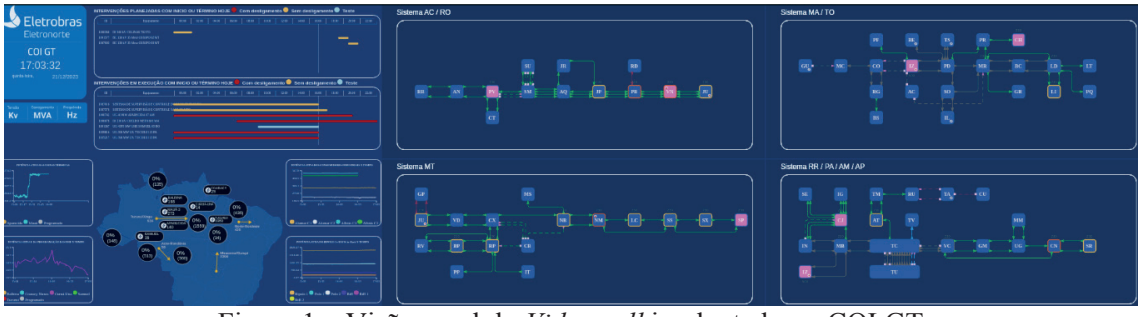


Figura 1 – Visão geral do *Videowall* implantado no COI GT

Na ferramenta estão disponíveis componentes de visualização para auxiliar a Operação a realizar suas tarefas. Cada componente foi construído para elevar a consciência situacional e tem a finalidade de alertar sobre eventos de desligamentos e alterações de estado de disjuntores em subestações e linhas de transmissão.

[2] Versão mais simples de um produto que pode ser lançada com uma quantidade mínima de esforço e desenvolvimento.

A figura 2, detalha o Mapa do Brasil onde é apresentado as potências ativas instantâneas em MW, em tempo real, das principais usinas, sistema HVDC, grandes consumidores industriais e principais interligações. Adicionalmente, observamos o percentual de carga interrompida por estado, quando há algum evento no sistema.



Figura 2 – Mapa do Brasil

Cabe destacar que o indicador da carga interrompida por estado é associado a um mapa de calor, conforme legenda presente no mapa do Brasil. Ou seja, quando o estado destacado com vermelho mais saturado, maior o percentual de carga interrompida.

Um outro destaque é o painel de monitoramento das intervenções. Na Figura 3, são exibidos dois gráficos de *Gantt*. O primeiro, na parte superior, mostra as intervenções planejadas com início ou término no dia. Já no gráfico inferior, são exibidas as intervenções em execução com início ou término no dia.



Figura 3 – Painel de monitoramento das intervenções

Por fim, a interface apresenta um diagrama dinâmico entre subestações e linhas de transmissão de cada um dos quatro sistemas de transmissão da Eletrobras Eletronorte, conforme apresentado na figura 4.

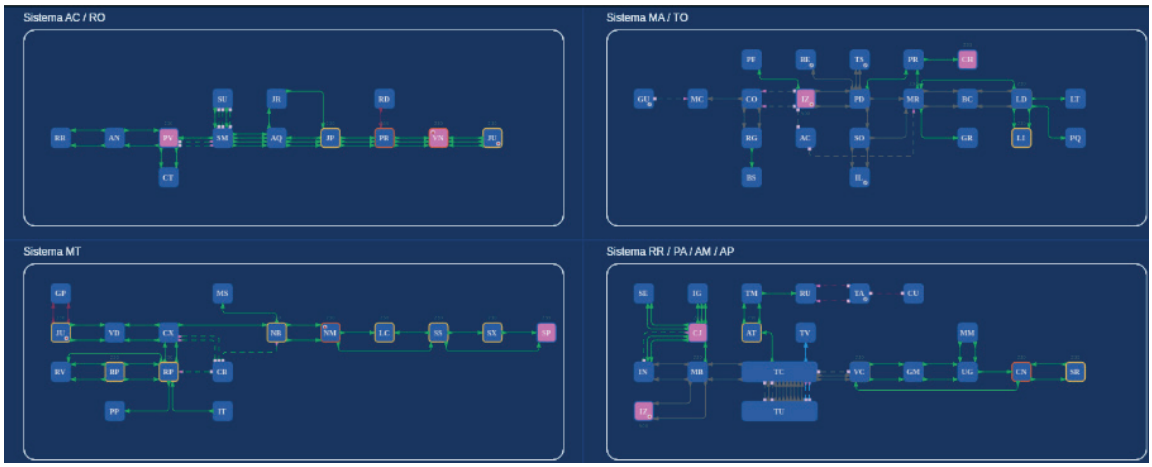


Figura 4 – Sistemas de transmissão da Eletrobras Eletronorte

Na figura 4, também são observados efeitos visuais que complementam a consciência situacional em eventos de violação de tensão e desligamentos em tempo real de linhas ou equipamentos em subestações.
As linhas de transmissão, representadas por linhas, se conectam às subestações. Os níveis de tensão das linhas são diferenciados por cores e quando ocorre um desligamento, a linha é representada automaticamente no formato tracejado. A figura 5 apresenta o visual para um conjunto de linhas ligadas e desligadas.

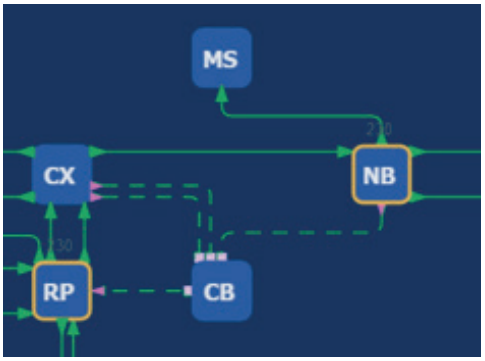


Figura 5 – Representação das linhas de transmissão ligadas e desligadas

As subestações, representadas por caixas, apresentam visuais relacionados a violação de tensão e equipamentos em subestações. As violações de tensão são representadas pela borda da caixa onde a cor amarela indica que tensão chegando próximo aos limites (alerta) e laranja para tensão violada (emergência), seguido do nível de tensão do setor da subestação. A figura 6 apresenta quando a tensão chegando próximo ao limite (inferior ou superior).



Figura 6 – Representação da tensão nas proximidades do limite (inferior ou superior) no setor de 230 kV da Subestação São Luís I.

Enquanto o desligamento de algum equipamento na subestação é representado pelo preenchimento do fundo da caixa da subestação conforme indicado na figura 7.

Figura 7 – Representação do desligamento de disjuntor na subestação Carajás

3 RESULTADOS

Portanto, o produto resultante proporciona, aos operadores do Centro de Operação Integrada de Geração e Transmissão COI GT, os recursos tecnológicos para gerir um grande volume de informações operacionais, de forma inteligente, gerando a informação certa na hora exata. A figura 8 apresenta o COI GT com *software* implantado no *Videowall*.

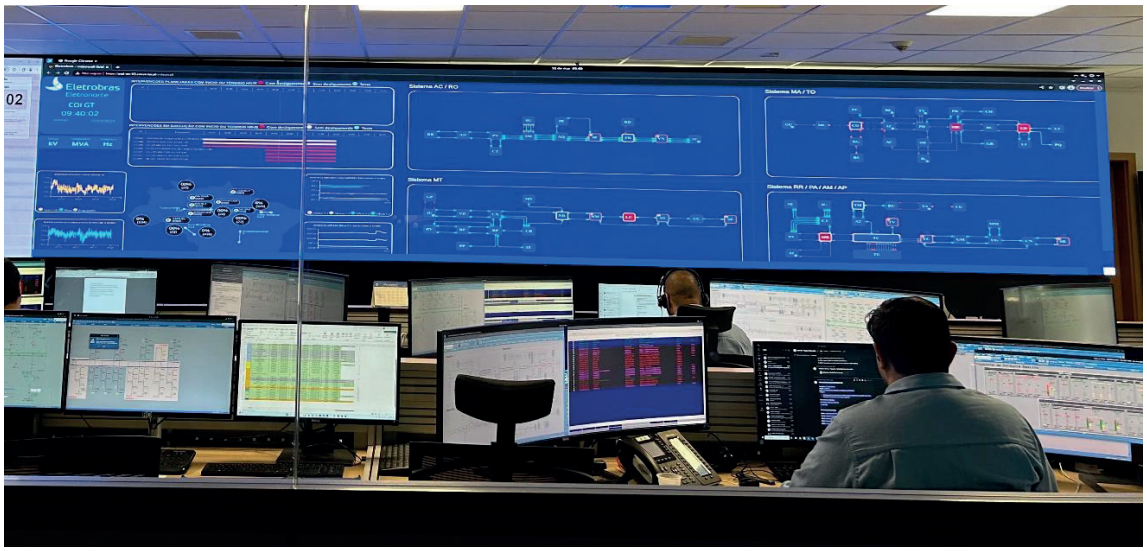


Figura 8 – Software dinâmico de suporte a tomada de decisão na sala de controle do COI GT

4 CONCLUSÕES

A utilização desta aplicação para visualização de dados e tratamento de alarmes nas empresas do setor elétrico são fundamentais para aumentar a consciência situacional dos operadores, especialmente durante eventos de grande vulto no sistema, como blecautes regionais ou nacional. Nestes eventos a rápida identificação da origem do problema contribui decisivamente para agilizar a recomposição do sistema e das cargas, evitando multas e penalidades por parte dos agentes reguladores.

5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] CABRAL, C. V. D. **Assistente Virtual Inteligente para Centros de Operação de Sistemas Elétricos**. 2023, e 139 f. Trabalho de conclusão de curso (MBA em Inteligência Artificial e Big Data) – Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2023.

[2] PANORAMA COMERC, **Conheça os 3 D's da Energia: Descarbonização, Digitalização e Descentralização**, Brasília: PANORAMA COMERC, 2022. Disponível em: https://panorama.comerc.com.br/3-ds-da-energia-descarbonizacao-digitalizacao-descentralizacao. Acesso em: 25 jun. 2024.

[3] IMPRENSA NACIONAL, **Resolução Normativa nº 864, de 10 de dezembro de 2019**, Brasília: IMPRENSA NACIONAL, 2022. Disponível em: https://www.in.gov.br/web/dou/-/resolucao-normativa-n-864-de-10-de-dezembro-de-2019-236561089. Acesso em: 10 jun. 2024.

[4] VIEIRA, L. **Desenvolvimento de Interfaces Homem-Máquina de Alta Performance**. 2018, e 62 f. Monografia apresentada ao Curso de Graduação em Engenharia de Controle e Automação – Departamento de Engenharia de Controle e Automação e Técnicas Fundamentais, Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, 2018.

[5] INOVAÇÃO NA ISA CTEEP, **Inteligência Artificial no Centro de Operações aumenta confiabilidade**, Brasília: ISA CTEEP, 2024. Disponível em: https://www.isacteep.com.br/pt/negocios/inovacao. Acesso em: 25 jun. 2024.

[6] ABRATE, **OPERAÇÃO DE TRANSMISSÃO DA ISA CTEEP CONTARÁ COM INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL FERRAMENTA DESENVOLVIDA PELA RADIX AJUDARÁ A EMPRESA DO SETOR ELÉTRICO NA TOMADA DE DECISÕES.**, Brasília: ABRATE, 2024. Disponível em: https://abrate.org.br/operacao-de-transmissao-da-isa-cteep-contara-com-inteligencia-artificial-ferramenta-desenvolvida-pela-radix-ajudara-a-empresa-do-setor-eletrico-na-tomada-de-decisoes/. Acesso em: 25 jun. 2024.

Comitê de Estudos C2 – Operación y control de sistemas de potencia

Propuesta de implementación de tecnologías (Dynamic Line Rating) DLR en la operación del sistema eléctrico colombiano

J.M. AREIZA*
ISA
Colombia
jareiza@isa.com.co

V.A. PALACIO
ISA
Colombia
vpalacio@isa.com.co

Resumo *– Este artigo apresenta um estudo de caso de uma proposta para o planejador colombiano, com base nos resultados da análise do potencial do DLR na mitigação das restrições da rede de transmissão. Algumas dessas restrições impõem limitações às transferências de potência para algumas áreas do sistema e exigem unidades on-line para controle de tensão. Este trabalho apresenta uma avaliação do impacto do aumento potencial da capacidade de transporte de um conjunto de linhas analisadas no sistema, por meio da implementação da tecnologia DLR, em termos dos benefícios econômicos que isso representa para o país, estimados por meio de simulações energéticas que permitem calcular a relação benefício-custo da implementação do DLR, demonstrando que é uma alternativa viável de curto prazo para otimizar e ampliar a rede a um custo mínimo.*

Palavras-chave: DLR – Otimização - Restrição elétrica – Segurança – Transmissão - Novas Tecnologias – Inovação – GET

1 INTRODUÇÃO

Tradicionalmente, a rede de transmissão, em especial as linhas, são consideradas um conjunto de ativos fixos com poucos graus de liberdade no gerenciamento das restrições dos sistemas de potência. No entanto, soluções que permitem monitorar diferentes condições ao longo dos corredores das linhas têm se mostrado um potencial complemento para a operação eficiente dos sistemas de potência e uma ferramenta para a tomada de decisões por parte dos operadores e planejadores, propondo uma mudança de paradigma na medida em que a capacidade de transmissão das linhas pode ser dinâmica de acordo com as condições particulares e locais do ambiente.

As tecnologias de "Dynamic Line Rating" (DLR), com a implementação de sensores, tentam estimar com precisão, com base nas condições particulares do local, as capacidades adicionais e dinâmicas das linhas de transmissão, que permitem maior flexibilidade na operação dos sistemas de energia elétrica.

Como parte dos esforços para introduzir novas tecnologias de melhoria da rede ou "Grid Enhancement Technologies" (GET), a empresa "Interconexión Eléctrica S.A." (ISA) vem preparando uma proposta para o planejador colombiano com base nos resultados das análises realizadas sobre o potencial da DLR na mitigação das restrições do sistema de potência, algumas das quais impõem limitações às transferências de potência para algumas áreas do sistema colombiano e exigem unidades on-line para controle de tensão.

A avaliação do impacto do aumento potencial da capacidade de transmissão das linhas estudadas, por meio da implementação da tecnologia DLR, é apresentada em termos dos benefícios econômicos que isso representa para o país, estimados por meio de simulações energéticas. Para tanto, este estudo de caso simula as diferentes restrições da rede sem considerar, primeiramente, os aumentos potenciais na capacidade de transmissão e, segundamente, os benefícios potenciais dessa tecnologia, para, por fim, estimar fatores diferenciais, como reduções nos custos operacionais em função da redução das restrições. Os aumentos potenciais na capacidade de transmissão foram considerados entre 3% e 5% adicionais à capacidade nominal das linhas estudadas, e seu impacto foi avaliado individualmente para cada linha analisada.

* Calle 12 sur # 18-168, Medellín, Colombia – jareiza@isa.com.co

O artigo apresenta, na seção do numeral dois, os principais aspectos da condição operacional do sistema elétrico colombiano que motivaram o desenvolvimento deste trabalho. Em particular, são enfatizadas as restrições e os cenários operacionais nos quais as linhas Noroeste - Purnio 1 e 2 (230 kV), La Sierra - San Carlos (230 kV) e Chivor - Guavio 1 e 2 (230 kV) atuam como fatores limitantes no despacho econômico. A seção do numeral três aborda o tema do DLR, mencionando aspectos gerais da tecnologia, com os quais se espera estabelecer um marco conceitual em torno desse GET específico, de modo a compreender o que se pode esperar com esse tipo de solução, as implicações em termos de intervenção na infraestrutura, os requisitos de informação e os resultados esperados com a informação obtida. Além disso, são mencionados alguns casos de implementação de DLR no mundo e os resultados obtidos.
O quarto numeral aborda a metodologia utilizada, e o quinto, o resultado da avaliação do impacto do aumento potencial da capacidade de transporte das linhas estudadas por meio da implementação da tecnologia DLR, apresentada em termos dos benefícios econômicos calculados por meio de simulações energéticas para o período de 2024 a 2040. A última seção inclui as conclusões, recomendações e desenvolvimentos futuros.

2 MOTIVAÇÃO PARA A AVALIAÇÃO DO DLR NA COLOMBIA

O sistema de potência da Colômbia é dividido em cinco áreas operacionais: Antioquia, Caribe, Nordeste, Oriental e Sul ocidental como é apresentado na Fig. 1. Para o ano de 2025, está prevista uma demanda máxima de potência de aproximadamente 11,39 GW. Neste capítulo são abordados os principais aspectos da condição operacional de algumas áreas relevantes do sistema elétrico colombiano, que motivaram a análise da tecnologia de DLR para o Sistema de Transmissão Nacional (STN).

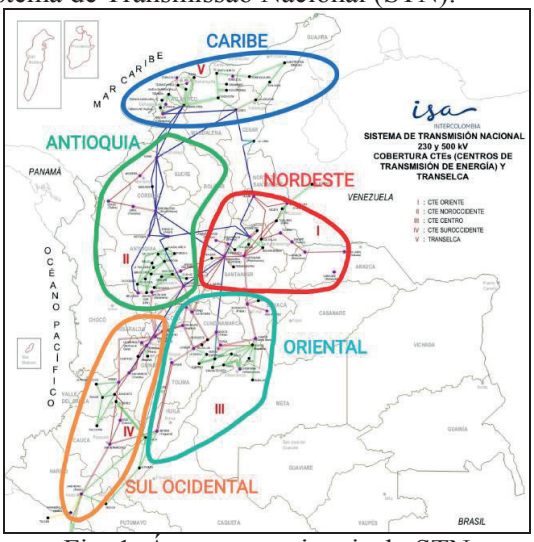


Fig. 1. Áreas operacionais do STN

2.1 Restrições ou Cortes no Sistema Colombiano

De acordo com a regulamentação colombiana, as restrições são limitações que surgem na operação do sistema, decorrentes da capacidade da infraestrutura elétrica associada ou da aplicação de critérios de segurança e confiabilidade no fornecimento de eletricidade. Além disso, elas são classificadas de acordo com sua natureza, como elétricas ou operacionais [1].
Para a gestão das restrições, a operadora colombiana “Compañía de expertos en mercados” (XM) define limites de fluxo para diferentes grupos de ativos, de forma que sejam cumpridos os critérios de segurança estabelecidos nas normas vigentes, considerando o horizonte de análise e aplicabilidade. Esse limite de fluxo é conhecido como "cut-off".
De acordo com o "Centro Nacional de Despacho" (CND) [2], um corte ou restrição, em termos gerais, é apresentado na forma Equipamento A/Equipamento B. Isso é interpretado de tal forma que, se a contingência do Equipamento A se materializar, o Equipamento B ficará sobrecarregado. Considerando o exposto acima, é possível identificar os tipos de restrições indicados no esquema a seguir, na Fig. 2.



Fig. 2. Tipos de restrições

Por outro lado, é importante mencionar que, no planejamento operacional, a operadora colombiana identifica diferentes níveis de restrições. Em resumo, as restrições em um nível superior a um são aquelas que seriam evidentes na operação caso as restrições em níveis inferiores fossem eliminadas ou não fossem consideradas.

2.2 Restrições na Area Oriental

A área Oriental é composta pelas subáreas de Bogotá e Meta. Ela está interligada às áreas de Antioquia, Nordeste e Surocidental. Sua demanda máxima é perto de 3.000 MW, e sua capacidade de geração instalada é de aproximadamente 3.611 MW, dos quais 89% correspondem à geração hidrelétrica. Essa área atende importantes centros de consumo, incluindo a capital do país, e possui elementos de controle dinâmico de tensão, como um STATCOM na subestação de 500 kV de Bacatá e um SVC na subestação de 220 kV de Tunal [2].
A Fig. 3 mostra um esquema da área Oriental, destacando as ligações de interconexão em nível de 230 e 500 kV e os projetos de transmissão planejados.

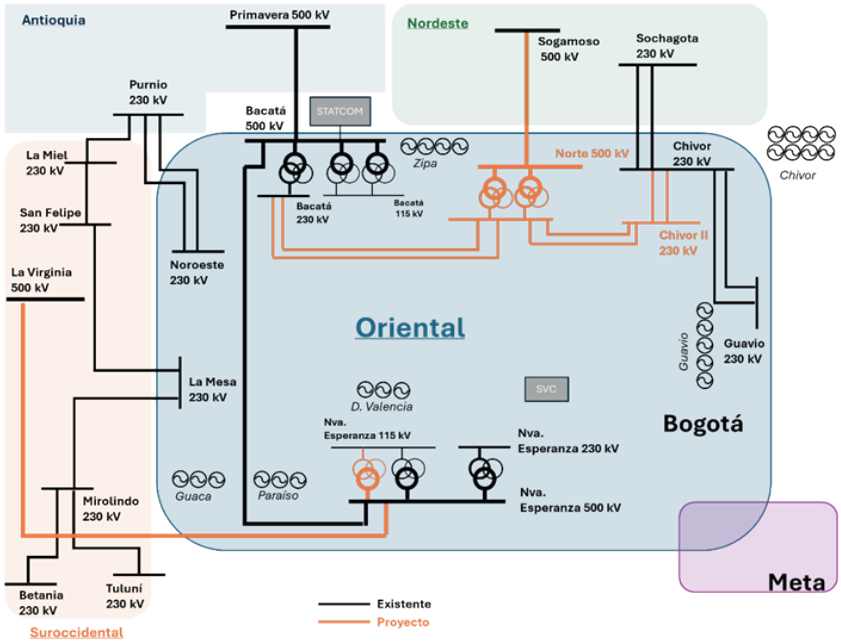


Fig. 3. Esquema da Área Oriental [2]

Atualmente, a região oriental enfrenta uma restrição associada à capacidade de importação de potência. Isso se deve ao fato de que, em caso de uma contingência na linha Primavera - Bacatá 500 kV, a ligação dupla Purnio - Noroeste 230 kV poderia ficar sobrecarregada, entre outros desafios operacionais, como a necessidade de geração de segurança para controle de tensão. Dessa forma, o fluxo através do circuito de 500 kV é limitado a 900 MW para a área Oriental [2].
Com relação ao exposto acima, dois projetos de interconexão estão atualmente em andamento, o que aumentará a capacidade de importação de potência da área e tornará o despacho de geração mais flexível.

Esses projetos são mostrados em laranja na Fig. 3 e correspondem ao circuito Virginia - Nueva Esperanza 500 kV, ao transformador Nueva Esperanza 500/115 kV e aos circuitos Sogamoso - Norte - Nueva Esperanza 500 kV, além de obras associadas. A Fig. 4 ilustra o impacto dos projetos de expansão sobre a capacidade de importação de potência da área Oriental. No entanto, de acordo com o Terceiro Relatório de Avaliação de Restrições Trimestrais, publicado pela operadora colombiana XM, esses projetos estão atrasados em 5 e 9 anos, respectivamente, portanto, é fundamental buscar alternativas de mitigação e flexibilidade para a condição operacional da área.

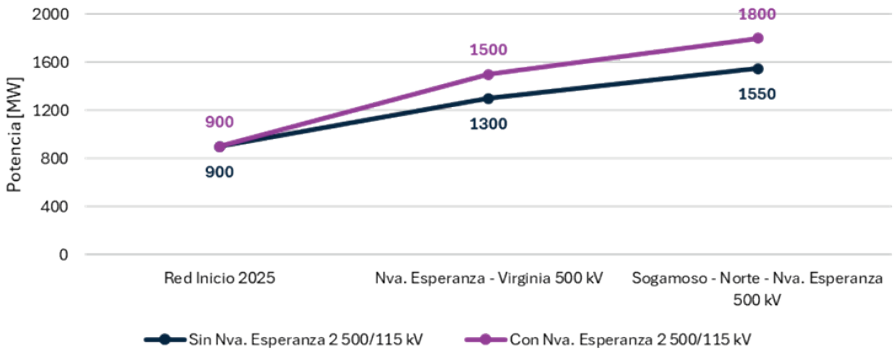


Fig. 4. Evolução da capacidade de importação da Área Oriental [2]

2.2.1 Restrição nas Linhas de 230 kV Noroeste - Purnio 1 e 2 devido à sobrecarga.

Trata-se de uma restrição na área oriental que limita sua capacidade de importação de potência. Ela consiste na sobrecarga do elo duplo Purnio-Noroeste 230 kV em caso de contingência na linha Primavera-Bacatá 500 kV. A interrupção é estimada em 1.500 MW em cenários de rede completa. Essa interrupção é controlada pelo aumento da geração dentro da área, sendo a Termozipa a geração mais eficaz, e pela limitação do fluxo através da linha de 500 kV Primavera - Bacatá a 900 MW [3]. A Fig. 5 ilustra o corte.

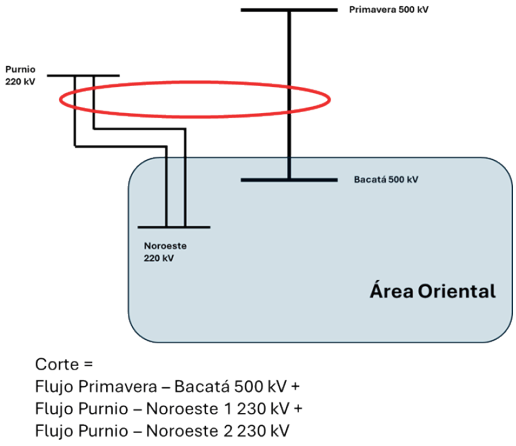


Fig. 5. Esquema de corte Primavera - Bacatá 500 kV / Purnio - Noroeste 1 e 2 230 kV

2.2.2 Restrição nas linhas de 230 kV Chivor – Guavio 1 e 2 devido à sobrecarga

Consiste na sobrecarga de um dos circuitos de 230 kV Chivor-Guavio, para o caso de uma contingência no outro. O corte é estimado em 560 MW e depende das condições operacionais. Essa restrição ocorre em cenários de alta geração em Chivor e baixa geração em Guavio. Essas correspondem a duas das usinas hidrelétricas com maior capacidade na Colômbia, com 1.000 e 1.250 MW, respectivamente, de modo que sua participação, quando otimizada no despacho, tem um impacto importante na tarifa do usuário final. Para essa restrição não há um trabalho estrutural definido para eliminá-la. A Fig. 6 mostra o corte dos circuitos Chivor-Guavio.

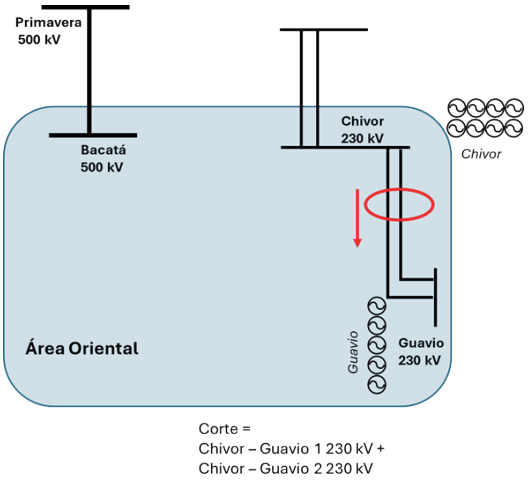


Fig. 6. Esquema corte Chivor – Guavio 1 e 2 (230 kV)

2.3 Restrições na Area Antioquia

A área Antioquia está interligada às áreas Caribe, Nordeste, Oriental e Sul ocidental. Sua demanda máxima é de 1600 MW, e tem uma capacidade de geração instalada de aproximadamente 6800 MW, dos quais 88% correspondem à geração hidrelétrica [2]. É uma das áreas mais importantes para a economia da Colombia.
A restrição na linha de 230 kV La Sierra - San Carlos consiste na sobrecarga da mesma linha, devido à contingência da linha de 230 kV La Sierra - Primavera. Essa restrição é evidente em cenários de baixa geração nas áreas de Antioquia e Caribe, e de alta geração na região Oriental. A medida mais eficaz para seu controle é limitar a geração em Termosierra. O corte estimado é de 470 MW e depende das condições operacionais. A Fig. 7 mostra o corte dos circuitos em 230 kV La Sierra - Primavera e La Sierra - San Carlos.

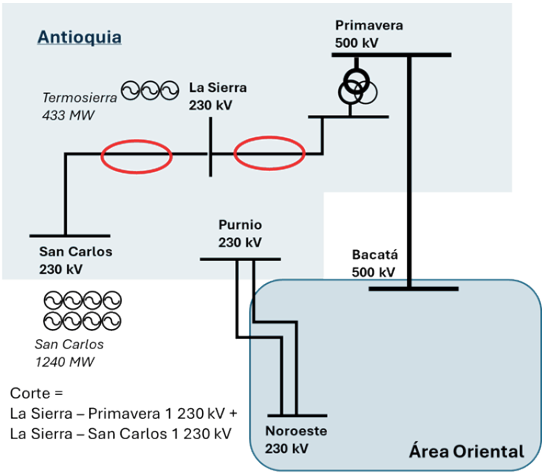


Fig. 7. Diagrama de corte em 230 kV La Sierra - Primavera - La Sierra - San Carlos

Com base no exposto, este documento centra-se em analisar o potencial do DLR na mitigação de restrições no sistema elétrico colombiano, particularmente nas linhas mencionadas das áreas Oriental e Antioquia. Algumas dessas restrições, conforme mencionado, impõem limitações às transferências de potência para algumas áreas do sistema e exigem a disponibilidade de unidades "on-line" para controle de tensão.

3 ASPECTOS GERAIS DA TECNOLOGIA DLR

O Dynamic Line Rating (DLR) é uma tecnologia que otimiza a capacidade de transmissão de eletricidade, ajustando a capacidade da linha em tempo real de acordo com as condições ambientais atuais, como temperatura, velocidade do vento e carga elétrica. Com isso, os operadores de rede podem maximizar o uso da infraestrutura existente, melhorar a integração da energia renovável e aumentar a eficiência e a confiabilidade do sistema elétrico.

O aumento da capacidade de transmissão adicional depende não apenas dos recursos meteorológicos disponíveis, mas também da metodologia utilizada para estimar a velocidade do vento em classificações estáticas. É importante observar que o caso específico da Colômbia, com seu clima e topografia, exige uma visibilidade mais granular dos fatores ambientais que atualmente não são capturados pelas metodologias estáticas. O uso do DLR não se limita a encontrar capacidade adicional, mas se torna um recurso crucial para garantir a segurança e a confiabilidade da rede elétrica, fornecendo uma visão mais precisa e em tempo real das condições que afetam o desempenho das linhas.

Entre os fornecedores de tecnologia, estão soluções que combinam sensores sem contato, medições de temperatura dos cabos e dados meteorológicos específicos do local, permitindo o monitoramento contínuo e uma visão abrangente do status da rede, bem como previsões futuras de DLR [4].

Para complementar a informação, uma visão geral da tecnologia DLR e de seus benefícios pode ser encontrada no relatório da IRENA [5]. Há também um relatório do Departamento de Energia dos EUA que discute estudos de caso e a viabilidade da implementação da DLR [6]. Quanto às experiências com a tecnologia, recomenda-se analisar um documento que inclui estudos de caso sobre tecnologias de aprimoramento da rede, incluindo a DLR [7].

4 METODOLOGIA DE CÁLCULO PARA AVALIAÇÃO DO DLR

Para calcular os benefícios econômicos obtidos com o uso do DLR nas linhas Noroeste - Purnio 1 e 2 (230 kV), Chivor - Guavio 1 e 2 (230 kV) e La Sierra - San Carlos (230 kV), são executadas as seguintes etapas, que são ilustradas na Fig. 8:

i. Cálculo dos limites de intercâmbio da área elétrica para a condição atual das linhas, sem DLR e com aumento de capacidade de 3% e 5%; O cálculo é feito por meio de fluxo de carga e análise de estabilidade, conforme mencionado na seção 2, identificando em cada caso o efeito obtido no limite de intercâmbio total da área, caso fosse possível aumentar a capacidade das linhas na porcentagem adicional que se espera que seja verificada pelo DLR.

ii. A partir da base de dados de longo prazo da XM de outubro de 2024, é utilizado o modelo de otimização “Stochastic Dual Dynamic Programming” (SDDP©), adaptado para obter a projeção de custos operacionais até setembro de 2040 para 100 séries estocásticas de despacho de geração.

iii. A partir de uma rodada base com rede e restrições, o impacto de cada linha é avaliado individualmente com e sem o uso de DLR, considerando suas restrições e cortes associados. Como benefícios, é calculado o valor presente líquido da diferença no impacto no custo operacional do sistema trazido pelo projeto em cada série ao usar uma capacidade de linha maior em comparação com o caso sem DLR.

iv. Em seguida, para cada série, a relação benefício/custo encontrada é calculada com a porcentagem de DLR avaliada, e o resultado é apresentado em uma curva de probabilidade cumulativa, de modo que seja possível identificar em quantos casos uma relação benefício/custo maior que um é alcançada.

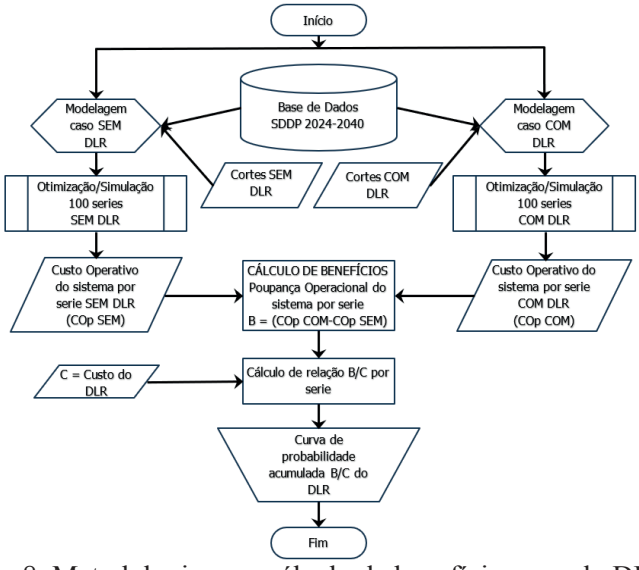


Fig. 8. Metodologia para cálculo de benefícios usando DLR

Para a avaliação dos benefícios, o modelo do SDDP da XM de outubro de 2024 para o longo prazo, na versão 17.3, é utilizado como modelo base e estendido para simular a operação até setembro de 2040. Os benefícios de economia de custos operacionais encontrados para cada linha com DLR são calculados até 2040 e convertidos em valor presente líquido em dezembro de 2023, utilizando uma projeção do Índice de Preços ao Produtor - Oferta Interna (IPP_Base Dezembro 2014 [8]). Os custos de DLR em cada linha são calculados de acordo com sua extensão, para um valor referencial de 7.000 USD/km, de acordo com informações de fornecedores especializados [4], e convertidos à mesma base de dezembro de 2023 para calcular a relação Benefício/Custo (B/C) de forma consistente.

É importante salientar que uma das motivações principais para o trabalho é fornecer ao regulador colombiano, a "Comisión de Regulación de Energía y Gas" (CREG), sinais econômicos básicos para que tenha suporte de que a instalação desses equipamentos seja viável economicamente. Uma maneira de fazer isso é por meio do cálculo apresentado, que é muito conservador em termos operacionais. O modelo utilizado com o SDDP é de custos, e a operação real na Colômbia obedece a condições de mercado, onde a ampliação de um corte pode ter um impacto muito representativo no custo operacional real.

5 RESULTADO DO IMPACTO DA IMPLEMENTAÇÃO DO DLR

A seguir, são apresentados os resultados da avaliação da possibilidade de ampliação das capacidades das linhas mencionadas na seção 4. Na Fig. 9, é mostrado um detalhe da ubiquação das linhas nas áreas elétricas Antioquia e Oriental.

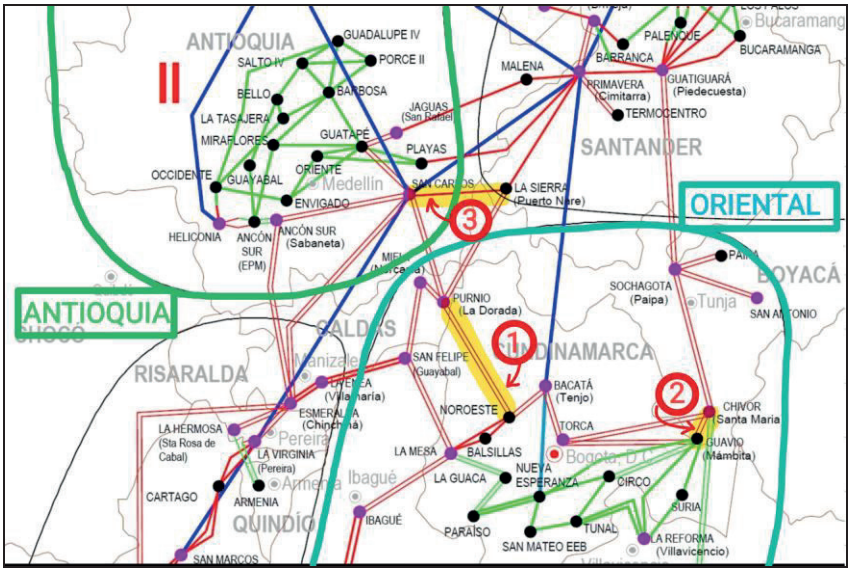


Fig. 9. Detalhe das linhas em analise dentro das áreas operacionais do STN

5.1 Resultado para uso do DLR nas linhas Noroeste - Purnio 1 e 2 (230 kV) ①

Segundo o mencionado na seção 2.2.1, a restrição nas linhas é causada pela sobrecarga do elo duplo Purnio-Noroeste 230 kV em caso de contingência na linha Primavera-Bacatá 500 kV. Trata-se de uma restrição na fronteira da área Oriental com Antioquia, que limita sua capacidade de importação de potência. Os limites de transferência para o caso base e acréscimos de 3% e 5% supostos com DLR são apresentados a seguir na Tabela I.

TABELA I. CORTES PARA AS LINHAS NOROESTE-PURNIO 1 E 2

Caso	Limite Primavera-Bacatá 500 + Purnio-Noroeste 1 e 2 (230 kV) MW	Carga Purnio-Noroeste 1 e 2 (230 kV)
Base	1508	128%
DLR 3%	1535	131%
DLR 5%	1560	133%

Calculando a relação B/C segundo o explicado na seção 4, encontrou-se a curva de B/C para cem séries de despacho hidrotérmico, mostrada na Fig. 10. Para essa aplicação o custo aproximado de instalação do DLR é de 700.000 USD.

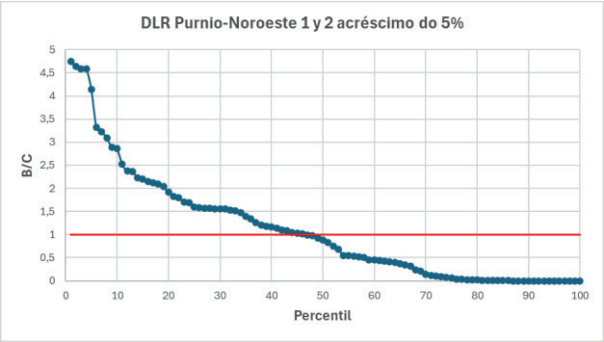


Fig. 10. Curva de B/C para DLR nas linhas Purnio-Noroeste 230 kV

O resultado mostra que se consegue uma relação B/C maior que 1 em 42% dos cenários, e no terceiro quartil a relação é de 1,6. Segundo a metodologia utilizada, os benefícios obtidos para essa aplicação parecem baixos, mas o resultado não impede que se consigam maiores benefícios dentro da operação real. A área oriental precisa importar energía do sistema devido ao atraso nas obras de ampliação de rede, e seu recurso de geração é basicamente hidrelétrico, o que faz com que as condições de verão sejam críticas para o atendimento da demanda.

5.2 Resultado para uso do DLR nas linhas Chivor - Guavio 1 e 2 (230 kV) ②

O detalhamento do corte está apresentado na seção 2.2.2 e consiste na sobrecarga de um dos circuitos de 230 kV Chivor-Guavio, para o caso de uma contingência no outro. O corte é estimado em 560 MW e depende das condições operacionais. É uma restrição interna da área Oriental.
A seguir, na Tabela II, são apresentados os limites de capacidade para o caso base e acréscimos de 3% e 5% supostos com DLR.

TABELA II. CORTES PARA AS LINHAS CHIVOR-GUAVIO 1 E 2

Caso	**Limite Chivor-Guavio 1 e 2 (230 kV) MW**	**Carga Chivor-Guavio 1 ou 2 (230 kV)**
Base	560	115%
DLR 3%	580	118%
DLR 5%	590	120%

A curva de B/C para cem séries de despacho hidrotérmico é mostrada na Fig. 11. Para essa aplicação o custo aproximado de instalação do DLR é de 190.000 USD.

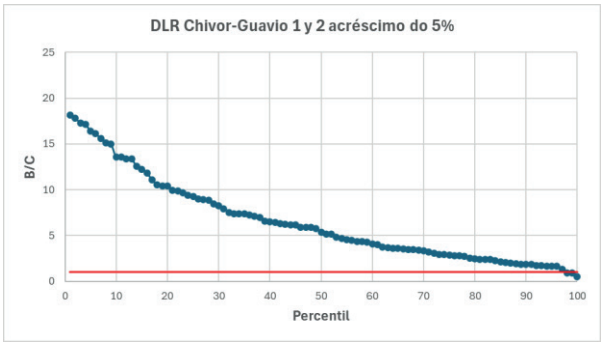


Fig. 11. Curva de B/C para DLR nas linhas Chivor-Guavio 230 kV

Para esse caso, a relação B/C maior que 1 é obtida em 97% dos cenários, sendo 2,8 o valor no primeiro quartil, com uma mediana de 5,2. Para essa aplicação, os benefícios obtidos permitem recomendar a

instalação do DLR sem limitações, pois a metodologia faz um cálculo conservador, e benefícios maiores podem ser conseguidos na operação real.

5.3 Resultado para uso do DLR na linha La Sierra - San Carlos (230 kV)③

O detalhamento do corte está apresentado na seção 2.3. A restrição na linha de 230 kV La Sierra - San Carlos consiste na sobrecarga da mesma linha, devido à contingência da linha de 230 kV La Sierra – Primavera. Na Tabela III, estão descritos os limites de capacidade para o caso base e acréscimos de 3% e 5%, supostos com DLR.

TABELA III. CORTES PARA A LINHA LA SIERRA-SAN CARLOS 230 kV

Caso	**Limite La Sierra - Primavera + La Sierra - San Carlos 230 kV MW**	**Carga La Sierra - San Carlos 230 kV**
Base	470	123%
DLR 3%	480	126%
DLR 5%	490	128%

O resultado da curva de B/C para cem séries de despacho hidrotérmico é mostrada na Fig. 12. A instalação de DLR nessa linha tem um custo aproximado de 420.000 USD.

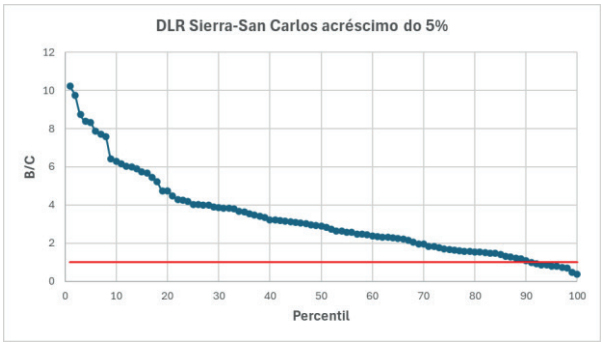


Fig. 12. Curva de B/C para DLR na linha La Sierra - San Carlos 230 kV

A relação B/C maior que 1 é alcançada em 90% dos cenários, sendo que o valor no primeiro quartil é 1,6 e a mediana, 2,9. Os benefícios obtidos permitem recomendar a instalação do DLR, considerando que podem ser conseguidos benefícios maiores na operação real.

6 CONCLUSÕES

O DLR faz parte das tecnologias de aprimoramento de rede denominadas GET (Grid Enhancement Technologies). Embora estejam sendo avaliadas apenas teoricamente na Colômbia, as GET foram adotadas e regulamentadas nos Estados Unidos, na Europa, na Austrália e em outros países, como uma opção para melhorar as alternativas de planejamento de transmissão no curto prazo. A introdução das GET é importante para atender ao crescimento da demanda de energia e à entrada de energias renováveis, que se caracterizam por sua variabilidade. Isso otimiza a operação das redes existentes, permite adiar os custos de sua expansão e contribui para o objetivo de descarbonização do setor elétrico.

Atualmente, o regulador colombiano CREG está analisando a possibilidade de incluir o DLR como parte dos equipamentos que compõem a rede e que devem ser pagos. Este trabalho possibilita oferecer sinais econômicos básicos para que a instalação desses equipamentos seja economicamente sustentável.

O cálculo proposto é muito conservador em termos de benefícios, pois o modelo utilizado é de custos e a operação obedece a condições de mercado, nas quais a ampliação de um corte ou limite entre áreas pode impactar significativamente o custo operacional real.

Para os casos analisados, foi proposto um acréscimo baixo de até 5% na capacidade das linhas, e constatou-se que sua instalação é economicamente viável, mesmo que os benefícios sejam marginais dentro do ambiente de avaliação de um modelo conservador de custos.

7 REFERÊNCIAS

[1] Resolución Creg 062 de 2000, https://gestornormativo.creg.gov.co

[2] Informe de planeamiento operativo eléctrico de mediano plazo – Tercer trimestre de 2024, https://www.xm.com.co

[3] Informe Trimestral de Restricciones 2024 T3, https://www.xm.com.co

[4] Accelerating the Net Zero Grid, https://www.linevisioninc.com/

[5] Dynamic Line Rating: Innovation Landscape Brief, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jul/IRENA_Dynamic_line_rating_2020.pdf?utm_source=chatgpt.com

[6] Dynamic Line Rating Report to Congress, https://www.energy.gov/oe/articles/dynamic-line-rating-report-congress-june-2019?utm_source=chatgpt.com

[7] A Guide to Case Studies of Grid Enhancing Technologies, https://inldigitallibrary.inl.gov/sites/sti/sti/Sort_64025.pdf?utm_source=chatgpt.com

[8] Departamento Administrativo Nacional de Estadística, https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-del-productor-ipp

XX ERIAC
VIGÉSIMO ENCONTRO
REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRE
Ciudad del Este, Paraguay
25 a 29 de maio de 2025
C2.22_3323

Comitê de Estudos C2 - Operação e controle de sistemas de potência

TREINAMENTOS EM PROCEDIMENTOS OPERATIVOS COM SIMULADOR EM REGIME PERMANENTE E TRANSITÓRIO PARA A CAPACITAÇÃO DE OPERADORES DE SISTEMA

A.B. LIRA*
ONS
Brasil
alisson.lira@ons.org.br

A.J.T.L. SILVA
ONS
Brasil
alonso@ons.org.br

D.L.O. JUNIOR
ONS
Brasil
djalma@ons.org.br

G.F. FONSECA
ONS
Brasil
fonseca@ons.org.br

G.L. GRUDTNER
ONS
Brasil
gustavo.grudtner@ons.org.br

G.F. SOUZA
ONS
Brasil
gustavo.fernandes@ons.org.br

J.P.A. NESPOLO
ONS
Brasil
joao.nespolo@ons.org.br

R.T. CONCEIÇÃO
ONS
Brasil
renato.tomaz@ons.org.br

Resumo *– Este artigo apresenta a implementação de uma nova metodologia de treinamento para operadores do Sistema Interligado Nacional (SIN), utilizando o simulador TopSim integrado à ferramenta Organon por meio do plugin GCEN. O objetivo é oferecer treinamentos mais amplos e interativos, viabilizando a simulação de cenários envolvendo fenômenos tanto de natureza estática quanto de natureza dinâmica. A operação do SIN exige que os operadores estejam preparados para lidar com situações imprevistas e contingências. A integração entre o simulador TopSim e o Organon permite a análise de perturbações do ponto de vista dinâmico, elevando a complexidade dos cenários e ampliando as possibilidades de treinamento. A metodologia foi validada com operadores do ONS, que relataram melhorias significativas na compreensão dos procedimentos e redução do tempo de resposta em situações de recomposição e contingências. Conclui-se que a integração do TopSim e do Organon aprimora a capacitação dos operadores, elevando a segurança e a eficiência da operação do SIN.*

Palavras-chave: Simulador – Procedimentos Operativos – Treinamento – Operadores – Topsim – Organon.

1 INTRODUÇÃO

Este artigo tem como objetivo apresentar a evolução dos treinamentos para operadores de sistema, utilizando o simulador de redes elétricas TopSim integrado ao aplicativo Organon, por meio do aplicativo GCEN (Gerenciador de Cenários), desenvolvido pelo ONS. A integração proposta entre TopSim e Organon tem o objetivo de viabilizar a simulação de cenários de operação envolvendo análises no domínio do tempo; incluindo, por exemplo, análises de segurança dinâmica (DSA); tornando-os mais realistas e desafiadores, e, consequentemente, contribuindo para a capacitação técnica dos operadores.

1.1 TopSim

O TopSim é um simulador digital de redes elétricas utilizado no treinamento de operadores de sistemas elétricos de potência e nativamente integrado ao sistema SAGE, utilizado pelo ONS na operação do SIN. O TopSim oferece ao operador em treinamento um ambiente idêntico ao que ele encontrará em suas atividades cotidianas, utilizando as mesmas telas e diálogos usados na operação em tempo real. Além disso, o simulador

alisson.lira@ons.org.br

também permite a criação de cenários e eventos customizáveis que replicam situações imprevistas, garantindo que o operador esteja preparado para atuar corretamente diante de ocorrências no sistema elétrico.
A solução estática da rede elétrica é baseada no aplicativo Anarede e inclui um controle automático de geração interno. A solução considera o cálculo do desvio de frequência e a modelagem de máquinas, utilizando o Método de Newton.



Fig. 1. TopSim

Como o ambiente de treinamento não opera em tempo real, o TopSim utiliza casos gerados no modo de estudo do ambiente de tempo real como ponto de operação inicial. A partir desse ponto, as medidas elétricas são atualizadas a cada ciclo por meio da execução do programa Anarede, após as alterações topológicas serem processadas por um configurador de redes.

1.2 Organon

O Organon consolidou-se como o "motor" de diversas aplicações na sala de controle do ONS. Trata-se de uma ferramenta versátil, utilizada para simulações tanto em regime permanente (60 Hz) quanto no domínio do tempo. É uma ferramenta amplamente reconhecida por realizar Análises de Segurança Dinâmica (DSA) no formato de nomogramas, também denominados como Regiões de Segurança. O ONS utiliza o Organon como ferramenta de DSA, tanto na fase de planejamento quanto em análises em tempo real.
Uma Região de Segurança, como a apresentada na Figura 2, pode ser definida como um processo ou uma ferramenta de avaliação da segurança operativa de um sistema elétrico, aplicada para problemas de estabilidade estática e dinâmica. A análise de segurança de um sistema permite determinar, em tempo real, se o ponto atual de operação e sua vizinhança são seguros e quais medidas devem ser tomadas caso não sejam.

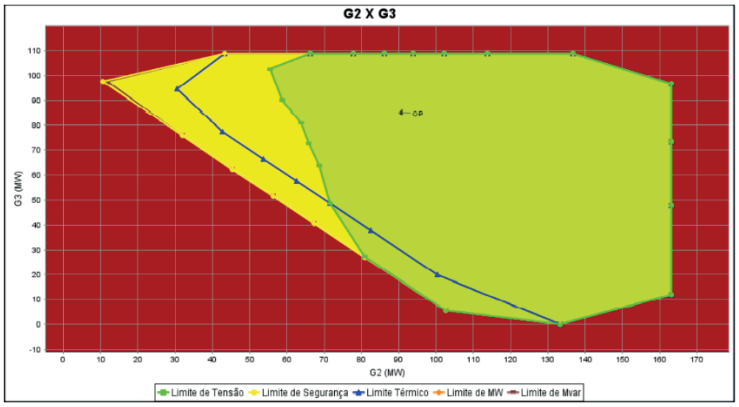


Fig. 2. Exemplo de Região de Segurança.

O cálculo de uma região de segurança envolve três grupos de geração, chamados de G1, G2 e G3. Os primeiros dois grupos são compostos pelas unidades geradoras cuja alteração da potência ativa causa alteração elétrica na área avaliada. O terceiro grupo é composto por usinas eletricamente distantes da área de segurança avaliada, utilizado para fechamento do balanço de cargas. Nesse cálculo, para cada novo ponto de operação obtido através da alteração do despacho de potência ativa dos grupos G1, G2 e G3, uma lista de contingências é

solucionada até que se encontre um ponto de limite de segurança ou um ponto de limite de geração de um dos grupos.
Tradicionalmente, a segurança operativa é monitorada com base em limites operacionais, como o carregamento de equipamentos e as faixas de tensão, além de inequações definidas pelas equipes de planejamento. Essas inequações são resultadas de estudos de contingências que podem impactar o sistema elétrico, gerando desde sobrecargas e cortes de carga até um blecaute. Elas indicam que o sistema pode estar em risco caso ocorra alguma contingência previamente analisada. Portanto, não é suficiente que o sistema opere sem violar os limites de equipamentos ou de tensão; é essencial que ele esteja preparado para suportar contingências sem comprometer o suprimento de carga. O critério de segurança operativa é definido nos Procedimentos de Rede do ONS, onde é estabelecido que o sistema deve operar sob o critério N-1, ou seja, ele deve ser capaz de suportar a perda de qualquer um de seus equipamentos a qualquer momento.
O uso dessa ferramenta em tempo real é particularmente importante quando a rede está em configuração diferente da programada, uma vez que tal situação não foi prevista e, portanto, as inequações e limitações podem não refletir adequadamente as condições atuais. Assim, uma ferramenta que realize cálculos em tempo real, como complemento às tradicionais ferramentas de monitoramento da segurança operativa, representa uma significativa melhoria para a operação em tempo real, oferecendo maior respaldo à segurança do sistema.

1.3 Integração Organon-REGER utilizando o GCEN

A necessidade de extrair múltiplos casos de rede, armazená-los e distribuí-los para diversos processos levou à criação de um aplicativo central, o GCEN – Gerenciador de Cenários. Esse sistema interage com processos fornecedores de dados, armazena casos de referência (.STM) e dados de programações (.SCD), além de controlar instâncias do Organon. A Figura 3 apresenta a arquitetura do sistema.

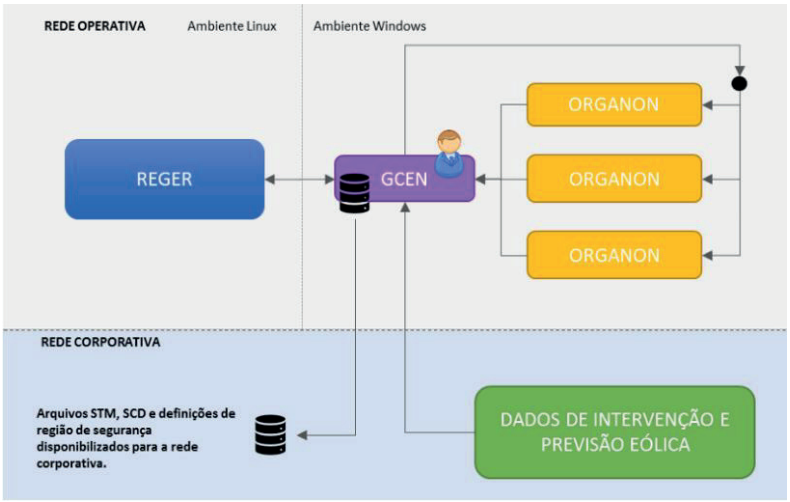


Fig. 3. Integração Organon – REGER.

O GCEN coleta informações de diversas fontes, incluindo o Sistema de Supervisão e Controle (SSC) do ONS (SAGE), o Sistema de Gestão de Intervenções (SGI), e a Programação Diária da Operação consolidada, gerando arquivos SCD. Quando solicitado, o GCEN envia uma requisição ao SAGE para obter dados como previsão de carga, programação de geração, programação de elos CC e transformadores defasadores. O GCEN também se conecta ao SGI para obter informações de intervenções e à Previsão de Geração Eólica por usina. Com esses dados de programação, previsão e intervenções, o GCEN gera o arquivo SCD. Além disso, ele solicita arquivos STM ao SSC, os quais representam "fotografias" da rede em tempo real, gerados pelo Estimador de Estado do SAGE. Juntos, os arquivos SCD e STM constituem os dados essenciais para a criação de cenários.
O GCEN permite ao usuário configurar análises preditivas por meio de sua interface, criando cenários futuros para os horários alvo. Esses cenários são redes ajustadas com programações e intervenções previstas, e sua geração é solicitada pelo Organon, que utiliza os arquivos STM e SCD fornecidos pelo GCEN. Após o processamento, os cenários são armazenados em formato NTW para uso em ambiente de tempo real.
Na Figura 4 está ilustrada a aba da interface do GCEN dedicada à monitoração das simulações ativas em um centro de operação. A avaliação de segurança em tempo real é realizada com base no estado operativo mais

recente, importado através de um arquivo STM pelo GCEN. O engenheiro de tempo real pode ativar regiões de segurança, configurar o tipo de análise (estática ou dinâmica), definir direções de cálculo dos nomogramas, validar casos de tempo real por região de segurança e escolher os servidores para execução das simulações do Organon.

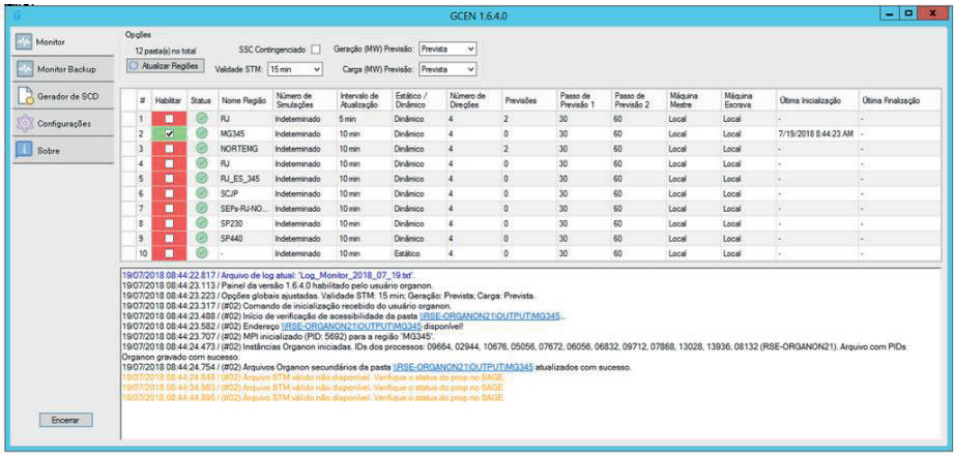


Fig. 4. Interface do GCEN: Aba do modo Monitor.

Após cada simulação bem-sucedida no Organon, o GCEN interpreta os resultados e os transfere para o ambiente do SAGE. As informações são exibidas em forma de nomogramas.

2 PROJETO: UTILIZAÇÃO DO TOPSIM EM CONJUNTO COM O ORGANON

Atualmente, já está disponível nas salas de controle do ONS uma aplicação do Organon integrada ao SAGE/REGER utilizando o plugin do GCEN. O objetivo deste trabalho foi adaptar essa estrutura para integrar o SAGE/TopSim, substituindo a integração com o SAGE/REGER, o que exigiu algumas adaptações. Essa implementação visa criar um ambiente de simulação com o mesmo nível de complexidade e as mesmas aplicações utilizadas em tempo real.

2.1 Estrutura do treinamento: TopSim + Organon

Na preparação das sessões de treinamento utilizando o TopSim em conjunto com o Organon, os procedimentos básicos são semelhantes aos empregados quando da utilização do TopSim de forma isolada. Em ambas as situações, o processo se inicia com a importação de um caso de fluxo de potência para o ambiente TopSim, o qual deve ser, posteriormente, ajustado conforme a necessidade da sessão de treinamento em questão. Destaca-se que, diferentemente de aplicativos como Anarede e Organon; que permitem o ajuste de casos utilizando arquivos de texto; os ajustes no ambiente TopSim são realizados de forma manual, por meio de alterações realizadas diretamente nas telas do SAGE.

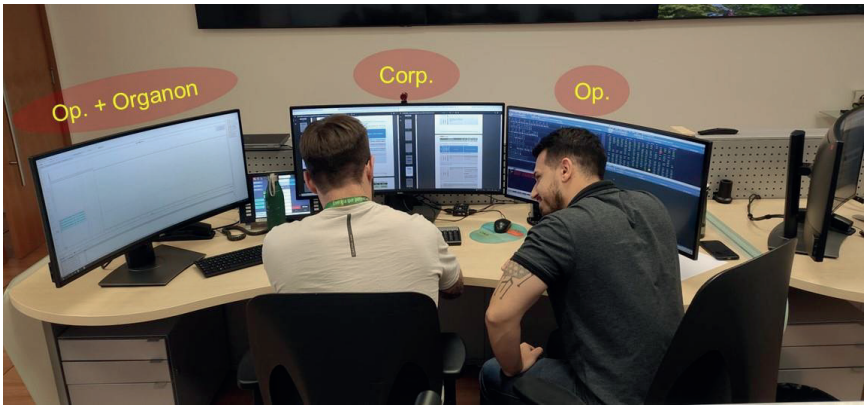


Fig. 5. Ambiente de treinamento

Esses ajustes podem incluir, por exemplo, a abertura de disjuntores e chaves; conforme ilustrado na Figura 6; alteração da tensão terminal de máquinas, sincronismo de unidades geradoras, elevação ou redução de geração, movimentação de taps de transformadores, entre outros. Após a conclusão dos ajustes, é possível salvar o ponto de operação obtido para ser utilizado em cenários de treinamento.

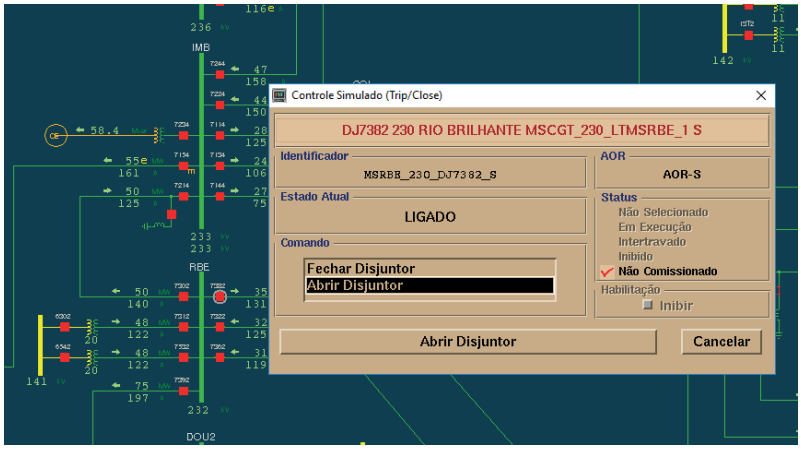


Fig. 6. Enviando comando de abertura de disjuntor na preparação do cenário.

Para preparar um caso para aplicação no Organon, é imprescindível ter conhecimento prévio dos modelos dinâmicos que compõem a Região de Segurança da Área Elétrica a ser abordada no treinamento. Como exemplo, pode-se citar a área 230 kV do Mato Grosso do Sul, na qual existem várias proteções contra sobretensão modeladas, além de máquinas da região e esquemas especiais. Esse entendimento é fundamental para desenvolver um treinamento focado na utilização do Organon, o que se tornará ainda mais evidente com a apresentação de exemplos práticos.

Outro aspecto relevante que deve ser levado em consideração diz respeito à origem dos casos de fluxo de potência utilizados nas simulações. De modo geral, os casos carregados no TopSim são gerados a partir de um servidor de homologação do REGER, enquanto os casos utilizados para a realização de análises em tempo real são gerados a partir de um servidor de produção.

Em função disso, foi realizado um estudo comparativo entre os casos gerados por ambos os servidores, visando atestar a validade dos casos que seriam utilizados no ambiente de simulação. Nesse sentido, as figuras 7 e 8 ilustram os resultados de uma região de segurança construída para a área Mato Grosso utilizando como base casos de fluxo de potência obtidos de forma praticamente simultânea pelo servidor associado ao TopSim e pelo servidor associado ao ambiente de tempo real, respectivamente.

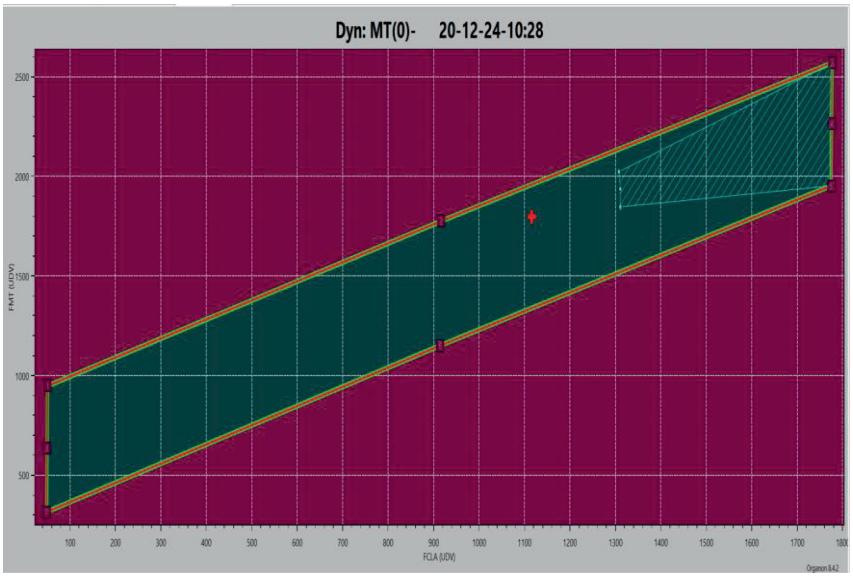


Fig. 7. Resultado da região de segurança da área Mato Grosso gerada pelo TopSim às 10h28.

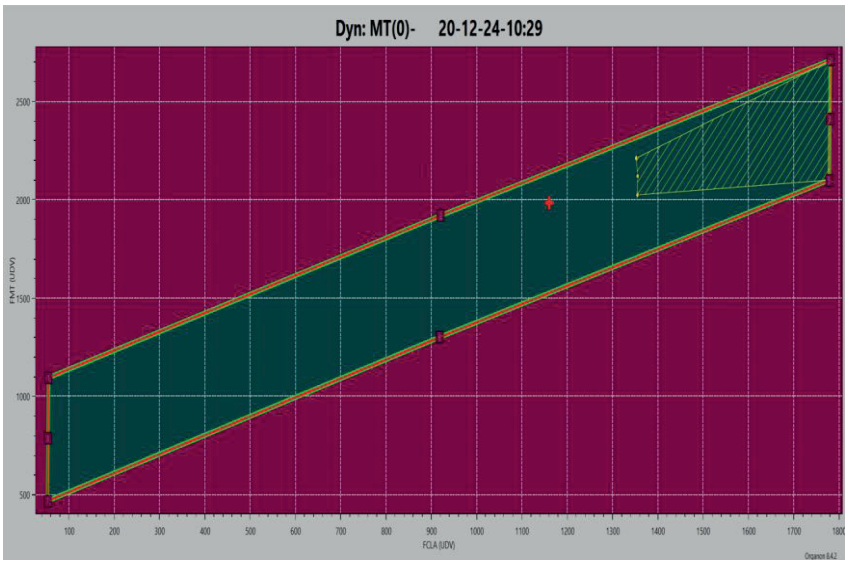


Fig. 8. Resultado da região de segurança da área Mato Grosso gerada pelo tempo real às 10h29.

2.2 Cenários de Treinamento Executados

Com essa integração, foi possível explorar uma ampla gama de cenários em treinamentos de Procedimentos Operativos, tais como:

- Controle de inequações com rede alterada por meio de um redespacho otimizado, garantindo a segurança operativa mesmo em condições adversas.
- Análise da região de segurança para evitar pontos de operação que possam resultar em sobretensões ou sobrecargas.
- Prevenção da atuação de esquemas especiais, minimizando riscos operacionais desnecessários.
- Identificação de cenários que possam levar ao colapso de tensão, permitindo ações preventivas eficazes.
- Simulação de condições que podem acionar o PSS (Power System Stabilizer), aprimorando a resposta do sistema a variações de frequência e tensão.
- Análise do comportamento de instabilidade no sistema, com foco na antecipação de falhas e recuperação rápida.
- Avaliação da potência acelerante durante o fechamento de anel, prevenindo desequilíbrios de tensão e melhorando a estabilidade geral do sistema.

A aplicabilidade desses cenários pode ser melhor compreendida no exemplo descrito no subitem a seguir.

2.2.1 Indisponibilidade da LT 440 kV Ilha Solteira / Ilha Solteira 2 C1 e C2

O cenário se inicia com a indisponibilidade de um dos circuitos da LT 440 kV Ilha Solteira / Ilha Solteira 2; localizada na divisa entre os estados de Mato Grosso do Sul e São Paulo; que se encontra desligado em função de manutenção prolongada, restando, portanto, apenas um circuito ligado. Na sequência, o instrutor do treinamento, simulando a atuação do Agente Operador do circuito remanescente, solicita ao ONS o desligamento desse circuito em caráter de urgência. (ver Fig. 9).

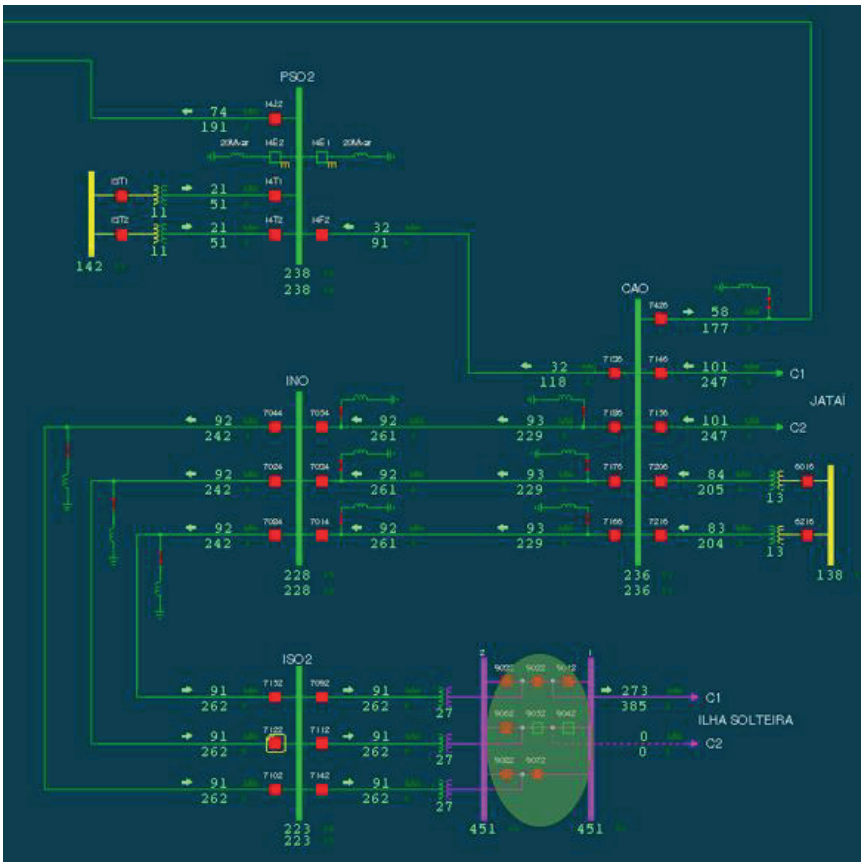


Fig. 9. Cenário de treinamento: Indisponibilidade da LT 440 kV Ilha Solteira / Ilha Solteira 2 C2.

Ao analisar os procedimentos para o desligamento da LT 440 kV Ilha Solteira / Ilha Solteira 2 C1 (ou C2), o operador encontra as instruções de operação apresentadas na Figura 10:

3.1.1.1. DESENERGIZAÇÃO INICIANDO PELA SE ILHA SOLTEIRA 2 (SENTIDO NORMAL)

Passo	Coordenação	Controle	Comando / Execução	Procedimento	Item de Controle / Objetivo
1	COSR-S	COSR-S	State Grid (COS)	Desligar, na SE Ilha Solteira 2, a LT 440 kV Ilha Solteira / Ilha Solteira 2 C1 (ou C2).	
2	COSR-S	COSR-SE	State Grid (COS)	Desenergizar, na SE Ilha Solteira, a LT 440 kV Ilha Solteira / Ilha Solteira 2 C1 (ou C2).	

3.1.1.2. DESENERGIZAÇÃO INICIANDO PELA SE ILHA SOLTEIRA (SENTIDO INVERSO)

Passo	Coordenação	Controle	Comando / Execução	Procedimento	Item de Controle / Objetivo
1	COSR-SE	COSR-SE	State Grid (COS)	Desligar, na SE Ilha Solteira, a LT 440 kV Ilha Solteira / Ilha Solteira 2 C1 (ou C2).	
2	COSR-SE	COSR-S	State Grid (COS	Desenergizar, na SE Ilha Solteira 2, a LT 440 kV Ilha Solteira / Ilha Solteira 2 C1 (ou C2).	

Fig. 10. Desenergização da LT 440 kV Ilha Solteira / Ilha Solteira 2 C1 (ou C2).

Nota-se que não há restrições explícitas para a manobra de desenergização do circuito em questão registradas em procedimento operativo. No entanto, é importante considerar que as instruções de preparação para manobras não contemplam o desligamento simultâneo de ambos os circuitos, de modo que as condições apresentadas são aplicáveis apenas para o desligamento de um único circuito, com outro permanecendo em operação.

Por outro lado, dado que os circuitos compartilham torre e, portanto, atendem aos critérios de planejamento no que tange à avaliação de perda dupla, verifica-se que as instruções de operação em contingência apresentam procedimentos específicos referentes à configuração com ambos os circuitos desligados, conforme ilustrado na Figura 11.

4.1. LT 440 KV ILHA SOLTEIRA / ILHA SOLTEIRA 2 C1 E C2

Consequências: Sobretensão nos barramentos de 440 kV da subestação Ilha Solteira 2 e nos barramentos de 230 kV das subestações Ilha Solteira 2, Inocência, Chapadão, Paraíso 2 e Jataí, com possibilidade de atuação de proteções de sobretensão de linhas de transmissão de 230 kV associadas.

Pode ocorrer atuação dos esquemas especiais de conexão automática dos reatores de 138 kV das subestações da região de Chapadão.

Passo	Coordenação	Controle	Comando / Execução	Procedimento	Objetivo / Item de Controle
1	**Na ocorrência de sobretensão nos barramentos de 440 kV da SE Ilha Solteira 2 e nos barramentos de 230 kV das SE Ilha Solteira 2, Inocência, Chapadão, Paraíso 2 e Jataí, proceder conforme segue:**				
1.1	O COSR-S deve solicitar à Energisa-MS ligar ou manter ligados os reatores nos sistemas de subtransmissão / distribuição da região de Chapadão.				
1.2	O COSR-S deve solicitar à Energisa-MS e à CGT Eletrosul (COT Norte) desligar ou manter desligados os bancos de capacitores nos sistemas de subtransmissão / distribuição das regiões de Chapadão, Campo Grande e Campo Grande Imbirussú.				
1.3	COSR-S	COSR-S	CEL Engenharia / Neoenergia (COT)	Atuar nos comutadores sob carga das transformações 230/138/13,8 kV das subestações Paraíso 2 e Campo Grande 2.	Reduzir tensão nos barramentos de 230 kV dessas subestações. Monitorar tensões no 138 kV dessas subestações.
...					

Fig. 11. Contingência dupla da LT 440 kV Ilha Solteira / Ilha Solteira 2 C1 e C2.

Ainda assim, as instruções de operação em contingência consideram, por premissa, apenas eventos já ocorridos, informando somente que, como consequência da perda dupla, pode haver atuação de proteções de sobretensão nas linhas de transmissão da região. Nesse contexto, levando em consideração as premissas e orientações contidas nas instruções de preparação para manobras e de operação em contingência apresentadas acima, observa-se que não são mapeadas condições ou restrições para a realização da manobra na configuração específica considerada, de modo que a tomada de decisão deve ser realizada em tempo real, com base nas análises realizadas pelo operador.

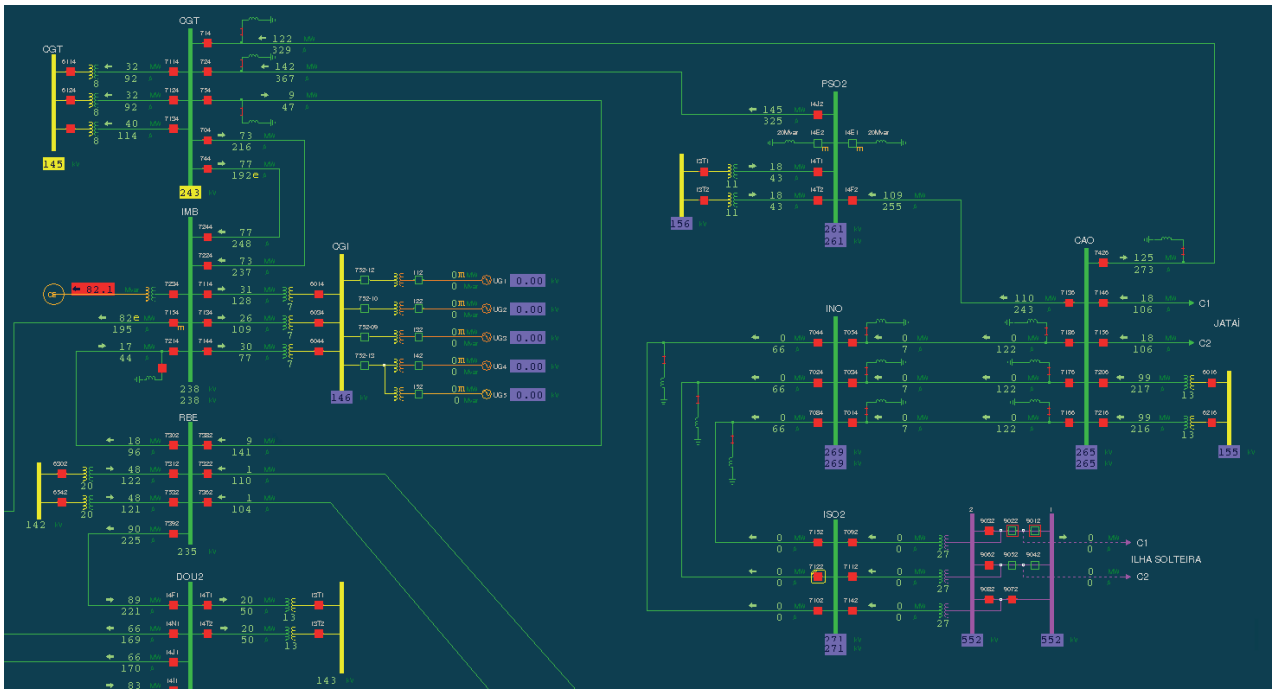


Fig. 12. Análise no domínio da frequência de 60 Hz da abertura dos circuitos LT 440 kV Ilha Solteira / Ilha Solteira 2 C1 e C2.

Após a abertura desses circuitos, foram registradas as seguintes tensões: 1.255 pu no setor de 440 kV de Ilha Solteira 2; 1.178 pu no setor de 230 kV de Ilha Solteira 2; 1.170 pu no setor de 230 kV de Inocência; 1.152 pu no setor de 230 kV de Chapadão; e 1.135 pu no setor de 230 kV de Paraíso 2. Além disso, foi utilizada toda a

margem do compensador estático de Imbirussu. O operador, ao analisar o sistema em busca de mais recursos fora da rede de operação, concluiu que, nesse primeiro momento, não havia recursos disponíveis para o controle de tensão que pudessem mitigar essas sobretensões de forma eficaz.

Nesse momento, foi solicitado pelo instrutor do treinamento que o treinando realizasse uma análise utilizando o Organon. O operador procedeu com a conexão ao GCEN para carregar o caso do treinamento e a Região de Segurança da Área de 230 kV do Mato Grosso do Sul, à qual já estão associados arquivos de modelagem dinâmica, eventos, esquemas especiais, gráficos predefinidos, entre outros. Esses arquivos foram carregados a partir do caso (STM) da simulação, resultando na execução da simulação (ver Fig. 13).

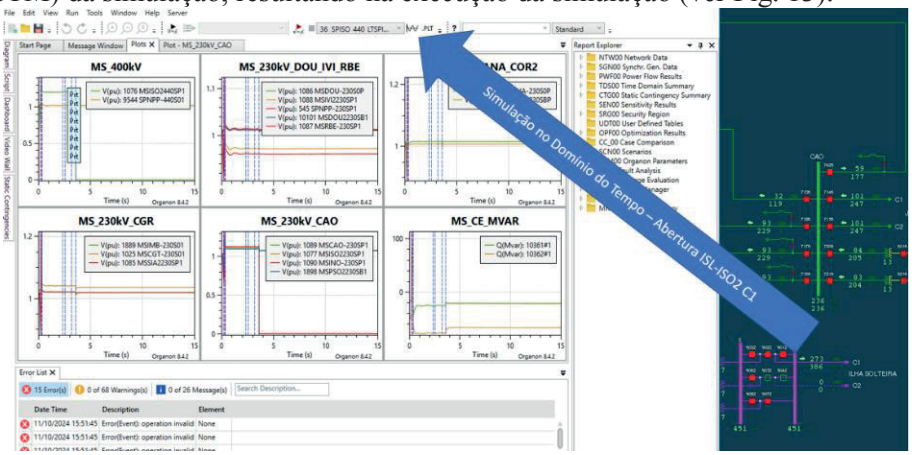


Fig. 13. Simulação no Domínio do tempo – Abertura ISL-ISO2 C1.

Ao analisar o gráfico no domínio do tempo das tensões na região de Chapadão, foram identificadas diversas sobretensões, sendo a mais crítica de 1.311 pu no setor de 230 kV de Ilha Solteira 2. No entanto, diversos eventos, indicados por linhas pontilhadas no eixo y do gráfico, correspondem à abertura das linhas no trecho Ilha Solteira 2 – Inocência – Chapadão, além de um dos circuitos da Chapadão – Jataí (ver Fig. 13). Esses eventos resultaram em uma solução parcial para as sobretensões, estabilizando o sistema em um ponto operativo com tensões na ordem de 1.075 pu, consideradas aceitáveis em um cenário de contingência. Com isso, o operador compreendeu que a melhor solução para mitigar o problema seria o desligamento dessas linhas, totalizando cerca de sete linhas a serem desligadas, além de dois transformadores 440/230 kV em Ilha Solteira 2, antes de autorizar o desligamento do circuito remanescente de Ilha Solteira – Ilha Solteira 2. Caso as tensões permaneçam elevadas, será necessário considerar o desligamento de outras linhas, como a LT 230 kV Chapadão – Paraíso 2 ou a LT 230 kV Chapadão – Campo Grande 2.

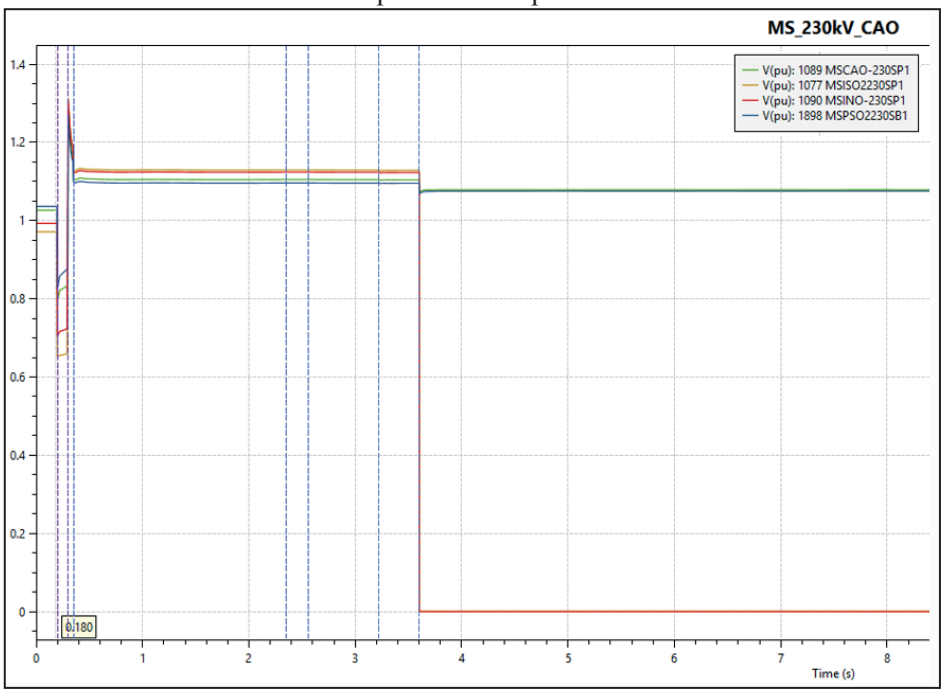


Fig. 14. Gráfico das tensões de ISO2, INO, PSO2, CAO após abertura ISL-ISO2 C1.

3 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou a implementação de uma metodologia inovadora de treinamento para operadores do Sistema Interligado Nacional (SIN), utilizando a integração do simulador TopSim com a ferramenta Organon. Através da simulação de cenários de operação realistas, contemplando eventos envolvendo análises tanto em regime permanente quanto em regime transitório, foi possível proporcionar um ambiente de treinamento que reflete com precisão os desafios enfrentados em tempo real pelos operadores.

Os resultados mostraram que essa abordagem integrada permitiu uma análise mais detalhada de contingências e cenários críticos, contribuindo significativamente para a capacitação dos operadores. O feedback positivo dos operadores, aliado à validação da metodologia, confirmou a eficácia dos treinamentos realizados, com ganhos expressivos em termos de compreensão dos procedimentos operacionais e de tempo de resposta frente à ocorrências no SIN.

Além disso, a utilização conjunta do TopSim e Organon trouxe para o ambiente simulado recursos antes disponíveis apenas nas salas de controle, como a análise de segurança dinâmica (DSA). Essa integração elevou significativamente a complexidade e o realismo dos treinamentos, permitindo que os operadores fossem preparados para enfrentar uma ampla variedade de cenários que podem ocorrer no dia a dia da operação.

Conclui-se, portanto, que a integração dessas ferramentas não apenas aprimora a capacitação técnica dos operadores, como também eleva os padrões de segurança operativa do SIN, capacitando-os a utilizar plenamente os recursos disponíveis na operação. O ambiente de simulação se mostra fundamental para esse desenvolvimento. Essa metodologia tem potencial para continuar evoluindo à medida que novos recursos forem incorporados, atendendo às crescentes demandas da operação em tempo real.

4 REFERÊNCIAS

[1] ANDRADE, F. G. de. Utilização do Simulador de Operação TopSim no treinamento e capacitação das equipes de Tempo Real da ISA CTEEP. In: XVII EDAO, São Paulo/SP, 05 de dezembro de 2022.

[2] LA GATTA, P. O. Integração da Ferramenta de Fluxo de Potência com Regulação Primária de Frequência do Programa ANAREDE ao Simulador Digital para Treinamento de Operadores. In: XXVII SNPTEE, Brasília/DF, 2023.

[3] NEVES, R. A. das. Investigação de parâmetros que provocam diferenças entre regiões de segurança estática e dinâmica. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

[4] VIANNA, J. T. Utilização do Sistema de Pré-Avaliação de Segurança no ONS. In: XXV SNPTEE, Belo Horizonte/MG, 10 de novembro de 2019.

[5] CIGRE – Comitê Nacional Brasileiro de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Review of on-line dynamic security assessment tools and techniques. Disponível em: https://www.cigre.org, junho de 2007.

[6] PENNA, L. D. et al. Utilização da Ferramenta Organon nos Processos do ONS. In: XXI SNPTEE, Florianópolis/SC, 2011.

[7] NEVES, R. A. das. Investigação de parâmetros que provocam diferenças entre regiões de segurança estática e dinâmica. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

[8] PARETO, R. P. Construção da Região de Segurança Estática de Sistemas Elétricos de Potência utilizando Direções de Transferência de Geração Ramificadas. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

[11] ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. CD-CT.S.5SU.02 - Rev.97 - Cadastro de Limites Operacionais de Linhas de Transmissão e Transformadores da Área 525 kV da Região Sul. Acessado em: 13 de setembro de 2024.

[12] LIRA, A. B. Treinamentos em Procedimentos Operativos com Simulador no Domínio do Tempo e Frequência: Capacitação de Operadores de Sistema com o uso Integrado do Topsim e Organon. 2024. Monografia (Curso de Especialização em Sistemas Elétricos), Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2024.

XX ERIAC
VIGÉSIMO ENCONTRO
REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRE
Ciudad del Este, Paraguay
25 a 29 de maio de 2025
C2.23_3583

Comitê de Estudos C2 - Operação e controle de sistemas de potência

ABSTRAINDO A COMPLEXIDADE MATEMÁTICA UTILIZANDO INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL PARA PREVISÃO DE TENSÃO DADA A MUDANÇA NO PONTO DE OPERAÇÃO DO ELO HVDC

R.O. Barbosa*
Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)
Brasil
rodrigo.barbosa@ons.org.br

A.C. Mouco
Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)
Brasil
arthur.mouco@ons.org.br

E. Tiba
Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)
Brasil
enzo.tiba@ons.org.br

E.M. Chagas
Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)
Brasil
erickson.chagas@ons.org.br

G.B. Cavalcante
Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)
Brasil
graziela.cavalcante@ons.org.br

G.L.G.S. Mota
Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)
Brasil
guilherme.mota@ons.org.br

Resumo *– Este trabalho apresenta uma abordagem baseada em Inteligência Artificial (IA) para previsão de variações de tensão com foco em subestações do SIN diretamente afetadas pela dinâmica dos Elos HVDC de Xingu. Esse trabalho apresenta uma alternativa à metodologia atual que depende de equações complexas e simulações dinâmicas no sistema. A abordagem proposta utiliza IA para capturar padrões e relações não lineares presentes nas medições e dados históricos de operação. Essa abstração matemática permite identificar os padrões e modelar o comportamento do sistema de forma eficaz, sem a necessidade de representar explicitamente cada componente e sua interação no sistema elétrico.*

Palavras-chave: Inteligência Artificial – HVDC – LSTM – Previsão – Tensão

1 INTRODUÇÃO

Os Elos de transmissão de corrente contínua em alta tensão, *High-Voltage Direct Current* (HVDC), são componentes muito utilizados em sistemas de transmissão de energia de grande porte, permitindo que grandes quantidades de energia sejam transportadas por longas distâncias com menores perdas. O Brasil conta com dois dos maiores sistemas de transmissão HVDC do mundo: o Elo HVDC Xingu-Estreito e o Elo HVDC Xingu-Terminal Rio, ambos responsáveis pelo escoamento da energia gerada no Norte do país para os grandes centros consumidores do Sudeste [1].

O Elo HVDC Xingu-Estreito possui 2.092 km de extensão e uma capacidade de transmissão de 4 GW, operando a 800 kV. Inaugurado em 2017, ele conecta a subestação de Xingu, no Pará, à subestação de Estreito, em Minas Gerais. Já o Elo Xingu-Terminal Rio, com 2.543 km de extensão, também com capacidade de 4 GW, transmite energia da subestação de Xingu para a subestação Terminal Rio, no estado do Rio de Janeiro [2].

Variações no ponto de operação dos Elos HVDC, como mudanças no fluxo de potência transmitido, podem ter impactos significativos nas tensões das barras de maior influência pelo Elo. Essas variações podem desencadear alterações nas condições operacionais da rede, exigindo ajustes operativos rápidos em tempo real para evitar problemas que possam afetar a transmissão de energia e segurança da rede elétrica [3].

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) tem a missão de coordenar e controlar a geração e a transmissão de energia, garantindo que o balanço entre oferta e demanda seja mantido, evitando violações de segurança operativa e minimizando os custos globais de operação [4].

*Operador Nacional do Sistema Elétrico/ONS, Rua Júlio do Carmo, 251 - Centro, Rio de Janeiro - RJ, 20211-160, Brasil - E-mail: rodrigo.barbosa@ons.org.br

Nesse sentido, a operação preza pela manutenção dos níveis nominais de tensão e de frequência do sistema elétrico, os quais estão diretamente relacionados ao equilíbrio constante entre o conjunto total das cargas conectadas à rede e a geração de energia elétrica disponibilizada por todas as usinas do sistema [5]. É importante ressaltar que para garantir a segurança operativa são resguardados ainda limites associados a critérios de resposta dinâmica das máquinas síncronas e controles, bem como critérios de confiabilidade N-1, garantindo que qualquer perda simples no Sistema Interligado Nacional (SIN) não cause violações de limites ou problemas operativos.

Embora existam ferramentas de simulações tradicionais, a modelagem matemática de sistemas elétricos complexos, como os Elos HVDC, acarreta simulações computacionalmente dispendiosas e, em alguns casos, simplificações ou mesmo falhas de modelagem não permitem capturar todo o comportamento real das dinâmicas operacionais destes equipamentos. A complexidade dos modelos e a necessidade de agilidade elevam o custo computacional, o que torna a aplicação menos prática para cenários operacionais dinâmicos que exigem decisões rápidas e adaptativas.

Nesse cenário, o uso de técnicas de Inteligência Artificial (IA) surge como uma possível solução eficiente, abstraindo a complexidade da modelagem matemática e ainda assim incorporando as características operacionais do sistema baseados no histórico de dados e medições. A aplicação de IA pode prever variações de tensão com base nas mudanças no ponto de operação dos Elos, utilizando dados históricos armazenados. Esse tipo de abordagem oferece uma alternativa potencialmente eficiente e rápida, permitindo uma operação mais otimizada do sistema elétrico.

O objetivo deste trabalho é apresentar um modelo preditivo capaz de estimar, com precisão, as variações de tensão nas barras de maior influência relacionadas ao Elo HVDC de Xingu, considerando as alterações em seu ponto de operação. Vale ressaltar que o modelo é capaz de prever tanto a direção da variação de tensão (aumento ou diminuição), quanto o valor dessa variação, proporcionando uma ferramenta confiável para suportar decisões operacionais em tempo real. Testes comparativos com resultados do algoritmo utilizado são apresentados para validação da modelagem preditiva proposta.

2 DESENVOLVIMENTO

2.1 O Potencial de Previsões em Sistemas Elétricos Complexos

A capacidade de prever o comportamento de variáveis críticas em sistemas complexos, como as variações de tensão em subestações, é um fator essencial para a operação eficiente e segura de sistemas interligados de grande porte. A previsão dessas variáveis permite antecipar condições sistêmicas adversas decorrentes de variações rotineiras do ponto operativo, e dessa forma otimizar o uso dos recursos disponíveis e prevenir condições críticas que possam comprometer a estabilidade e a segurança elétrica sistêmica. Em particular, no caso de sistemas HVDC cuja operação está intimamente ligada a interações dinâmicas não lineares entre conversores e a rede de corrente alternada (AC), as previsões desempenham um papel ainda mais crítico, dado o impacto significativo que mudanças nos pontos de operação podem ter nas condições de tensão das barras adjacentes.

A modelagem matemática tradicional, com suas múltiplas variáveis e complexas interações físicas, apresenta desafios significativos, tanto em termos computacionais quanto na representação física fiel do comportamento dinâmico dos equipamentos envolvidos. Este cenário abre espaço para técnicas baseadas em Inteligência Artificial, que têm demonstrado grande potencial para abstrair essa complexidade e oferecer previsões precisas com menor custo computacional. Ao modelar as relações não lineares presentes nos dados históricos do sistema, a IA não apenas simplifica a modelagem, mas também permite maior adaptabilidade a mudanças operacionais e sazonais.

2.2 Evolução da Inteligência Artificial

As últimas décadas testemunharam uma evolução acentuada na tecnologia de IA, com impactos profundos em diversos setores, incluindo o setor elétrico. Nos anos iniciais, os sistemas baseados em IA eram construídos sobre modelos simbólicos e algoritmos determinísticos, limitados pela capacidade de processamento computacional disponível. Com a popularização de redes neurais na década de 1980 e a introdução de abordagens como o *backpropagation*, os modelos começaram a ganhar maior capacidade de generalização e aplicabilidade a problemas complexos.

Nas décadas seguintes, o avanço da capacidade computacional e o desenvolvimento de técnicas mais sofisticadas, como as redes neurais profundas (*Deep Learning*) e os modelos baseados em aprendizado de sequência (Redes Neurais Recorrentes e *Transformers*), expandiram significativamente as fronteiras da IA. Essas tecnologias permitem a análise de grandes volumes de dados, capturando padrões dinâmicos e não lineares que seriam intratáveis por métodos tradicionais [6].
Hoje, a integração de IA com ferramentas operacionais abre novas possibilidades para a previsão em tempo real de tensões, fluxos de potência e outros parâmetros críticos. Essa evolução tecnológica oferece uma abordagem moderna e eficiente para lidar com os desafios impostos por sistemas elétricos cada vez mais complexos, dinâmicos e interconectados.

2.3 Técnicas e Dados Utilizados no Estudo

A base de qualquer modelo preditivo confiável está na qualidade dos dados utilizados. Para este estudo, os dados foram coletados de diversas fontes operacionais do SIN, incluindo medições de tensão em barras de SE, fluxos de potência, estados operacionais dos conversores HVDC, além de informações relacionadas à topologia da rede, como estados de equipamentos (e.g., chaves abertas ou fechadas), condições de geração e carga, eventos operacionais registrados, e até fatores externos, como dados meteorológicos, que podem influenciar as condições de operação.
Selecionou-se um período de um ano de dados para capturar adequadamente a sazonalidade do sistema elétrico, com maior peso atribuído aos dados mais recentes, dada sua maior relevância para o contexto operacional atual. Os dados foram mapeados em séries temporais, organizados em formato de *timestamp* e valor.
Antes da aplicação de modelos de *machine learning*, realizou-se uma análise preliminar dos dados, empregando técnicas comuns no processamento de séries temporais. Foram conduzidas análises de correlação para identificar relações significativas entre variáveis, procedimentos para tratamento de *outliers*, preenchimento de valores ausentes, normalização e padronização dos dados. Também foram realizadas exclusões de variáveis redundantes ou irrelevantes e a criação de novas funcionalidades baseadas em combinações ou transformações das variáveis originais.
A complexidade computacional associada à modelagem de sistemas como o SIN decorre da grande quantidade dos dados e das interações dinâmicas entre seus componentes. O uso de técnicas de IA, contudo, permite abstrair essa complexidade, substituindo modelos físicos intratáveis por representações mais simples e generalizáveis, mas trazendo a representação do comportamento físico dos equipamentos para as aplicações operacionais. A preparação meticulosa dos dados e o uso de ferramentas avançadas garantem que os modelos preditivos possam ser treinados de forma eficaz, capturando as dinâmicas críticas do sistema e oferecendo previsões confiáveis.

2.4 Arquitetura do Modelo Proposto

A arquitetura do modelo desenvolvido busca capturar a complexidade inerente à previsão de variações de tensão em sistemas complexos. Para isso, foram integradas diversas técnicas avançadas de aprendizado profundo (Deep Learning), combinando camadas convolucionais, redes recorrentes bidirecionais, mecanismos de atenção e codificadores baseados em *transformers*. Este arranjo foi projetado para lidar com dados dinâmicos, não lineares e de alta dimensionalidade, resultando em uma solução robusta e escalável.

2.4.1 Camadas Convolucionais (*Conv1D*)

As camadas convolucionais iniciais desempenham um papel essencial na extração de padrões locais das séries temporais. A primeira camada *Conv1D* utiliza filtros para identificar características de alta granularidade, como variações rápidas na tensão. Na sequência, uma segunda camada *Conv1D* refina essas características, reduzindo a dimensionalidade do problema sem perda significativa de informação. A aplicação de *MaxPooling* reduz ainda mais as dimensões, mantendo apenas os componentes mais relevantes, enquanto o *Dropout* adiciona regularização para evitar *overfitting* do modelo [7].

2.4.2 Redes Recorrentes Bidirecionais (Bi-LSTM)

As camadas baseadas em LSTMs (do inglês, *Long Short-Term Memory*) bidirecionais permitem ao modelo capturar dependências temporais em ambas as direções da série temporal. A primeira camada Bi-LSTM é

projetada para explorar as dinâmicas de longo prazo, enquanto a segunda camada refina essa compreensão com menor dimensionalidade, ajustando-se aos padrões mais sutis. O uso de regularização L2 adiciona robustez ao modelo, enquanto *Dropout* reduz o risco de sobreajuste [8].

2.4.3 Mecanismos de Atenção

O mecanismo de atenção (*Self-Attention*), característico das LSTMs, melhora a capacidade do modelo de identificar interações específicas entre os diferentes elementos temporais da série. Ao priorizar conexões mais relevantes, a atenção reduz a complexidade computacional associada à análise de longas sequências. Na sequência, o uso de *MultiHeadAttention* expande essa funcionalidade ao permitir que diferentes *heads* de atenção processem informações de maneira paralela, capturando interações mais complexas entre os elementos da série [9].

2.4.4 *Transformer Encoder*

A estrutura de codificadores *transformers* acrescenta ao modelo uma arquitetura eficiente para processamento de sequências longas e complexas. Composta por múltiplos blocos de atenção e redes *feed-forward*, a camada *Transformer* opera iterativamente para refinar as representações das entradas. A combinação de normalização, *Dropout* e soma residual garante estabilidade durante o treinamento, enquanto a flexibilidade do *Transformer* permite que o modelo capture padrões não lineares e multi-escalas [9].

2.4.5 Camadas Densas e de Saída

As camadas densas finais sintetizam as características aprendidas ao longo das etapas anteriores. Um mecanismo de normalização adicional é aplicado para padronizar a saída das LSTMs finais antes de passar por camadas densas com ativação *ReLU*, resultando em uma representação compacta. Finalmente, uma função de ativação personalizada (*Clipped Activation*) é utilizada na camada de saída, garantindo que os valores previstos estejam dentro de um intervalo plausível, adequado às características das tensões previstas [10].

2.4.6 Janela de Tempo e Contexto Temporal dos Dados

Uma característica fundamental da arquitetura proposta é o uso de uma janela de tempo para a entrada dos dados no modelo. Essa técnica consiste em considerar um histórico temporal das variáveis monitoradas como entrada para o modelo, permitindo que este capture a evolução das condições do sistema ao longo do tempo [11]. A abordagem é especialmente relevante no contexto de previsão de tensões, uma vez que as variações observadas nas subestações são frequentemente influenciadas por padrões dinâmicos que se manifestam em escalas temporais passadas (e.g. a dinâmica do comportamento da tensão é diferente no verão e inverno em função do carregamento).

O uso da janela de tempo possibilita ao modelo acessar informações históricas que fornecem contexto para o estado atual e para a evolução futura das variáveis. Por exemplo, ao considerar o comportamento recente das tensões, fluxos de potência e estados dos equipamentos, o modelo pode identificar tendências e padrões que seriam indetectáveis caso apenas os dados atuais fossem utilizados. Isso permite ao modelo não apenas realizar previsões mais precisas, mas também oferecer maior robustez ao lidar com situações operacionais complexas [11].

2.5 Complexidade do Modelo e Impacto Computacional

2.5.1 Número de Parâmetros Aproximado

O modelo desenvolvido demonstra uma arquitetura de alta complexidade, incorporando camadas convolucionais, redes LSTM bidirecionais, mecanismos de atenção e codificadores *transformers*. A soma aproximada dos parâmetros de cada camada é distribuída da seguinte forma:

- Camadas convolucionais iniciais contribuem com centenas de milhares de parâmetros, responsáveis pela extração de padrões locais nas séries temporais;
- Redes LSTM bidirecionais adicionam milhões de parâmetros para capturar dependências temporais de curto e longo prazo;

- Os mecanismos de atenção e codificadores *transformers*, combinados, totalizam milhões de parâmetros adicionais, permitindo ao modelo lidar com interações complexas e hierárquicas entre os dados.

O total estimado de parâmetros por modelo é de aproximadamente 24 milhões, evidenciando sua capacidade de representar relações complexas e não lineares. Cada barra que se deseja prever a tensão requer um modelo dedicado, refletindo o grau de especialização do sistema.

2.5.2 Tamanho dos Modelos

Os modelos treinados são salvos no formato *keras*, com um tamanho médio de 200 MB por modelo. Esse valor demonstra a riqueza da representação interna e a quantidade de informações encapsuladas em cada instância, permitindo previsões precisas e adaptativas.

2.5.3 Dados de Treinamento

O treinamento do modelo foi realizado utilizando dados de um período de 1 ano, coletados com granularidade de 180 segundos. Isso resultou em mais de 175,200 pontos de dados por variável. Considerando que cada modelo possui mais de 100 variáveis de entrada, o volume total de dados por modelo ultrapassa 17 milhões de registros, refletindo a escala massiva de informações processadas.

3 APLICAÇÃO DO MODELO - SISTEMA HVDC

3.1 Sistema HVDC – Equações Estáticas

O Sistema de Apoio para Otimização de Recursos HVDC, já desenvolvido, é uma ferramenta que realiza simulações estáticas baseadas em cálculos teóricos dos modelos dos bipolos HVDC. Esse sistema utiliza dados operacionais em tempo real para calcular e comparar diferentes configurações de operação, como modos de alto consumo de potência reativa (HMC) e operação com tensão reduzida (RVO). Ele também permite avaliar as combinações que minimizam o consumo de potência reativa, exibindo gráficos (Fig. 1) e tabelas (Fig. 2) que informam o impacto das configurações na estabilidade do sistema elétrico. Além disso, o sistema está integrado ao *software* Organon, que executa simulações detalhadas para análise da sensibilidade de tensão das barras em função das variações de potência reativa.

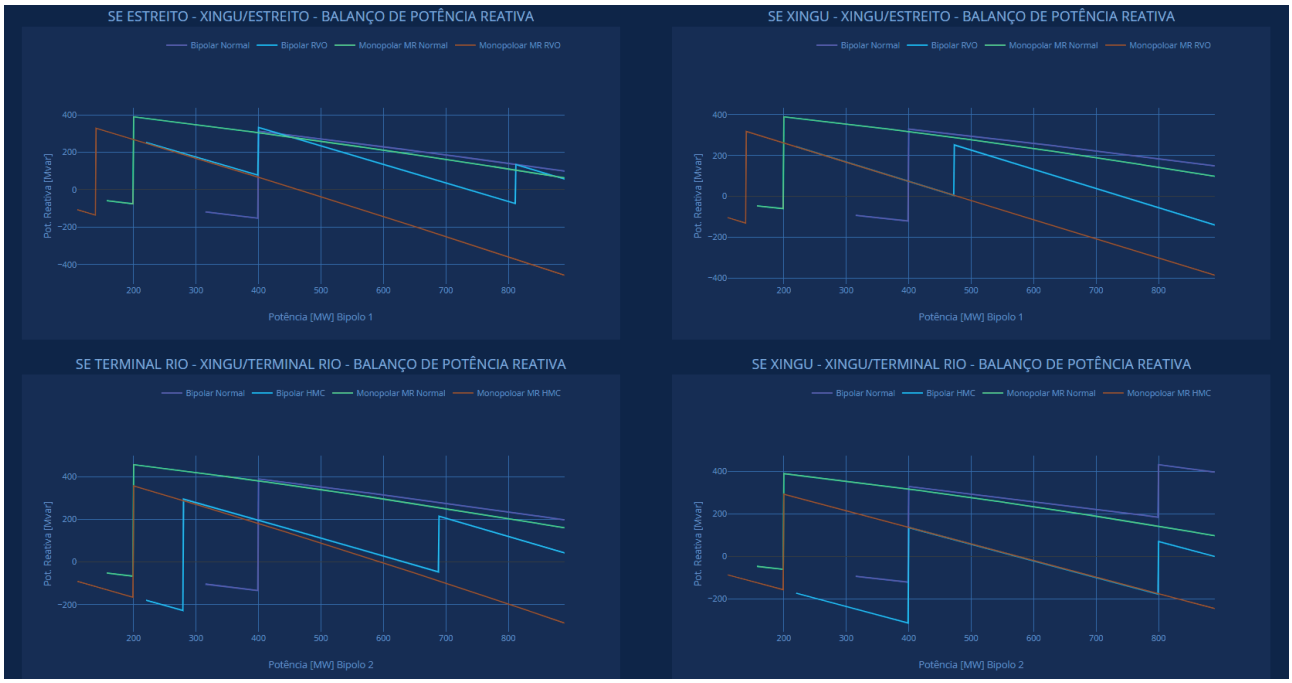


Fig. 1. Comparativo do balanço de potência reativa nos bipolos HVDC em diferentes modos de operação.



Bipolo 1 (BMTE) - Xingu

Modo de Operação	Número de Filtros	MVar Filtro	MVar Conversor	MVar Intercâmbio
Bipolar Normal	2	450.25	345.35	104.91
Bipolar 2RVO	4	900.51	993.61	-93.1
Monopolar MR Normal	2	450.25	407.62	42.64
Monopolar MR RVO	4	900.51	1061.55	-161.04

Bipolo 1 (BMTE) - Estreito

Modo de Operação	Número de Filtros	MVar Filtro	MVar Conversor	MVar Intercâmbio
Bipolar Normal	2	460.6	414.33	46.27
Bipolar 2RVO	4	921.2	975.75	-54.55
Monopolar MR Normal	2	460.6	457.35	3.25
Monopolar MR RVO	3	713.93	1003.37	-289.44

Bipolo 2 (XRTE) - Xingu

Modo de Operação	Número de Filtros	MVar Filtro	MVar Conversor	MVar Intercâmbio
Bipolar Normal	3	697.89	345.64	352.25
Bipolar 1N+1RVO	4	900.51	605.85	294.66
Bipolar 2RVO	4	900.51	972.6	-72.09
Monopolar MR Normal	2	450.25	408.11	42.15
Monopolar MR RVO	2	450.25	1033.86	-583.61

Bipolo 2 (XRTE) - Terminal Rio

Modo de Operação	Número de Filtros	MVar Filtro	MVar Conversor	MVar Intercâmbio
Bipolar Normal	3	787.38	372.09	415.29
Bipolar 1N+1RVO	4	1049.84	615.49	434.35
Bipolar 2RVO	4	1049.84	957.78	92.06
Monopolar MR Normal	2	524.92	417.73	107.19
Monopolar MR RVO	3	787.38	974.48	-187.11

Controle de Tensão em Estreito

Bipolo 1 (BMTE)	
Potência Reativa Atual Estreito (MVar)	-592.05
Potência Reativa Prosp Estreito (MVar)	-54.55
Configuração Bipolo 1 (MVar)	Bipolar 2RVO

Controle de Tensão em Terminal Rio

Bipolo 2 (XRTE)	
Potência Reativa Atual Terminal Rio (MVar)	816.27
Potência Reativa Prosp Terminal Rio (MVar)	92.06
Configuração Bipolo 2 (MVar)	Bipolar 2RVO

Fig. 2. Configurações e resultados do balanço de potência reativa nos bipolos em diferentes operações.

Com a inclusão de métodos baseados em inteligência artificial, o sistema será expandido para incorporar modelos preditivos que abstraem a complexidade matemática e oferecem análises rápidas e adaptativas. Essa integração permitirá ao operador simular cenários futuros de forma eficiente, prevendo variações de tensão e identificando configurações otimizadas para os bipolos HVDC em condições operacionais dinâmicas. O objetivo é complementar as análises tradicionais com uma abordagem moderna e robusta, otimizando a operação do SIN e contribuindo para a tomada de decisão em tempo real.

3.2 *Inputs* do Modelo

A integração entre o sistema existente e o modelo baseado em IA ocorre de forma sinérgica, combinando dados calculados e medidos para aprimorar a precisão e a eficiência do modelo proposto. O sistema atual calcula o balanço de potência reativa, incluindo valores de absorção e injeção de reativos, com base na interação entre os conversores, os retificadores e a condição operativa dos filtros, conforme as instruções operacionais e condição operativa prevista. Esses cálculos são fornecidos como entrada para o modelo de IA, complementados por dezenas de variáveis medidas em tempo real, como tensões, fluxos de potência e estados de equipamentos. Essa integração harmoniza os dados calculados e as medições dinâmicas, potencializando a capacidade do modelo de capturar a realidade operacional do SIN e oferecendo previsões confiáveis para a otimização da operação dos bipolos HVDC.

4 RESULTADOS

A IHM desenvolvida permite a execução do modo de previsão em tempo real, exibindo informações detalhadas sobre as tensões elétricas nas barras de influência dos bipolos de Xingu (Estreito e Terminal Rio). A interface organiza os dados em tabelas que destacam os valores atuais de tensão, os valores previstos e as variações estimadas, proporcionando uma visão clara e detalhada do comportamento estimado do sistema sob as condições configuradas. Além disso, os campos superiores permitem inserir os valores de potência dos bipolos, que são comparados com os valores verificados, auxiliando na análise de consistência operacional.

As tabelas da interface são separadas em seções para cada bipolo de influência, como Estreito e Terminal Rio, e incluem colunas específicas para destacar os resultados previstos e suas variações em relação aos valores atuais, Figura 3. Esse recurso permite aos operadores identificar rapidamente tendências de variação e possíveis ajustes necessários na operação



Fig. 3. Execução do modo de previsão em tempo real na IHM, exibindo as tensões atuais, variações previstas e valores previstos nas barras de influência dos bipolos de Xingu.

A execução do modo *Replay* na IHM possibilita a análise detalhada de dados históricos de operação, com ênfase nas variações verificadas por polos, tensões na SE Xingu e barras de influência. O recurso destaca valores de *Replay*, valores previstos e diferenças verificadas ao longo do tempo, proporcionando uma base sólida para identificar tendências passadas e avaliar a precisão das previsões do modelo. Esses dados são organizados em tabelas de fácil leitura, permitindo uma visão clara do comportamento do sistema em cenários específicos, Figura 4.



Fig. 4. Execução do modo de previsão no modo *Replay*, apresentando variações verificadas por polos, valores de tensão no Xingu e nas barras de influência do Estreito e Terminal Rio, com dados históricos de *Replay*, valores previstos, tendências calculadas e verificadas.

Adicionalmente, as tabelas apresentam tendências calculadas e verificadas, auxiliando no diagnóstico de eventos passados e no ajuste de parâmetros para otimizar a operação futura. A interface intuitiva permite que os operadores avaliem variações de curto prazo (+5min e +10min) e verifiquem as respostas do sistema preditivo, promovendo a melhoria contínua do modelo. Esses recursos tornam o modo *Replay* um instrumento importante para a análise e o aprendizado baseado em dados históricos.

Os resultados do modelo preditivo confirmam sua capacidade de prever as variações de tensão com bons resultados iniciais e de forma consistente. Além disso, os valores das variações de tensão previstos apresentaram correlações expressivas com os valores verificados, com uma margem de erro que se manteve dentro de limites aceitáveis para a maioria das barras, mesmo em condições de operação dinâmicas e desafiadoras.

Os testes também revelaram que as previsões do modelo mantêm um bom desempenho em diferentes horizontes temporais, como +5min e +10min, com os erros reduzindo progressivamente à medida que o sistema se estabiliza. Para barras de alta tensão, como as de 525 kV, a variação prevista se aproximou de forma notável dos valores medidos, reforçando a confiabilidade do modelo em simular cenários reais.

O treinamento do modelo foi avaliado utilizando métricas que analisam a precisão, a consistência e a capacidade preditiva do modelo. Valores baixos de *Loss* ($\leq$ 100.0) e *Val Loss* ($\leq$ 150.0) indicam que o modelo conseguiu aprender o padrão dos dados. O *MAE* ($\leq$ 5.0) e o Val MAE ($\leq$ 6.0) demonstram que o erro absoluto médio entre as previsões e os valores reais está em níveis aceitáveis. Métricas como *RMSE* ($\leq$ 10.0) e *Val RMSE* ($\leq$ 20.0) reforçam a estabilidade do modelo, com baixa sensibilidade a erros fora da curva.

Adicionalmente, a *MAPE* ($\leq$ 1.0%) indica alta precisão preditiva, sendo os erros percentuais médios mínimos. O *MSE* ($\leq$ 200.0) e o Desvio Padrão dos Erros ($\leq$ 50.0) comprovam a baixa variância dos erros. O R^2 ($\geq$ 0.90) atesta que o modelo explica mais de 90% da variância presente nos dados, enquanto o Bias próximo de 0.0 sugere ausência de tendências ou vieses significativos nas previsões. Assim, essas avaliações confirmam que o modelo alcançou desempenho consistente e confiável no treinamento e validação.

5 CONCLUSÕES

Os resultados apresentados neste estudo evidenciam o grande potencial da aplicação de técnicas baseadas em IA para a previsão de variações de tensão em sistemas com Elos HVDC. O modelo proposto demonstrou acurácia acima de 95% na identificação da direção das variações de tensão (aumento ou redução) nas barras mais influenciadas, refletindo sua capacidade de capturar padrões dinâmicos do sistema com elevado grau de confiabilidade para o sistema testado com as condições descritas na seção 3.

Os valores de variação de tensão previstos apresentaram boa precisão, destacando-se como uma ferramenta promissora para a operação segura e eficiente do SIN. No entanto, como qualquer abordagem inovadora, são necessários testes mais extensos, considerando diferentes configurações operativas e condições sistemas para avaliar o comportamento da solução proposta. Vale ressaltar que o algoritmo proposto ainda enfrenta desafios e tem oportunidades de melhoria e refinamento para garantir a performance e melhorar ainda mais desempenho preditivo do modelo.

Uma das áreas que exige atenção é a previsão das variações de tensão. Para barras de 525 kV, por exemplo, um erro inferior a 1 kV equivale a uma margem de erro inferior a 0,19%, um requisito extremamente rigoroso que demanda refinamento contínuo nos métodos e no processamento dos dados. A implementação de estratégias que mitiguem erros, como a integração com dados do estimador de estados, pode auxiliar a confiabilidade do modelo em condições de operação adversas ou diante da ausência de algumas medições. Esses aprimoramentos poderão assegurar que o modelo mantenha sua robustez mesmo em cenários de alta complexidade e incerteza.

Por fim, este trabalho incentiva o uso de aplicações de IA aplicadas na operação em tempo real, e outras simulações dependentes de modelos físicos do sistema elétricos com alto custo computacional, bem como incita futuras evoluções que devem explorar a robustez do modelo em condições extremas, como erros de medição, ausência parcial de dados ou alterações abruptas nos parâmetros operacionais. Adicionalmente, a validação em cenários diversos do SIN, representando diferentes configurações e condições sazonais, crucial para garantir sua ampla aplicabilidade e confiabilidade prática.

A integração do modelo ao sistema de simulações existente, aliada à sua capacidade preditiva, posiciona esta solução como uma possibilidade inovadora para o suporte à tomada de decisão e para a otimização da operação do SIN.

6 CITAÇÕES BIBLIOGRÁFICAS

[1] Oliveira, D. B., Alves, T. M. T. S, Aspectos de segurança relacionados à operação do sistema interligado nacional: Sistemas especiais de proteção e proteções de caráter sistêmico. São Paulo, SP: Artliber, 2020.

[2] SGBH. State Grid Brazil Holding. Mais extenso sistema de ultra alta tensão brasileiro: Linha de transmissão Xingu-Rio completa três anos de operação. 2023. Disponível em: <stategrid.com.br/mais-extenso-sistema-de-ultra-alta-tensao-brasileiro-linha-de-transmissao-xingu-rio-completa-tres-anos-de-operacao/>. Acesso em: 06 dez. 2024.

[3] Porfiro, A. O. M. 2018. Análise de sistemas de transmissão HVDC baseados em conversores modulares multiníveis frente descargas atmosféricas. Dissertação de mestrado. Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, Brasil.

[4] ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. 2024. Disponível em: <http://www.ons.org.br/>. Acesso em: 26 de dez. de 2024.

[5] Kundur, P; Balu, N. 1994. Power System Stability and Control. 1. McGraw Hill, Inc. Nova Iorque, NY, Estados Unidos.

[6] Sundermeyer, M., Ney, H., Schlüter, R. LSTM Neural Networks for Language Modeling. Proceedings of the Annual Conference of the International Speech Communication Association (INTERSPEECH), p. 601 - 603 Posted: 2012.

[7] LeCun, Y., Bottou, L., Bengio, Y., & Haffner, P. (1998). Gradient-based learning applied to document recognition. Proceedings of the IEEE, 86(11), 2278-2324.

[8] El-Sappagh, S., Abuhmed, T., Islam, S. M. R., & Kwak, K. S. (2020). Multimodal multitask deep learning model for Alzheimer's disease progression detection based on time series data. Neurocomputing.

[9] Vaswani, A., Shazeer, N., Parmar, N., Uszkoreit, J., Jones, L., Gomez, A. N., Kaiser, Ł., & Polosukhin, I. (2017). Attention is All You Need. Proceedings of the 31st International Conference on Neural Information Processing Systems (NIPS), 6000–6010.

[10] Choi, J., Wang, Z., Venkataramani, S., & Chuang, P. I. J. (2018). PACT: Parameterized Clipping Activation for Quantized Neural Networks. arXiv.

[11] Xiong, X., Ye, X., Liu, C. C., & Qi, Y. (2025). Recurrent attention encoder-decoder network for multi-step interval wind power prediction. Energy, Elsevier.

XX ERIAC
VIGÉSIMO ENCONTRO
REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRE
Ciudad del Este, Paraguay
25 a 29 de maio de 2025
C2.24_3394

Comitê de Estudos C2 - Operação e controle de sistemas de potência

COMPENSAÇÃO DE RAMPAS DE POTÊNCIA EM GRANDES PLANTAS FOTOVOLTAICAS POR MEIO DO CONTROLE FLEXÍVEL DA POTÊNCIA GERADA SEM O USO DE DISPOSITIVOS COMPLEMENTARES

I. M. FACCHIN*
Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).
Brasil
facchin@alunos.utfpr.edu.br

B.A. BASTIANI
Itaipu Binacional
Brasil
bbast@itaipu.gov.br

G. A. LANDBRUG
Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR
Brasil
glorio@alunos.utfpr.edu.br

G.G. Dranka*
Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR
Brasil
geremidranka@utfpr.edu.br

R.V. DE OLIVEIRA*
Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR
Brasil
vasques@utfpr.edu.br

Resumo *– O aumento da participação da geração fotovoltaica centralizada nos sistemas elétricos de potência pode deteriorar o comportamento dinâmico do sistema. As rampas de potência geradas, causadas por nuvens, podem resultar em variações rápidas de tensão e frequência. O impacto da geração renovável tem levado os operadores de sistemas elétricos de potência a exigirem a prestação de serviços ancilares por meio da geração fotovoltaica centralizada. No contexto dos serviços ancilares para a geração fotovoltaica, esse trabalho propõe uma abordagem de controle de rampas de potência ativa para grandes plantas fotovoltaicas, operando sob condições de sombreamento causado por nuvens. No controle de rampas de potência proposto, 5 das 25 unidades fotovoltaicas que compõem a planta fotovoltaica teste operam com margem de potência ativa, seguindo um sinal de controle para compensar as rampas de potência ativa na saída da planta fotovoltaica. Portanto, o controle proposto não requer o uso de bancos de baterias ou outros dispositivos que resultem em custo de implementação elevado. O controle proposto foi capaz de compensar efetivamente rampas de potência ativa positivas e negativas em diversas condições operacionais.*

Palavras-chave: Geração Fotovoltaica Centralizada – Controle da Geração Fotovoltaica – Compensação de Rampas de Potência – Serviços ancilares.

1 INTRODUÇÃO

A operação e o controle de sistemas elétricos de potência modernos enfrentam desafios com a integração massiva de geração fotovoltaica [1]-[2]. A geração fotovoltaica apresenta variações rápidas de potência (ou, equivalentemente, flutuações de potência) em uma escala de tempo que varia de segundos á minutos. A geração fotovoltaica centralizada superou a geração fotovoltaica distribuída em termos de potência total instalada no planeta em 2017 [3]. A geração distribuída corresponde à geração de pequeno porte conectadas na rede de distribuição de baixa tensão e média tensão. Por outro lado, a geração centralizada envolve grandes plantas de geração da ordem de dezenas e centenas de MW conectadas à rede de transmissão. A capacidade instalada em geração fotovoltaica no planeta poderá triplicar nos próximos anos, passando de 1200 GW em 2022 para 3800 GW em 2030 [4]. Países como China, Índia e Emirados Árabes Unidos se destacam na geração fotovoltaica centralizada. O Brasil também possui uma potência instalada significativa e grandes plantas fotovoltaicas

(PFVs). No ano de 2023, por exemplo, foi inaugurado o complexo solar de Janaúba com 1,2 GW_p, sendo atualmente a maior PFV do Brasil [5].

A flutuações e variações rápidas de potência da geração fotovoltaica, caracterizadas por meio da taxa de rampa de potência, impactam negativamente na tensão e frequência dos sistemas elétricos de potência, requerendo geralmente ações de controle para mitigar as perturbações causadas. Essas variações rápidas de potência são causadas principalmente pelo movimento das nuvens [1]. Devido aos possíveis impactos negativos das rampas de potência na frequência e tensão dos sistemas elétricos de potência, vários operadores de sistemas elétricos de potência ao longo do planeta estabelecem limites máximos para as rampas de potência ativa para a geração fotovoltaica por meio dos códigos de rede (no inglês, *grid code*). Esses limites de rampa são geralmente definidos em MW/min, %/min ou %/s [6]. Portanto, é importante que a geração fotovoltaica seja capaz de prover serviços ancilares para compensar rampas de potência, melhorando assim a qualidade de energia, confiabilidade e robustez operacional dos sistemas elétricos de potência.

O uso de sistemas de armazenamento de energia do tipo bateria eletroquímica é a abordagem mais comum para a compensação de rampas de potência em PFVs [7]. Entretanto, o uso de baterias resulta em um custo adicional de implementação e manutenção elevado [8]. Como uma abordagem alternativa, as próprias unidades fotovoltaicas (UFVs) que compõem a PFV podem ser utilizadas para compensar rampas de potência. As UFVs das PFVs podem operar descarregadas (ou, equivalentemente, operar com reserva de potência ativa) usando o controle flexível da potência gerada. A operação descarregada pode ser usada para a prestação de diversos serviços ancilares, tais como regulação de frequência, suporte à resposta inercial do sistema e até mesmo compensação de rampas de potência ativa [9]. A operação descarregada pode ser implementada por meio da operação das UFVs com potência inferior à máxima potência disponível para uma dada irradiância solar. Portanto, ao invés de usar o rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT, do inglês, *maximum power point tracking*), o controle descarregado utiliza algoritmos de controle do tipo rastreamento flexível de potência (FPPT, do inglês, *flexible power point tracking*). O FPPT permite definir uma referência de potência desejada para cada UFV que opera no modo descarregado.

Em [8] é apresentada uma abordagem de compensação de rampas de potência para PFVs usando baterias e a previsão de variação de irradiância solar. Na abordagem proposta em [8], sensores espalhados ao longo da PFV captam a irradiância solar e fazem a previsão das variações de irradiância, permitindo um melhor controle das cargas e descargas do banco de baterias durante a compensação de rampas de potência. Em [6] é apresentada uma estratégia de controle, baseada em sistemas de armazenamento de energia para compensar rampas de potência causadas por variações de irradiância solar de curta duração. O sistema de controle proposto, baseado em um filtro passa baixa de segunda ordem, impõem um valor máximo para as taxas de variações de potência que são compensadas pela bateria. Em [10], além do uso de sistemas de armazenamento de energia, também se utiliza geradores a diesel para compensar as rampas de potência causadas pela geração fotovoltaica. Entretanto, a resposta lenta do gerador diesel, quando comparada com as variações rápidas da geração fotovoltaica é uma grande limitação dessa abordagem de compensação de rampa. As análises realizadas em [11] mostram que o uso da previsão de ocorrência de rampas durante a compensação de rampas pode reduzir o custo com bateria, pois reduz a capacidade de armazenamento requerida para compensar rampas. Entretanto, as abordagens para previsão de rampas são complexas e podem apresentar erros significativos na previsão das rampas.

As análises econômicas realizadas em [8] mostram que compensação de rampas por meio da operação descarregada é economicamente mais atrativa que as abordagens baseadas em uso de baterias, pois os custos associados à implantação de baterias são superiores à perda de receita com a venda de energia inerente à operação descarregada. Entretanto, os estudos apresentados em [8] não propõem e não detalham uma abordagem de controle para compensar rampas, pois o foco é a análise econômica do problema de compensação de rampas. Neste contexto, este trabalho propõe uma abordagem operacional e de controle inovadora para compensar rampas de potência em PFVs sem o uso de baterias e outros dispositivos suplementares. No controle proposto, algumas UFVs da PFV operam com o controle clássico MPPT e o restante das UFVs operam com controle FPPT com geração de potência ativa abaixo do MPP, o que resulta em uma reserva de potência ativa que é utilizada para compensar rampas de potência.

2 PLANTAS FOTOVOLTAICAS CENTRALIZADAS

As PFVs de grande porte são compostas geralmente por múltiplas UFVs operando em paralelo. A topologia das UFVs é classificada de acordo com a quantidade de estágios do sistema eletrônico de conversão utilizado para realizar o condicionamento da potência gerada. A topologia do tipo inversor central, que utiliza um único

estágio de conversão, é dominante em PFVs de grande porte devido ao menor custo de implantação e operação [12]. A Fig. 1-(a) apresenta o diagrama construtivo de uma UFV com topologia do tipo inversor central com o controle (MPPT), que determina a potência ativa a ser injetada na rede pela UFV [13]. A Fig. 1-(b) apresenta o diagrama unifilar de uma PFV genérica com *n* UFVs. Cada UFV é formada por um arranjo fotovoltaico, com milhares de módulos fotovoltaicos interconectados em série e em paralelo, e um inversor de frequência [12],[14]. As potências nominais das UFVs geralmente são da ordem de centenas de kilowatts à alguns megawatts. As PFVs são geralmente formadas por dezenas à centenas de UFVs interligadas por meio de uma rede coletora, que conecta os transformadores de baixa e média tensão (BT/MT) de cada UFV ao transformador de média e alta tensão (MT/AT) da subestação de alta tensão [12].

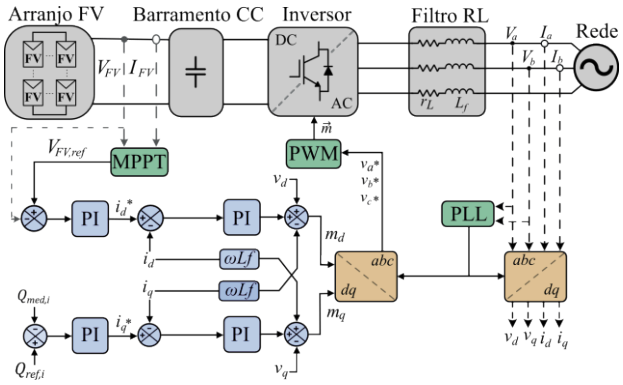


Fig. 1-(a). Topologia típica da UFV do tipo estágio único de conversão adotada nos estudos.

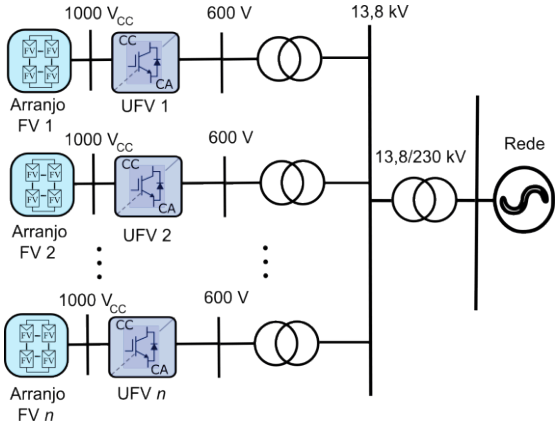


Fig. 1-(b). Diagrama unifilar de uma PFV genérica.

3 ABORDAGEM DE CONTROLE PROPOSTA

O controle proposto consiste basicamente em monitorar as taxas de rampa de potência da PFV (T_{Cal}) e atuar em múltiplas UFVs que operam no modo descarregado com o algoritmo FPPT de forma a compensar as rampas de potência na saída da PFV, considerando uma taxa máxima limite de rampa de potência definida como referência (T_{Lim}). A Fig. 2-(a) ilustra a estrutura geral do controle de compensação de rampa proposto.

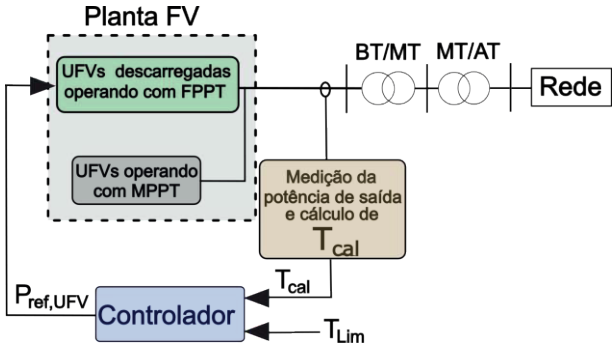


Fig. 2-(a). Estrutura geral do controle de compensação de rampa proposto.

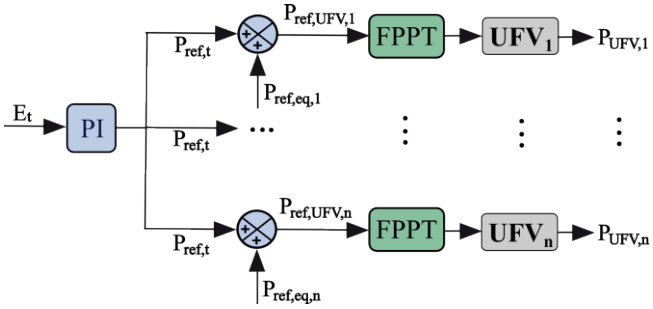


Fig. 2-(b). Sinal de controle encaminhado para as *n* UFVs compensadoras de rampas.

A entrada do controlador compensador de rampa é o erro de taxa de rampa de potência (E_t), definido pela equação (1). O algoritmo do controle proposto compara o valor calculado da taxa de rampa de potência na saída da PFV, T_{Cal}, com a taxa de rampa de referência, T_{Lim}. Caso o valor de T_{Lim} seja maior do que o valor absoluto de T_{Cal}, o erro de taxa E_t é igual a zero e, portanto, o controlador proporcional-integral (PI) não atua na compensação de rampas, pois a rampa de potência não violou o limite máximo definido pelo operador do sistema. Quando o valor absoluto de T_{Cal} for maior do que T_{Lim}, o erro de taxa de rampa de potência é diferente de zero, como mostra a equação (1), fazendo com que o controlador compensador de rampas atue nas UFVs que operam com margem de potência, de forma a compensar a rampa de potência, mantendo a taxa de variação de potência igual à taxa de variação limite definida pelo operador (T_{Lim}). A atuação do

controlador compensador é realizada por meio do envio do sinal de controle simultaneamente para as múltiplas UFVs que operam com margem de potência usando o algoritmo FPPT. A saída do controlador compensador é usada como referência de potência do algoritmo FPPT de cada UFV compensadora, como ilustra a Fig. 2-(b).

$$E_t = \begin{cases} 0 & se \quad T_{Lim} > |T_{Cal}| \\ T_{Lim} - |T_{Cal}| & se \quad |T_{Cal}| > T_{Lim} \ e \ T_{Cal} > 0 \\ |T_{Cal}| - T_{Lim} & se \quad |T_{Cal}| > T_{Lim} \ e \ T_{Cal} < 0 \end{cases} \quad (1)$$

Na Fig. 2-(b), n é o número de UFVs que operam de forma descarregada compensando rampas de potência, $P_{ref,t}$ é o sinal de referência de potência vindo do controlador compensador de rampas de potência, $P_{ref,eq}$ é o sinal de referência de potência para que as UFVs controladas operem descarregadas com uma dada margem de potência a ser usada para compensar as rampas de potência. A referência de potência $P_{ref,eq}$, definida como referência de potência de equalização da margem de potência é calculada de forma que as UFVs operem com potência igual à 50% da potência de MPP estimada (ou seja, $P_{UFV} = P_{mpp,est}/2$), quando a UFV não estiver compensado rampa de potência. O processo de cálculo de $P_{ref,eq}$ e as margens de potência usadas para compensar rampas são abordadas com maiores detalhes na continuidade desta seção. O sinal de potência resultante de cada UFV ($P_{ref,UFVi}$) é usado como referência pelo algoritmo FPPT, que faz com que a potência de saída da UFV (P_{UFV}) seja igual à referência de potência solicitada. O diagrama de controle detalhado das UFVs compensadoras que operam no modo de controle FPPT é apresentado na Fig. 3-(a).

A compensação de rampas requer disponibilidade tanto de margem de potência positiva quanto de margem de potência negativa. Para assegurar a existência de margem de potência positiva e equalizar as magnitudes das margens de potência positiva e negativa é necessário estimar a potência P_{mpp}. A equalização das margens de potência, que consiste em tornar as margens de potência positiva e negativa aproximadamente iguais, é importante para assegurar a efetividade da compensação de rampas por parte das UFVs compensadoras. A abordagem mestre-escravo é uma abordagem de simples implementação capaz de estimar em tempo real a potência P_{mpp} da UFVs descarregadas que operam no modo de compensação de rampa [15]-[16]. Na técnica mestre-escravo, as UFVs que operam no modo MPPT são empregadas para estimar o MPP das outras UFVs próximas que operam no modo de controle descarregado.

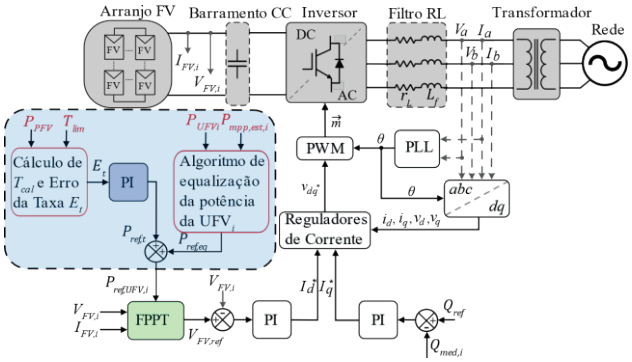


Fig. 3-(a). Diagrama de controle das UFVs compensadoras.

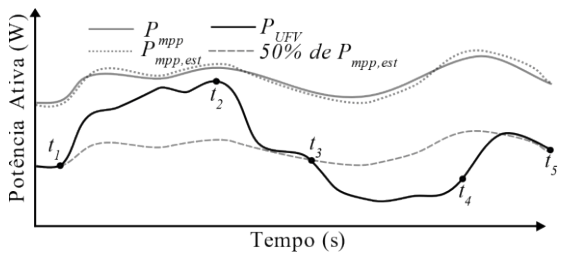


Fig. 3-(b). Sinal de controle encaminhado para as UFVs compensadoras.

Na abordagem de controle proposta as margens de potência das UFVs compensadoras são equalizadas periodicamente por meio do ajuste da referência de potência do FPPT ($P_{\mathrm{ref,UFV}}$). A equalização é realizada de forma que a potência de operação de cada UFV descarregada corresponda à 50% da potência máxima estimada $P_{mpp,\mathrm{est}}$ ($P_{UFV} = P_{mpp,\mathrm{est}}/2$), o que faz com que as margens de potência positiva e negativa sejam aproximadamente iguais. A Fig. 3-(b) ilustra o processo de equalização das margens de potência considerando a potência máxima real P_{mpp}, a potência máxima estimada $P_{mpp,\mathrm{est}}$ e a potência de operação em tempo real P_{UFV} de uma UFV compensadora genérica. A potência máxima estimada difere da potência máxima real

devido ao erro de estimação inerente à abordagem mestre-escravo. No período entre t_1 e t_2, a UFV compensadora está compensando uma rampa de potência negativa, o que resulta em uma variação positiva da potência gerada P_{UFV}. No período entre t_2 e t_3, as margens de potência da UFV estão sendo equalizadas pelo algoritmo de controle de forma que a potência gerada seja igual à 50% da potência de MPP estimada ($P_{UFV} = P_{mpp,\text{est}}/2$). No período entre t_3 e t_4, a UFV compensadora está compensando uma rampa de potência positiva, o que resulta em uma variação negativa da potência gerada P_{UFV}. No período entre t_4 e t_5, as margens de potência da UFV estão sendo equalizadas novamente.

4 RESULTADOS OBITDOS COM A ABORDAGEM DE CONTROLE PROPOSTA

A abordagem de controle proposta é avaliada por meio de simulações computacionais no *toolbox* Simulink do *software* Matlab®. O sistema teste adotado corresponde a uma PFV de 100 MW_{ac}, composta por 25 UFVs de 4 MWac. A distribuição geográfica adotada para as UFVs é apresentada na Fig. 4. A configuração geográfica adotada é baseada na configuração da planta *Quaid-e-Azam Solar Power*, no Paquistão, com potência nominal de 100 MWp e área de ocupação de aproximadamente 1,4 km^2 [17]. As UFVs 7, 9, 13, 17 e 19 operam no FPPT compensando rampas de potência, e as demais UFVs operam no modo de controle MPPT clássico, extraindo a máxima potência disponível da irradiância solar.

UFV 1	UFV 2	UFV 3	UFV 4	UFV 5
UFV 6	UFV 7	UFV 8	UFV 9	UFV 10
UFV 11	UFV 12	UFV 13	UFV 14	UFV 15
UFV 16	UFV 17	UFV 18	UFV 19	UFV 20
UFV 21	UFV 22	UFV 23	UFV 24	UFV 25

Fig. 1. Localização geográfica de cada UFV da PFV teste adotada.

Os sinais de irradiância para todas as UFVs da PFV teste, considerando as condições de nuvens, são gerados pela abordagem baseada em simulação fractal proposta em [1] e também empregada na abordagem de controle proposta em [9]. As irradiâncias solares sobre as múltiplas UFVs são geradas considerando as localizações geográficas dos arranjos fotovoltaicos e condições meteorológicas predefinidas, como velocidade das nuvens, nível de cobertura das nuvens e opacidade das nuvens [1]. Uma superfície fractal tridimensional, conforme ilustrado na Fig. 5-(a), é empregada para gerar um mapa solar. O mapa solar ilustrado na Fig. 5-(b) cobre toda a área geográfica da PFV. A área geográfica A_p na Fig. 5-(b) corresponde à área ocupada pelos módulos fotovoltaicos de interesse. A série temporal correspondente à irradiância solar média incidente na área A_p, como ilustrado na Fig. 5-(c), é determinada pelo algoritmo apresentado em [1]. Mais detalhes sobre a síntese do sinal de irradiância podem ser encontrados em [1], uma vez que essa aboradagem não é uma contribuição deste trabalho. Os resultados foram obtidos considerando um nível de cobertura de nuvens de 40%, velocidade de sombras de 7,5 m/s e irradiância solar de 1000 W/m^2.

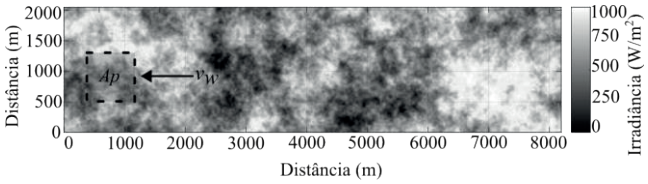


Fig. 5-(b). Mapa solar com a irradiância solar incidente na superfície terrestre.

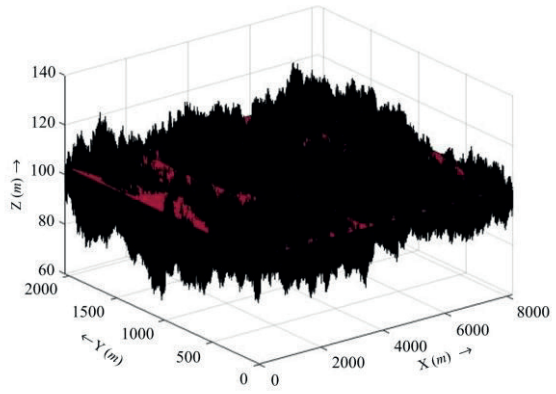


Fig. 5-(a). Fractal tridimensional usado para gerar o mapa solar.

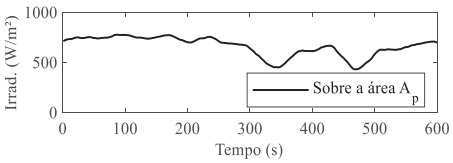


Fig. 5-(c). Irradiância média na área A_p.

4.1 Compensação de rampas de potência para diferentes taxas de rampa de referência

Nesta seção avalia-se a eficácia do controle de rampas de potência proposto considerando taxas máximas de rampa de potência de 7 MW/min e 10 MW/min. A janela móvel de tempo adotada para o cálculo da potência compensada foi de 60 segundos, pois é a janela de tempo mais utilizada em diferentes códigos de rede no mundo. Na Fig. 6 são apresentadas as respostas da potência total de saída da PFV, taxa de rampa de potência e potência de saída das 5 UFVs que operam descarregadas no modo de compensação de rampa. O tempo de simulação adotado é de 1300 segundos. Entretanto, os 100 primeiros segundos são utilizados como período de inicialização do algoritmo de controle, dessa forma, não são considerados nas análises.

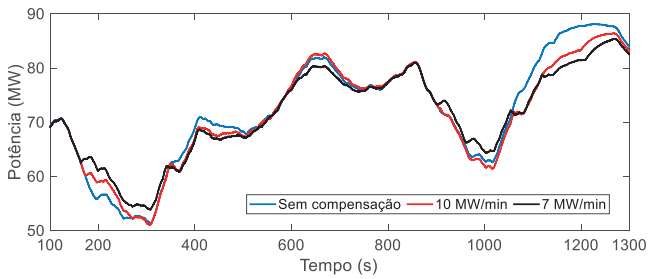


Fig. 6-(a). Potência de saída da PFV para diferentes referências de taxa de compensação.

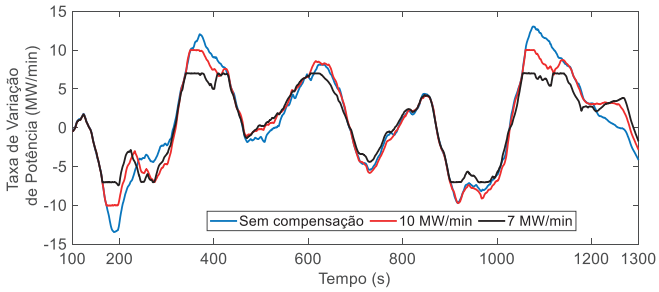


Fig. 6-(b). Taxa de rampa de potência da PFV para diferentes referências de taxa de compensação.

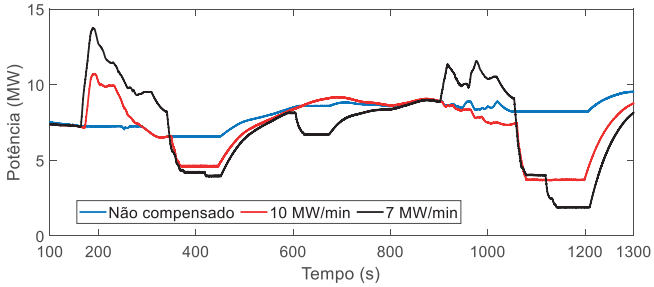


Fig. 6-(c). Potência das 5 UFVs que compensam rampas para diferentes referências de taxa de compensação.

Os resultados obtidos mostram que o controle proposto foi capaz de compensar as rampas de potência, limitando as taxas de rampa aos valores definidos como referência, 7 MW/min e 10 MW/min. Na Fig. 6-(a), é possível observar que quanto menor a taxa da rampa limite, menores são as variações de potência da planta. A compensação de rampa de potência fica mais evidenciada na Fig. 6-(b), que mostra que as taxas de rampa são limitadas à 7 MW/min e 10 MW/min pela abordagem de controle proposta. As taxas de rampa são compensadas nos instantes próximos a 160, 250, 900 e 1100 segundos, pois a taxa limite é violada nas proximidades destes instantes de tempo. Na Fig. 6-(c) observa-se que a potência de saída das 5 UFVs descarregadas varia devido à compensação de rampas. Taxas de rampa positivas são compensadas através de

variações negativas de potência nas UFVs compensadoras, e taxas de rampas negativas são compensadas através de variações positivas de potência nas UFVs compensadoras.

4.2 Compensação de rampas de potência para diferentes distribuições de nuvens

Nesta seção avalia-se a abordagem de compensação de rampas considerando três cenários com diferentes distribuições de nuvens, provenientes de diferentes mapas solares. Os três cenários apresentam 40% de cobertura de nuvens, entretanto com distribuições diferentes para as nuvens. As distribuições de nuvens influenciam diretamente as variações da irradiância solar que chegam à planta fotovoltaica, resultando em flutuações de potência diferentes. A compensação de rampa é realizada considerando uma janela móvel de 60 segundos e um taxa de rampa limite de 10 MW/min. Na Fig. 7 são apresentadas as respostas da potência total de saída da PFV, taxa de rampa de potência da PFV e potência de saída das 5 UFVs que operam descarregadas no modo de compensação de rampa.

Na Fig. 7-(a) é possível observar que as curvas da potência de saída da PFV não apresentam o mesmo comportamento, devido as diferentes distribuições de nuvens. Como os três cenários apresentam 40% de cobertura de nuvens, as amplitudes de variações de potência são muito parecidas. A Fig. 7-(b) mostra que as taxas de rampa de potência são limitadas em 10 MW/min em todos os cenários, comprovando a efetividade do controle proposto para diferentes condições operacionais. Na Fig. 7-(c) é possível observar que a potência de saída das UFVs descarregadas apresenta variações positivas e negativas em diferentes períodos para compensar as rampas de potência positivas e negativas.

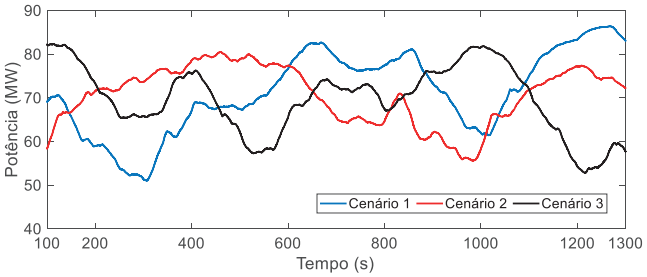


Fig. 7-(a). Potência de saída da PFV para diferentes distribuições de nuvens.

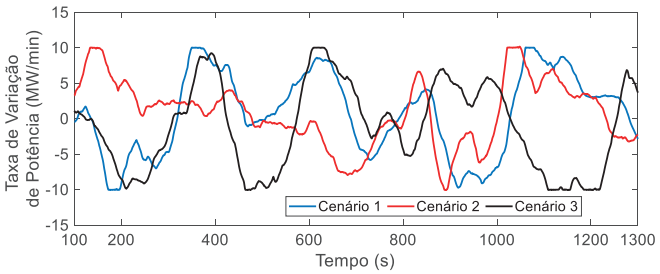


Fig. 7-(b). Taxa de rampa de potência da PFV para diferentes distribuições de nuvens.

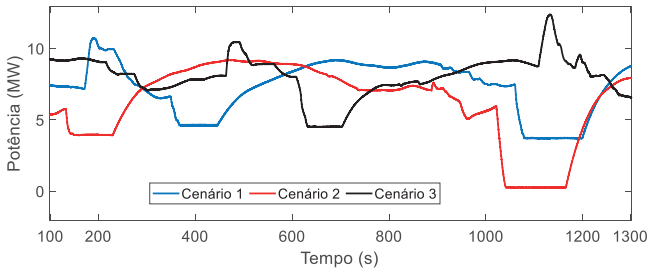


Fig. 7-(c). Potência das 5 UFVs que compensam as rampas para diferentes distribuições de nuvens.

5 CONCLUSÕES

Abordagens de controle para compensar rampas de potência em plantas fotovoltaicas (PFVs) centralizadas são essenciais para atender as restrições operacionais impostas por operadores de sistemas elétricos de potência, de forma a melhora a qualidade de energia, a confiabilidade e a robustez dos sistemas elétricos de potência. Nesse trabalho propôs-se uma abordagem de controle para compensação de rampas de potência em PFVs centralizadas que não requer o uso de equipamentos complementares, tais como baterias e unidades de geração complementares. As rampas de potência são compensadas pelas próprias unidades fotovoltaicas (UFVs) que compõem a planta fotovoltaica. O controlador proposto envia uma referência de potência para o algoritmo FPPT das UFVs que operam descarregadas compensando rampa de potência. O controle proposto foi validado e avaliado por meio de simulações computacionais no domínio do tempo envolvendo uma PFV teste de 100 MW_{CA} com 25 UFVs do tipo inversor central de 4 MW_{CA} operando com sinais realísticos de irradiância sob condições de nuvens. Nas análises realizadas, 5 UFVs operam no modo FPPT compensando rampa de potência

e as outras 20 UFVs operam no MPPT convencional. A abordagem de controle proposta foi efetiva na compensação de rampas de potência, fazendo com que a taxa de rampa de potência não violasse os limites de taxas de rampa impostos em diferentes condições de sombreamento. As análises realizadas demonstram que as próprias UFVs pertencentes a uma dada PFV são capazes de compensar rampas de potência com o uso de algoritmos FPPT, associado à uma abordagem de controle apropriada. Portanto, a abordagem proposta é uma alternativa tecnicamente e economicamente atrativa quando comparada com a abordagem clássica baseada no uso de bancos de baterias.

6 REFERÊNCIAS

[1] E. B. Dilger and R. V. de Oliveira, "Simulation-based approach to assessing short-term power variations of PV power plants under cloud conditions," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 12, no. 6, pp. 1837-1848, Nov. 2024.

[2] E. F. Alves, L. Polleux, G. Guerassimoff, "Allocation of spinning reserves in autonomous grids considering frequency stability constraints and short-term solar power variations," *IEEE Access*, vol. 11, pp. 29896-29908, Mar. 2023.

[3] A. C. Tobar, "Large scale photovoltaic power plants: configuration, integration and control," Doctoral Thesis, UPC, Barcelona, Spain, 2018.

[4] INCORYS. Solar Power Generation. Disponível em: <https://incorrys.com/power-generation/solar-power-generation/>. Acesso em: 11 março 2024.

[5] ANEEL. Sistema de Informação de Geração da ANEEL. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9>. Acesso em: 11 março 2024.

[6] J. Martins, S. Spataru, D. Sera, "Comparative study of ramp rate control algorithms for PV with energy storage systems," *Energies*, vol. 12, no. 7, p. 1342, Apr. 2019.

[7] Y. Zhu, H. Wen, G. Chu, "Active Power Control for Grid-Connected Photovoltaic System: A Review," *IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia (I&CPS Asia)*, pp. 1506–1511, Jul. 2020.

[8] X. Chen, Y. Du, H. Wen, L. Jiang and W. Xiao, "Forecasting-based power ramp-rate control strategies for utility-scale PV systems," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 66, no. 3, pp. 1862–1871, Mar. 2019.

[9] E. B. Dilger and R. V. de Oliveira, "Power reserve control for utility-scale PV power plants under cloud conditions," *Electric Power Systems Research*, vol. 229, p. 110099, Apr. 2024.

[10] S. Shivashankar, S. Mekhilef, H. Mokhlis, M. Karimi, "Mitigating methods of power fluctuation of photovoltaic (PV) sources - A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, pp.1170-1184, Jun. 2016.

[11] D. Fregosi, N. Pilot, M. Bolen and W. B. Hobbs, "An analysis of storage requirements and benefits of short-term forecasting for PV ramp rate mitigation," *IEEE Journal of Photovoltaics,* vol. 13, no. 2, p. 315-324, Mar. 2023.

[12] A. C. Tobar, E. Bullich-Massagué, M. Aragüés-Peñalba, and O. Gomis-Bellmunt, "Topologies for large scale photovoltaic power plants," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, pp. 309–319, June 2016.

[13] M. Haghighat, M. Niroomand, H. Tafti, C. Townsend, and T. Fernando, "A review of state-of-the-art flexible power point tracking algorithms in photovoltaic systems for grid support: Classification and application," *Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 12, no. 1, pp. 1-21, Jan. 2024.

[14] V. Paduani, H. Yu, B. Xu, and N. Lu, "A unified power-setpoint tracking algorithm for utility-scale PV systems with power reserves and fast frequency response capabilities," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 13, no. 1, pp. 479-490, Jan. 2022.

[15] V. Gevorgian, "Highly accurate method for real-time active power reserve estimation for utility-scale photovoltaic power plants," *Nat. Renewable Energy Lab. (NREL)* (2019). Golden, CO, USA, Tech. Rep. NREL/TP-5D00-73207, https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/73207.pdf.

[16] Q. Peng, A. Sangwongwanich, Y. Yang, F. Blaabjerg, "Grid-friendly power control for smart photovoltaic systems," *Sol. Energy,* vol. 210, pp. 115 – 127, Nov. 2020.

[17] S. F. A. Shah, I. A. Khan, H. A. Khan, "Performance evaluation of two similar 100MW solar PV plants located in environmentally homogeneous conditions," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 161697-161707, 2019.

Comité de Estudios C2 - Operación y control de sistemas de potencia

SISTEMA DE INTELIGENCIA ARTIFICIAL EN UN SCADA DE CÓDIGO ABIERTO PARA PEQUEÑAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

J.A. ACOSTA [a] *
[a] Instituto de Energía Eléctrica
IEE – UNSJ – CONICET
Argentina
jacosta@iee-unsjconicet.org

M.E. SAMPER [a]
msamper@iee-unsjconicet.org

G.D. BARÓN [a]
gbaron@iee-unsjconicet.org

R.E. DI CARLO [a]
rdicarlo@iee-unsjconicet.org

A.F. BELTRÁN [a]
abeltran@iee-unsjconicet.org

Resumen *– Uno de los pilares necesarios para el desarrollo de las redes eléctricas inteligentes de distribución es el monitoreo mediante la incorporación de tecnologías AMI (Advanced Metering Infrastructure) y sistemas SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition). En América del Norte, Europa y China este proceso de cambio tecnológico se encuentra muy avanzado; pero no así en Latinoamérica, debido a las realidades macroeconómicas locales-regionales. En tal sentido, en general las empresas distribuidoras buscan desarrollar herramientas que permitan compensar ese desequilibrio tecnológico, lo cual se profundiza en las pequeñas distribuidoras de energía eléctrica de escasos recursos (normalmente cooperativas), las cuales son muy numerosas en Argentina [1]. El presente trabajo describe el desarrollo de un módulo de procesamiento para un sistema SCADA de código abierto (open source), cuyo tratamiento de datos es realizado con técnicas de inteligencia artificial. Su función principal es dotar de la observabilidad necesaria a las redes de distribución y facilitar la toma de decisiones en la operación de las mismas, permitiendo mejorar la calidad del servicio eléctrico brindado por pequeñas distribuidoras o cooperativas eléctricas.*

Palabras clave: SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) - Inteligencia Artificial (IA) - Redes de Distribución - Redes Inteligentes de Distribución - Software Libre.

1 INTRODUCCIÓN

En la actualidad, los sistemas SCADA son esenciales para la supervisión y el control de procesos industriales y de infraestructura eléctrica. Su capacidad para recopilar, procesar y visualizar datos en tiempo real permite a las industrias gestionar operaciones críticas de manera eficiente. Sin embargo, con el aumento exponencial en la generación de datos y la complejidad de los sistemas, es necesario incorporar herramientas avanzadas de análisis que permitan anticipar problemas y optimizar los procesos. En este contexto, la integración de modelos de redes neuronales como Long Short-Term Memory (LSTM) representa un enfoque innovador para los SCADA. Las LSTM especializadas en el análisis de datos secuenciales, son ideales para trabajar con series temporales, lo que las hace especialmente útiles en aplicaciones industriales [3]. Al predecir el comportamiento futuro de algunas variables, estas redes neuronales pueden detectar o anticipar anomalías, optimizar recursos y apoyar en la toma de decisiones. En este trabajo, en particular, se describe una manera en que el modelo LSTM se puede utilizar como una herramienta auxiliar dentro de un SCADA que, analizando datos históricos y en tiempo real, ofrece a los operadores la posibilidad de implementar medidas correctivas antes de que surjan

* Av. Libertador Gral. San Martín 1109, J5400, San Juan, Argentina – e-mail: jacosta@iee-unsjconicet.org

problemas en las redes eléctricas, mejorando la eficiencia y reduciendo costos operativos. Esta implementación cobra una relevancia extra al estar enfocada a un escenario de bajos recursos (pequeñas empresas de distribución de energía eléctrica, normalmente cooperativas), utilizando software open source, y demostrando cómo la inteligencia artificial y las tecnologías emergentes pueden potenciar las funcionalidades tradicionales de un SCADA, adaptándose a las exigencias de la industria moderna, permitiendo un control más seguro, sostenible y resiliente.

Para el desarrollo de este trabajo se ha tenido en cuenta justamente el escenario de las pequeñas empresas distribuidoras y sus perspectivas frente a la incorporación de nuevas tecnologías, los distintos tipos de sistemas de control y supervisión existentes (SCADAs open source) aplicados a las redes de distribución de energía eléctrica, como así también las diversas técnicas de IA que se pudieran aplicar. En particular, desde al año 2016 se viene trabajando con una pequeña empresa distribuidora (en la ciudad de Caucete, San Juan, Argentina), en cuanto a la optimización de los recursos y mantenimiento de las instalaciones eléctricas. Los proyectos en conjunto con esta empresa han servido como fuente de información para desarrollos como el que se describe en estas líneas. Además, permite que los hallazgos obtenidos, sean evaluados in situ con respecto a su desempeño.

2 METODOLOGÍA

2.1 Scada Open Source

Uno de los lineamientos principales para este trabajo consistió en usar un software Scada de tipo open source como base para implementar el módulo IA. Por ello, se comenzó una búsqueda exhaustiva de este tipo de programas, analizando sus principales características, tales como el tipo de licencia, escalabilidad, soporte, seguridad, actualización, interoperabilidad y protocolos de comunicación. Se les da especial importancia a los tipos de licencias (dentro de las open source), que permitan cierta libertad en el uso o distribución. Las de tipo GPL (General Public License) son las que más se adecuan al presente proyecto ya que son licencias de derechos de autor ampliamente usadas en el mundo del software libre y código abierto, permitiendo que los usuarios finales (personas, organizaciones, etc.) tengan libertad de usar, estudiar, compartir y modificar el software [2].

En base a la literatura consultada, un sistema Scada realiza tres tareas a saber: adquisición de datos, monitoreo y control. La recolección de datos obtenidos de cada dispositivo de la red, es enviada a la unidad de control central, la cual los administra y realiza la supervisión del sistema. Toda esa transferencia de información es realizada mediante protocolos específicos. Se puede mencionar algunos de los más importantes como DNP3 (Distributed Networking Protocol), IEC6087- 5 y sus variantes, IEC 61850, Modbus RTU o TCP, etc. Dada la amplia variedad de protocolos y la complejidad de implementación se optó por la utilización de un OPC (OLE for Process Control), con la finalidad de tener una interfaz común o estándar de adquisición de datos para los distintos equipos en campo actuales y de generaciones futuras.

Esta búsqueda llevó a la selección de un software llamado 'Scada-LTS', una solución multiplataforma, de código abierto y basada en web, diseñada para la construcción de sistemas SCADA [4]. La característica principal de Scada-LTS es que puede monitorear diversos puntos de datos en tiempo real y cuenta con una amplia gama de protocolos de comunicación, como Modbus TCP/IP, DNP3, IEC 101, entre otros.

2.2 Procesamiento de datos con IA

En una red de distribución de media tensión (distribución primaria), el manejo adecuado de la gran cantidad de datos de mediciones es crucial para garantizar un funcionamiento eficiente y seguro del sistema. Estos datos incluyen información sobre tensión, corriente, potencia y eventos transitorios, los cuales son esenciales para detectar anomalías, optimizar el uso de los recursos y prevenir fallos. Para un análisis efectivo de estas mediciones es propicio el empleo de herramientas basadas en inteligencia artificial, debido a la complejidad del manejo de datos masivos.

Se denominan series temporales a los conjuntos de datos ordenados cronológicamente, donde cada dato corresponde a un momento específico en el tiempo. Estas series reflejan cómo una variable o fenómeno cambia a lo largo del tiempo, lo que las convierte en una herramienta fundamental para analizar patrones, tendencias y comportamientos futuros. Tienen diversas aplicaciones como la predicción del clima, la economía, el análisis financiero, y la monitorización de sistemas industriales. El estudio de estas series plantea retos específicos

debido a la necesidad de capturar patrones temporales complejos, dependencias de largo plazo y relaciones no lineales inherentes a los datos.
En este contexto, los modelos de redes neuronales recurrentes (RNN) han demostrado ser herramientas poderosas para procesar datos secuenciales. Sin embargo, las RNN tradicionales enfrentan limitaciones significativas al tratar con dependencias de largo plazo, como el problema del desvanecimiento o la explosión del gradiente [3]. Para superar estas limitaciones, se desarrolló una variante conocida como Long Short-Term Memory (LSTM). Las LSTM introducen una arquitectura especializada que permite almacenar y actualizar información a lo largo de secuencias prolongadas, lo que las hace particularmente útiles en problemas de predicción de series temporales.

2.2.1 Arquitectura de las redes LSTM

Las LSTM son una extensión de las RNN diseñadas para abordar la incapacidad de las RNN tradicionales de recordar información relevante durante largos intervalos de tiempo. Esto se logra mediante el uso de una estructura interna conocida como "celdas de memoria", que incluye tres compuertas principales: de entrada, de olvido y de salida. Estas compuertas permiten a la red decidir qué información almacenar, actualizar o descartar en cada paso temporal.

Compuerta de olvido: Determina qué información de la celda de memoria debe descartarse. Se calcula utilizando una función sigmoide aplicada al estado previo y la entrada actual.
Compuerta de entrada: Controla qué nueva información se agregará a la celda de memoria. Involucra una función sigmoide para determinar qué almacenar y una función *tanh* para generar los posibles valores de actualización.
Compuerta de salida: Decide cuánta información de la celda de memoria se utilizará para generar la salida en el paso actual.

La combinación de estas compuertas permite a las LSTM mantener un equilibrio entre memoria a corto y largo plazo, haciendo posible el manejo eficiente de secuencias temporales complejas, las cuales suelen presentar patrones recurrentes, como tendencias, estacionalidades o irregularidades.

2.3 Integración

En este apartado, se ilustra el caso puntual del uso de las LSTM en el Scada-LTS instanciado a una red real en MT (Media Tensión), de una distribuidora de energía eléctrica, para la predicción de la demanda energética en un determinado punto de la misma. En este ejemplo, se entrenó un modelo con datos históricos, se evaluó su capacidad de predicción y los resultados obtenidos se utilizaron como indicador o iniciador de un evento que sugiere realizar acciones correctivas a la red. Dicho de otra forma, permite activar alertas tempranas y realizar mantenimiento preventivo, evitando fallos imprevistos, minimizando el tiempo de inactividad y reduciendo los costos operativos.
Los datos para entrenar el modelo son datos reales de una base de datos del proyecto “Red Inteligente Caucete”, ubicado en la Provincia de San Juan – Argentina [5]. La empresa distribuidora tiene varios equipos instalados a lo largo de su red y se ha utilizado información de uno de ellos, que comprende un período de 1 año con medición de corriente cada 1 hora.
El objetivo específico es predecir la carga en una línea eléctrica con una hora de anticipación, y los resultados se evaluarán en función del margen de reserva de la misma. Este parámetro tiene que ver con un criterio que impone la empresa para esas líneas. Los márgenes de reserva en una línea de energía eléctrica, representan la capacidad adicional diseñada para manejar variaciones en la demanda y contingencias, garantizando la seguridad, estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico. Incluyen márgenes térmicos (para evitar sobrecalentamientos), de estabilidad (para prevenir inestabilidades en el flujo de potencia), de sobrecarga (para soportar aumentos temporales en la carga) y de regulación de tensión (para mantener niveles adecuados de voltaje).
En este caso se tomó la capacidad máxima de corriente que soporta la línea (según la hoja de datos del fabricante), y para la cual la empresa establece que el margen de reserva sea del 20%. La línea eléctrica en cuestión, es la que aparece aguas abajo del re-conectador R005 y es en este equipo donde se realizan las mediciones de carga (Fig. 1).

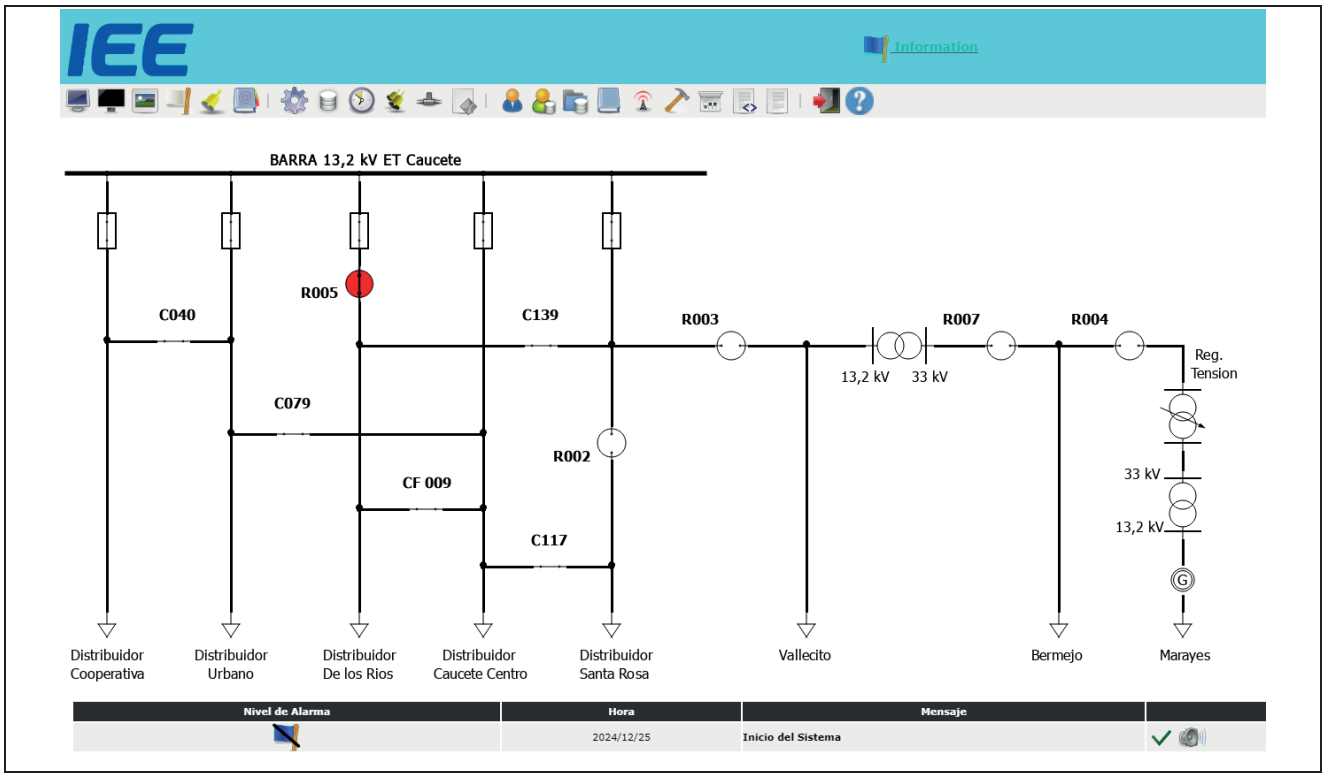


Fig. 1 Vista gráfica de Scada-LTS con la red de media tensión de la empresa distribuidora.

Si bien lo realizado puede ser aplicado a la totalidad de los equipos de red, solo se muestra el caso particular del re-conectador R005, a modo de simplificar las gráficas y el texto en general. Para describir la arquitectura o la composición de la red LSTM, se seguirá un orden especifico que la refiere en forma íntegra y sirve para entender su funcionamiento (Fig. 2).

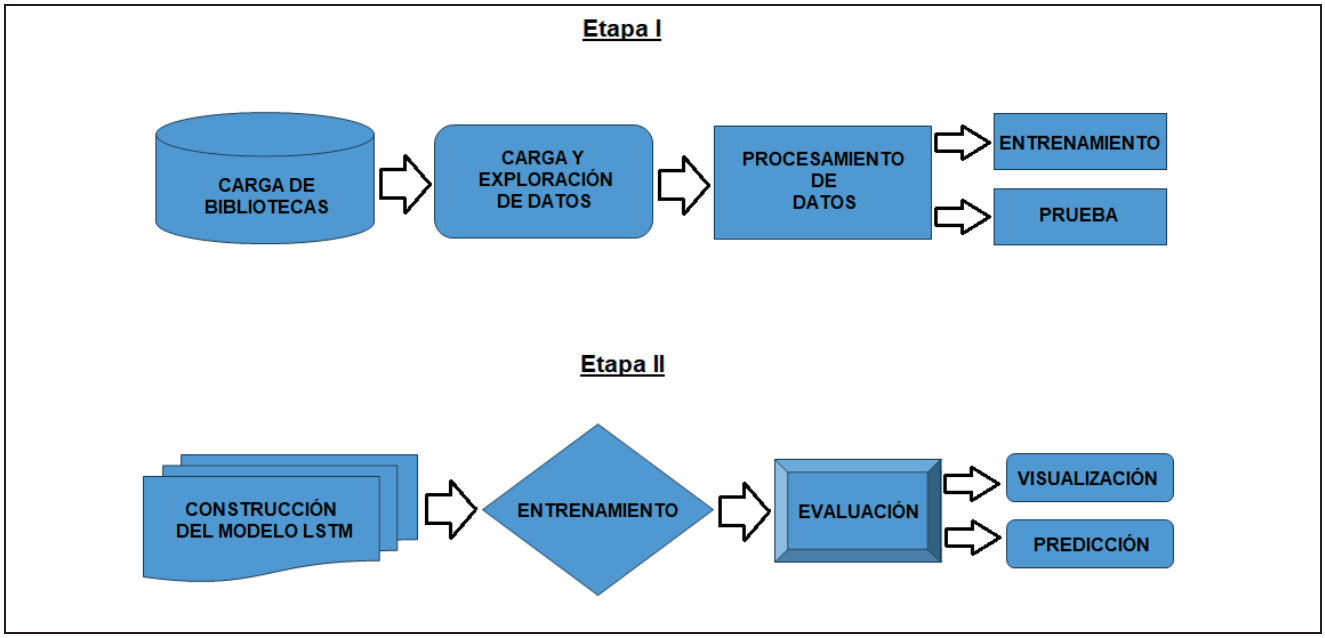


Fig. 2 Diagrama en bloques del módulo de procesamiento de la red LSTM

El módulo ha sido desarrollado en Python, aprovechando su amplia disponibilidad de bibliotecas. El diseño se divide en 2 etapas, la primera asociada a los datos (mediciones históricas de corriente), y la segunda referida a la red neuronal ligada o relacionada a esos datos.

Para comenzar se realiza la **carga de bibliotecas**, las cuales son esenciales para manejar datos, realizar cálculos, construir el modelo de aprendizaje profundo y generar visualizaciones. Cada una de ellas tiene un propósito claro y específico, a saber: NumPy (cálculos numéricos), Pandas (manejo y análisis de datos), TensorFlow/Keras (construir y entrenar el modelo de aprendizaje profundo), Matplotlib y Seaborn (visualización).
Luego se comienza con la **carga y exploración de datos**, la cual abarca algunas operaciones iniciales sobre ellos. Aquí se lee el conjunto de datos históricos de mediciones de corriente desde un archivo tipo csv, se realiza una inspección para comprender su estructura, y se los carga en un dataframe bidimensional. Además, se efectúa una visualización previa con el fin de detectar anomalías o segmentos de datos faltantes que puedan ser individualizados.

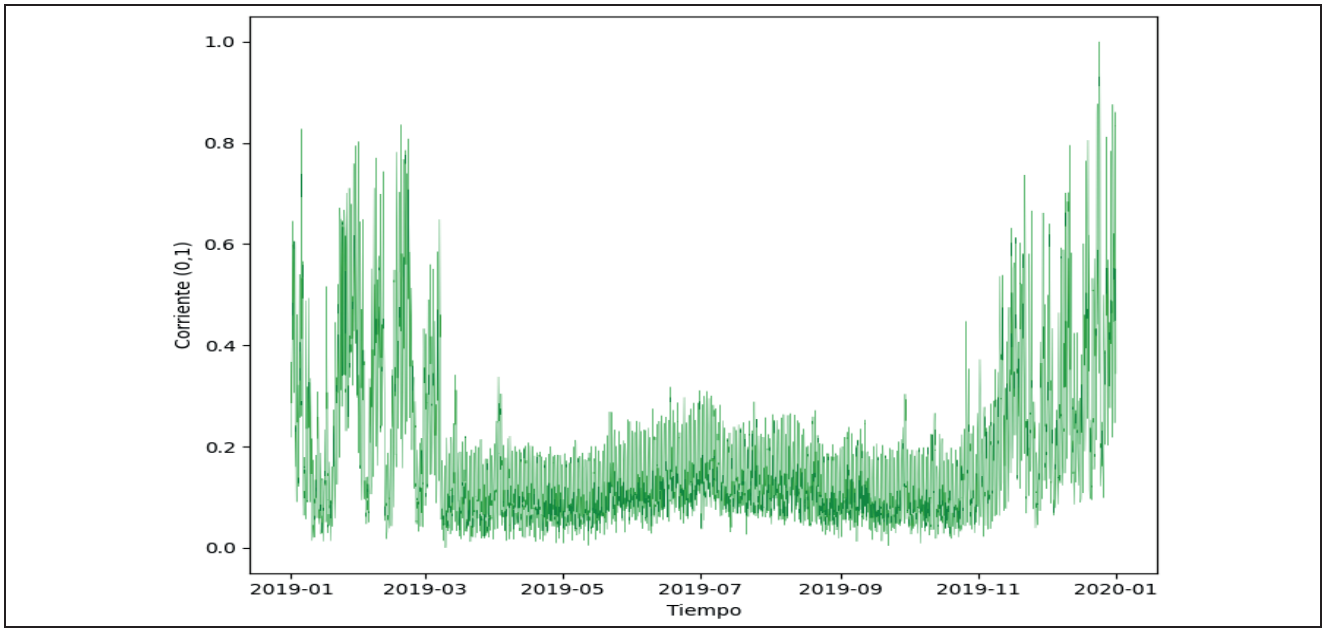


Fig. 4 Valores de medición de corriente en R005 (1 año), normalizados entre 0 y 1.

Seguidamente se hace el **procesamiento de datos**, que incluye transformaciones aplicadas a los datos para garantizar que estén en un formato adecuado para el análisis y el modelado. Usando las ventajas funcionales del lenguaje Python, se eliminan filas con valores faltantes, se convierten las columnas de texto a un objeto de tipo fecha/hora y se usa la columna fecha como índice del dataframe. Luego se escalan los valores a un rango entre 0 y 1 (normalización), lo cual mejora la estabilidad numérica, aumenta la velocidad de convergencia del modelo, y evita que variables con magnitudes mayores dominen a otras (ver Fig. 4 un caso particular del R005 de la red de Caucete en estudio). Posteriormente se divide todo el set de datos en dos conjuntos para **entrenamiento y prueba** en una relación 80/20 cuyo objetivo es reservar una porción de los datos para evaluar la capacidad del modelo de generalizar. Esto es muy importante para evaluar el modelo de manera imparcial. Finalmente, se crean las secuencias temporales, que consiste en ordenar los datos de tal forma que cada muestra (X) contenga una ventana deslizante de valores pasados, y la etiqueta (Y) sea el valor siguiente. Para este caso, la ventana tiene 5 valores anteriores de corriente para intentar predecir el siguiente valor (hora siguiente).
Con todos los datos ya conformados, se procede a la construcción del modelo LSTM. Inicialmente se crea un modelo secuencial, se añade una capa LSTM con 50 unidades y se establece que una capa quede totalmente conectada con una neurona para predecir un único valor (capa dense). Respecto a la compilación del modelo, se usó el optimizador "Adam", que es un método eficiente para ajustar pesos en redes neuronales al adaptar automáticamente la tasa de aprendizaje para cada parámetro. También se definió el error cuadrático medio como la función de pérdida (mse), la cual mide qué tan bien se está desempeñando el modelo durante el entrenamiento.
Una vez realizada o definida la construcción del modelo, se procedió a su **entrenamiento**. Primeramente, se empleó el set de datos ya determinados para ese fin. Luego se estableció en 5 el número de veces que el modelo procesará todo el conjunto de datos de entrenamiento (épocas) y finalmente, se usó el subset de datos de prueba para monitorear el rendimiento del modelo con datos no vistos durante este proceso de entrenamiento.

Para la **evaluación**, se emplearon funciones que permiten la **visualización** de los parámetros logrados al finalizar del entrenamiento, tales como, los valores de pérdida en cada época (loss), y los valores de pérdida en los datos de validación (val_loss). Así, se graficaron las curvas de pérdida para identificar tendencias y evaluar el ajuste del modelo. Una disminución constante indica que el modelo está aprendiendo y si las pérdidas divergen entre entrenamiento y validación, puede haber sobreajuste. En este caso ambas curvas convergen, indicando que el modelo ha llegado a su capacidad óptima de aprendizaje (Fig. 5). También se evaluaron las gráficas del MSE y el RMSE entre los valores reales y los predichos.

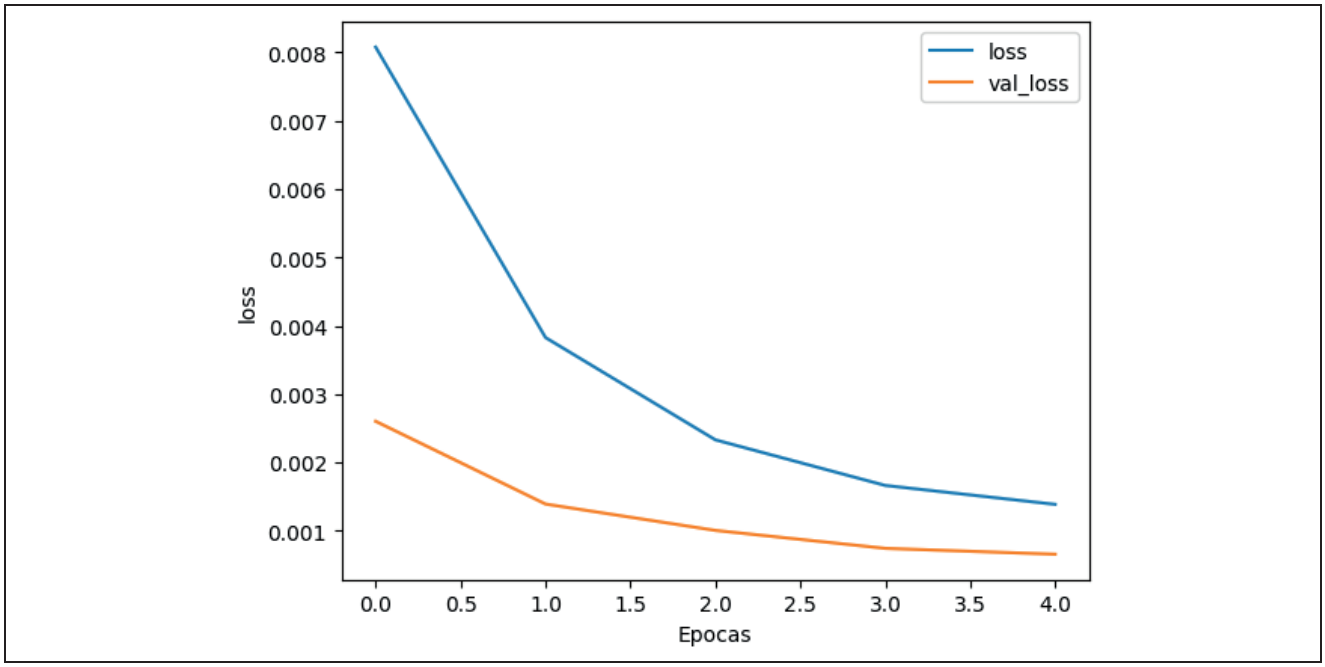


Fig. 5 Curvas de pérdida (loss) y val_loss (pérdida en validación).

Después de ajustar los pesos durante el entrenamiento, y dado que la evaluación resultó ser satisfactoria, el modelo quedó listo y cada vez que le sea requerida una **predicción**, intentará generalizar los patrones aprendidos para esos datos desconocidos. Otro paso importante que también forma parte del módulo es la inversión de escala, convirtiendo los valores normalizados de vuelta a su nivel original, ya que los datos fueron escalados antes del entrenamiento para mejorar la estabilidad numérica.

Una vez conformado el código y habiendo resuelto algunos detalles de forma, se puso a funcionar en conjunto con Scada-LTS, agregando dentro de la vista gráfica una pequeña ventana que muestra el resultado de la predicción de corriente en la línea eléctrica, para la próxima hora. Esta predicción permite darle el tiempo necesario al operador para que tome alguna medida correctiva que reduzca la carga en ese tramo de la red de media tensión.

3 DISCUSIÓN

Según lo analizado, se puede concluir que el objetivo general propuesto ha sido alcanzado. No obstante, es importante destacar una cuestión relacionada con los datos históricos de mediciones. Los resultados de las predicciones o estimaciones dependen en gran medida de estos datos, y pueden surgir discrepancias asociadas con la estacionalidad o el momento específico en que se registraron las mediciones de corriente. Los hábitos de consumo de los usuarios del servicio de energía son dinámicos y pueden reflejar ciertos sesgos derivados de eventos extraordinarios, como ocurrió durante los años 2020 y 2021 debido a la pandemia de COVID-19. Por esta razón, será necesario realizar un nuevo entrenamiento de la red neuronal cada cierto periodo de tiempo. El caso planteado fue implementado para una sola sección o tramo de la red de distribución y aunque es posible extenderlo al resto de la red, existe el riesgo de que la carga de procesamiento se incremente significativamente, lo que podría ralentizar la obtención de resultados.

El sistema implementado debe trabajar en conjunto con el operador y no ser una molestia en los momentos en que ocurra una contingencia. Por ello, este asistente debe trabajar moderadamente con la ocupación de la

pantalla gráfica del Scada y el operador debe tener la posibilidad de desactivarlo temporalmente, en caso de que lo considere necesario.

4 CONCLUSIONES

El caso descripto demuestra de manera efectiva cómo la integración de modelos de redes neuronales, en particular las redes LSTM (Long Short-Term Memory), dentro de un sistema SCADA open source pueden transformar las operaciones de una pequeña distribuidora de energía eléctrica, mejorando la eficiencia operativa y optimizando los recursos. El uso de LSTM, especialmente diseñado para el análisis de datos secuenciales y series temporales, ha permitido la predicción de la demanda energética, lo cual es crucial para la gestión y supervisión en tiempo real de las redes eléctricas. Si bien la evaluación del desempeño en un escenario real podrá verse a largo plazo, se puede decir que, en un entorno simulado con datos reales, es un caso de éxito.

Una de las principales contribuciones de este trabajo es la capacidad de anticipar fallos y detectar anomalías antes de que se conviertan en problemas graves, gracias a la capacidad predictiva del modelo. Dicho de otra forma, a partir de ahora los operadores del Scada pueden tomar medidas correctivas proactivas, evitando tiempos de inactividad inesperados y reduciendo costos asociados con fallos imprevistos. El uso de un software SCADA open source, como Scada-LTS, en combinación con la inteligencia artificial, ha demostrado ser una solución adecuada para pequeñas empresas de distribución de energía eléctrica, como las cooperativas, que tradicionalmente enfrentan limitaciones en cuanto a recursos tecnológicos y financieros. El hecho de que el software sea open source no solo reduce los costos asociados a licencias, sino que también ofrece flexibilidad y escalabilidad, permitiendo adaptaciones futuras a medida que las necesidades de la red evolucionan. La colaboración con una empresa distribuidora de energía, ha proporcionado datos reales y contextuales para el desarrollo del sistema. Este enfoque práctico ha permitido que los hallazgos sean evaluados directamente en un entorno operativo real, lo que ha brindado una retroalimentación valiosa para ajustar el modelo y mejorar su desempeño en condiciones del mundo real. La predicción de la carga y su evaluación en función del margen de reserva de las líneas ha sido particularmente importante, ya que este margen es esencial para garantizar la estabilidad y la seguridad del sistema eléctrico. Finalmente, este proyecto resalta la importancia de integrar tecnologías emergentes, como la inteligencia artificial y el análisis de datos, con sistemas tradicionales de supervisión y control industrial.

5 REFERENCIAS

[1] P. G. Rullo, S. Gil “Cooperativas eléctricas en Argentina” (2023) Editores SRL; Ingeniería Eléctrica;390.

[2] GNU Web Site, https://www.gnu.org/licenses/licenses.html

[3] C. B. Vennerød, A. Kjærran, E. S. Bugge “Long Short-term Memory RNN” (2021) arXiv:2105.06756

[4] SCADA-LTS Web Site, https://scada-lts.org/#documentation

[5] IEE Web Site, https://iee-unsjconicet.org/reid/

Comité de Estúdios C2 - Operación y control de sistemas de potencia

PLANIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN DE CORTO PLAZO EN REDES INTELIGENTES DE DISTRIBUCIÓN: UN CASO REAL DE ESTUDIO EN SAN JUAN, ARGENTINA

M.F. JURADO[a,*]
[a]Instituto de Energía Eléctrica
IEE – UNSJ – CONICET
Argentina
mjurado@iee-unsjconicet.org

E.J. SALAZAR
Instituto de Investigación en Energía de Cataluña IREC
España
ejsalazar@irec.cat

G.E. CORIA[a]
gcoria@iee-unsjconicet.org

M.E. FERNÁNDEZ[a]
mfernandez@iee-unsjconicet.org

M.E. SAMPER[a]
msamper@iee-unsjconicet.org

R.E. ROSÉS[a]
rroses@iee-unsjconicet.org

Resumen *– La incorporación cada vez más significativa de recursos energéticos distribuidos en las redes de distribución, como generación distribuida, vehículos eléctricos, entre otros, trae consigo una serie de desafíos técnicos y operativos a considerar. Por lo que, resulta fundamental transformar las redes de distribución actuales, así como los paradigmas de operación y planificación adoptados por las empresas de distribución en sus centros de control, acorde al criterio de "redes inteligentes". Esto dado que, una conexión masiva de recursos energéticos distribuidos, sumado a criterios tradicionales/ pasivos de planificación, pueden impactar negativamente en la red eléctrica, ocasionando severos problemas de funcionamiento. En este sentido, se propone una metodología de planificación de la operación de corto plazo, específicamente con un día en adelanto, que tiene como objetivo la minimización de los costos totales de operación. Para ello, la metodología propuesta coordina los cambiadores de tomas bajo carga de la subestación, los bancos de capacitores, la reconfiguración de red, un programa de respuesta de la demanda y la carga de vehículos eléctricos, con el fin de reducir las pérdidas, gestionar las violaciones de tensión y aliviar congestiones por las ramas. El esquema propuesto se resuelve mediante programación lineal y una estrategia eficiente de dos etapas, basada en algoritmos genéticos y programación dinámica. Además, como datos de entrada, utiliza pronósticos de carga/ generación obtenidos a partir de un modelo de aprendizaje profundo. Finalmente, la metodología ha sido validada usando datos reales del proyecto "Red Inteligente Caucete", localizado en San Juan, Argentina. Los resultados muestran que una coordinación adecuada y anticipada de los recursos permite lograr una distribución de electricidad con calidad, segura y económica.*

Palabras clave: Transición Energética – Red Inteligente Caucete – Red Activa de Distribución – Reconfiguración de Red – Control Volt/Var – Generación Distribuida – Vehículo Eléctrico – Medición Inteligente – Inteligencia Artificial

1 INTRODUCCIÓN

Definitivamente, se prevé un aumento masivo de los recursos energéticos distribuidos (DER, por sus siglas en inglés) dentro de las redes de distribución y el desarrollo de redes eléctricas "más inteligentes". Argentina, y en particular la provincia de San Juan, no es ajena a esta transición. Con este objetivo nace el proyecto "Red Inteligente Caucete", cuyo propósito principal es transformar gradualmente la red de distribución de la ciudad de Caucete en una red inteligente modelo [1]. Para ello, se han establecido cuatro pautas principales: instalación de infraestructura de tele-medición inteligente, incorporación de generación

* Av. Libertador Gral. San Martín 1109, J5400, San Juan, Argentina – e-mail: mjurado@iee-unsjconicet.org

distribuida renovable, integración de elementos de maniobra y protección avanzados y el desarrollo de metodologías y herramientas computacionales para analizar y mejorar el desempeño operativo del sistema.
Considerando el importante avance de las tres primeras pautas establecidas, desde el Grupo de I+D+i de Redes Inteligentes (REiD) y el Laboratorio Analizador y Simulador de Redes Inteligentes (LASRI), ambos pertenecientes al Instituto de Energía Eléctrica (IEE), UNSJ-CONICET, se han desarrollado y continúan desarrollando metodologías y herramientas que faciliten la transformación y modernización de la distribución. En particular, este trabajo aborda la problemática de la planificación de la operación (PDO) de corto plazo, cuyo fin es establecer una programación anticipada con un día en adelanto, que sirva de soporte al operador en la toma de decisiones operativas en tiempo real. Esto considerando que, con el nuevo paradigma de las redes inteligentes, denominadas también como redes activas de distribución (RAD), el rol de los operadores de distribución (DSO, por sus siglas en inglés) se incrementará ampliamente y realizarán una gestión similar a lo que ocurre aguas arriba en los sistemas de transmisión.
La PDO ha sido un tema de interés mundial, abordado mediante varias funcionalidades de red, como el control Volt/Var (CVV) [2] y la reconfiguración de red [3]. Sin embargo, el ingreso masivo de DER afectará el rendimiento de estas técnicas tradicionales, volviéndolas insuficientes para las RAD. Por lo que, aparecen nuevas funcionalidades y actores emergentes en la PDO, como la carga coordinada de vehículos eléctricos conectables (PEV, por sus siglas en inglés) y programas de respuesta de la demanda basado en señales de precios, que incluirán a los usuarios finales, considerados hasta ahora como puntos de absorción de electricidad, en actores activos del sistema, con nuevas exigencias y capacidades de interacción. Una posible estrategia para gestionar la carga de PEV, considerados como DER de pequeña escala, es a través de agregadores [4]. Estos, en coordinación con el DSO, responsable de la gestión de los dispositivos CVV, la configuración/ reconfiguración de la red, así como de la implementación de programas de respuesta de la demanda en grandes usuarios (por ejemplo, de tipo industrial), permitirá hallar soluciones efectivas de PDO.
Asimismo, es fundamental contar con modelos que describan adecuadamente los sistemas y sus componentes, además de desarrollar algoritmos y estrategias de solución, que resuelvan efectivamente este problema de optimización complejo de múltiples variables y múltiples periodos resultante. Por lo que, combinar herramientas-software diseñados para el análisis de redes de distribución con algoritmos de búsqueda inteligente basados en técnicas de computación evolutiva, constituye una alternativa apropiada para abordar este tipo de problemas complejos y dinámicos [5].
Por otro lado, es importante destacar que el pronóstico de las potencias nodales es un parámetro clave dentro de la PDO de corto plazo. Sin embargo, el crecimiento acelerado de la generación distribuida fotovoltaica (GD-FV) para autoconsumo en las RAD, exige pasar del concepto de pronóstico de carga a pronóstico neto de potencia. Esto implica que el resultado de pronóstico nodal sea la suma de las inyecciones GD-FV ubicadas detrás del medidor en conjunto con las demandas de energía. Lo que aumenta significativamente la complejidad del problema de pronóstico. Bajo este contexto, los modelos de pronóstico basados en inteligencia artificial (aprendizaje profundo) están tomando un protagonismo cada vez más significativo, desplazando de manera gradual a las técnicas estadísticas tradicionales. En virtud de que, estos modelos basados en datos "AI&data-driven", se apoyan únicamente en datos históricos y no requieren funciones explícitas para caracterizar adecuadamente los perfiles de carga altamente no lineales y complejos [6].
Así, en este trabajo se desarrolla una metodología de planificación de la operación de corto plazo que, en base a estimaciones y estrategias de gestión de los futuros estados del sistema, formula una programación eficiente a partir de la coordinación adecuada de todos los recursos disponibles. Esto se aborda primero con un modelo sofisticado de pronóstico de carga/ potencia neta, basado en una combinación de técnicas del aprendizaje profundo. Para luego, a través de la participación de agregadores en coordinación con el DSO, hallar soluciones óptimas/eficientes de PDO. Finalmente, cabe mencionar que, la metodología se basa en software de código abierto usando el entorno de simulación de Python junto con OpenDSS.

2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA DE PLANIFICACIÓN

Este trabajo presenta una metodología de PDO a corto plazo (24-horas en adelanto). Para ello, se integran tanto recursos tradicionales como modernos, incluyendo dispositivos CVV, reconfiguración de red, programas de respuesta de la demanda en usuarios industriales y la coordinación de la carga de PEV. La formulación de cada uno de estos componentes se describe en las siguientes secciones.

2.1 Objetivo 1: Optimización a Nivel de Agregador

En esta sección se presenta el problema de optimización a nivel de agregador, diseñado para coordinar la carga de los PEV y mitigar los problemas técnico-operativos que la conexión masiva de esta nueva demanda podría generar en la red. Cada agregador, asociado a un transformador de distribución secundario (SDT, por sus siglas en inglés), resuelve un problema de optimización cuyo objetivo es minimizar el perfil diario de carga del SDT. Es decir, reducir la diferencia entre la potencia óptima de cada SDT en el intervalo de tiempo k ($P^{opt}_{SDT,a}(t_k)$) y la potencia óptima total de los PEV en el mismo intervalo k ($P^{opt}_{PEV,a}(t_k)$), garantizando al mismo tiempo que todos los PEV se carguen completamente durante el periodo operativo. Este enfoque permite obtener un perfil de carga más plano y reducido, cumpliendo con los requisitos de los usuarios de PEV.

Las restricciones del modelo incluyen: i) límite superior de la energía necesaria para cargar los PEV del agregador, es decir, la diferencia entre la energía máxima almacenada en el PEV i del agregador a en el intervalo de tiempo k ($E^{max}_{i,a}(t_k)$) y la energía almacenada en el PEV i del agregador a al momento de su llegada ($E^{arr}_{i,a}$); ii) límite inferior de dicha energía; iii) límites superior ($P^{max}_{a}(t_k)$) e inferior de la potencia de carga; y iv) igualdad entre la demanda base ($Bl_a(t_k)$), la demanda de los PEV ($P^{opt}_{PEV,a}$) y la GD-FV de autoconsumo ($P_{PV,a}(t_k)$) con la potencia óptima del SDT ($P^{opt}_{SDT,a}(t_k)$) con el fin de aplanar su curva de carga. Además, en caso de no considerar GD-FV, el término correspondiente ($P_{PV,a}(t_k)$) de la última ecuación será igual a cero. La formulación del modelo se presenta en (1), mientras que su descripción detallada se encuentra en [4]. Finalmente, el problema es resuelto mediante programación lineal, y la solución de cada agregador es enviada al DSO para su análisis.

$$
\begin{aligned}
&\min \sum_{k=1}^{N} (P^{opt}_{SDT,a}(t_k) - P^{opt}_{PEV,a}(t_k)) \\
&\text{s.t.} \\
&\sum_{r=1}^{k} P^{opt}_{PEV,a}(t_r) \times \Delta t \le \sum_{i=1}^{Va} (E^{max}_{i,a}(t_k) - E^{arr}_{i,a}); \\
&\sum_{r=1}^{k} P^{opt}_{PEV,a}(t_r) \times \Delta t \ge \sum_{i=1}^{Va} (E^{max}_{i,a}(t_k) - E^{arr}_{i,a}); \\
&0 \le P^{opt}_{PEV,a}(t_k) \le P^{max}_{a}(t_k); \\
&P^{opt}_{SDT,a}(t_k) - P^{opt}_{PEV,a}(t_k) = Bl_a(t_k) - P_{PV,a}(t_k);
\end{aligned}
\tag{1}
$$

2.2 Objetivo 2: Optimización a Nivel de DSO

El problema de optimización a nivel de DSO se realiza minimizando la función de costos de operación para todo el horizonte de programación de la siguiente manera (2):

$$
\begin{aligned}
min\, f^{PDO} = Cost^{L} + Cost^{VT} + Cost^{VC} + Cost^{IRD} + \\
+ Cost^{BDC} + Cost^{OLTC} + Cost^{RC}
\end{aligned}
\tag{2}
$$

donde, $Cost^{L}$ refleja el costo de las pérdidas de potencia activa de todo el sistema. $Cost^{VT}$ es el costo relacionado con las violaciones de tensión en los nodos. $Cost^{VC}$ es el costo derivado de las congestiones por las ramas del sistema. $Cost^{IRD}$ representa el costo incurrido por el programa de respuesta de la demanda para usuarios industriales (IRD). Mientras que, $Cost^{BDC}$, $Cost^{OLTC}$ y $Cost^{RC}$ son, respectivamente, los costos de operación asociados a la conmutación de banco de capacitores (BDC), cambiador de tomas bajo carga (OLTC) del transformador de la subestación principal y elementos de maniobra necesarios para realizar la reconfiguración (RC). Además, la formulación está sujeta a restricciones de balance de potencia activa y reactiva en cada nodo del sistema y para cada período t de optimización. De igual forma, se establecen los límites mínimo y máximo que puede adoptar el OLTC en cada periodo, así como la restricción de radialidad.

En [5] se presenta en detalle la formulación propuesta, junto con una descripción de cada uno de los términos mencionados.

2.3 Gestión de la Respuesta de la Demanda en Usuarios Industriales

Con el objetivo de reducir el consumo de grandes usuarios durante los periodos de máxima demanda, es decir, cuando los precios de la energía son elevados y los costos de operación de la red aumentan, es necesario implementar esquemas de respuesta de la demanda. Para ello, este trabajo emplea la elasticidad precio de la demanda, definida en (3), para evaluar el potencial de la demanda flexible en respuesta a precios de venta variables en el tiempo, también conocidos como precios dinámicos [5].

$$P_{m,t}^{IRD} = P_{m,t}^{Iref} \times \left(1 + \xi_{m,t} \times \frac{\lambda_{m,t} - \lambda^{ref}}{\lambda^{ref}}\right) \tag{3}$$

$$\xi_{m,t} < 0 \tag{4}$$

$$\eta_1 \times \lambda^{ref} \leq \lambda_{m,t} \leq \eta_2 \times \lambda^{ref} \tag{5}$$

donde $P_{m,t}^{IRD}$ representa la nueva demanda del nodo industrial *m* en el periodo *t,* bajo el precio de venta de electricidad $\lambda_{m,t}$. $P_{m,t}^{Iref}$ es la demanda base pronosticada por la Distribuidora del nodo industrial *m* en el periodo *t,* de acuerdo con el precio de venta inicial (*PREF*) λ^{ref}. Por otro lado, $\xi_{m,t}$ es el coeficiente de elasticidad para el nodo m en el período t; y, η_1 y η_2 son coeficientes predeterminados que definen los límites del precio de venta de electricidad. Por último, $\Delta P_{m,t}^{IRD}$, que representa la diferencia entre $P_{m,t}^{IRD}$ y $P_{m,t}^{Iref}$, multiplicada por $C_{IRD,t}$ (costo unitario de modificar la demanda en el periodo *t*), determina el costo operacional debido al programa de respuesta de la demanda $Cost_{m,t}^{IRD}$ del nodo industrial *m* en el periodo *t.*

2.4 Pronóstico de las Potencias Nodales

Dado que el pronóstico de carga a corto plazo es la información base para diversas aplicaciones, incluyendo la PDO, es crucial desarrollar modelos más precisos, enfocados en perfiles de carga con alto grado de granularidad espacial, como en los transformadores de distribución (SDT). Para abordar estos desafíos, este trabajo utiliza un modelo de pronóstico de carga desarrollado en [6], basado en nueva combinación de técnicas del aprendizaje profundo (*deep learning*), como son las redes convolucionales dilatadas, bloques residuales, conexiones de salto y una arquitectura codificador-decodificador. De este modo, el modelo extrae automáticamente características de los datos de entrada y captura las relaciones temporales y espaciales entre la carga y las variables exógenas que inciden en el consumo, mejorando la precisión en las predicciones. Además, supera desafíos que aparecen en modelos profundos, como la degradación, permitiéndole apilar múltiples bloques residuales para construir una red más profunda y obtener mejores resultados.
El modelo ha sido validado con mediciones de carga y potencia neta (carga y GD-FV, en conjunto) mediante métricas de error ampliamente consideradas en la tarea de pronóstico, como la raíz del error cuadrático medio (RMSE, por sus siglas en inglés) y el error porcentual absoluto de arco tangente (MAAPE), demostrando su capacidad para generar resultados precisos en ambos casos. En [6] y [7] se pueden encontrar detalles adicionales sobre el modelo, incluyendo los datos utilizados, las especificaciones de implementación y el proceso de ajuste de hiperparámetros.

2.5 Estrategia de Solución de Dos Etapas

Como se discutió anteriormente, para minimizar el costo diario de operación de (2), se consideran como variables de control a BDC, OLTC, RC y precios dinámicos basado en IRD. Dado a la operación discreta de los dispositivos CVV y RC, el precio IRD, que es una variable de control originalmente continua, se transforma en una variable discreta con una resolución determinada. Por lo tanto, el problema de PDO se formula como un problema combinatorio. Además, debido a la no convexidad y la no linealidad del problema de PDO multiperíodo, se propone una estrategia de solución de dos etapas, basado en computación evolutiva (algoritmos genéticos (AG)) y programación dinámica (PD). Con esta estrategia combinada, la metodología puede manejar de manera eficiente grandes esfuerzos computacionales en un tiempo razonable a medida que aumenta el tamaño del problema. Una explicación detallada de esta estrategia se puede encontrar en [5].

Como primera etapa, se divide el día en 24 periodos de tiempo horarios, y a través de AG se obtienen los n mejores estados candidatos de cada hora, los cuales son necesarios para ejecutar el algoritmo de PD. Cabe aclarar que cada estado representa una configuración especifica de las variables de control. De esta manera, se reduce significativamente el espacio de búsqueda de todas las posibles configuraciones de BDC, OLTC, RC y precios en cada hora, a un conjunto de n mejores soluciones que minimizan los costos de pérdidas, costos por congestiones, costos por violaciones de tensión y costos por utilizar IRD.
Luego de obtener las n configuraciones efectivas de cada hora, la PD se usa para encontrar la programación diaria considerando los costos de operación de BDC, OLCT y RC. Estos costos de operación se consideran como el costo de transición Cij para pasar del estado i del período $t-1$ a un estado j del período t. Así, para comenzar el proceso, se realiza el cálculo de los valores en el período inicial $t = 1$ y se continúa con los cálculos en las etapas sucesivas hasta llegar al período $t = 24$, donde se obtendrá el valor mínimo del costo diario de operación. Luego, se reconstruye el camino hacia atrás, para determinar la secuencia de estados en cada período que conduce a la solución óptima.

3 METODOLOGÍA PROPUESTA DE PLANIFICACIÓN

A continuación, se describe la solución general de la metodología propuesta:
Los datos de entrada necesarios para resolver el problema de planificación incluyen: la topología inicial de la red, restricciones operativas, parámetros y restricciones asociadas con los dispositivos CVV, restricciones relacionadas con la respuesta de la demanda industrial (IRD), costos asociados con las pérdidas, violaciones a los límites de tensión, congestiones en ramas (sobrecarga) y costos operaciones de dispositivos CVV, RC e IRD. Se contemplan los parámetros del algoritmo AG y el número de configuraciones efectivas a considerar en la PD para cada hora. Además, se incorporan los perfiles de carga PEV, que incluyen su demanda base y, en algunos casos, GD-FV, optimizados en los SDT, ejecutados por cada agregador y enviados al DSO; y, por último, los pronósticos de carga o potencia neta para los demás SDT del sistema, obtenidos por el DSO.
Con los perfiles PEV optimizados, los pasos para resolver el problema de minimización de costos son:
P1: Generar aleatoriamente una población inicial para el algoritmo AG. Los candidatos incluyen ajustes de elementos de maniobra (RC), BDC, OLTC y precios IRD de una hora.
P2: Ejecutar un flujo de potencia trifásico utilizando OpenDSS, acorde con la población actual y los perfiles de carga previamente establecidos.
P3: Calcular los costos de pérdidas, violaciones, congestiones y uso de IRD de todo el sistema para una hora.
P4: Realizar una nueva iteración y repetir el proceso hasta completar todas las iteraciones de AG. Guardar las n mejores configuraciones para cada hora.
P5: Emplear PD considerando las n mejores configuraciones de cada hora y los costos de transición.
P6: Al finalizar la estrategia de solución de dos etapas (AG + PD), seleccionar los ajustes de los recursos controlables que minimizan (2) y enviar la programación resultante al DSO para el día siguiente.

4 RESULTADOS NUMÉRICOS Y DISCUSIONES

La metodología propuesta de PDO se implementa en un sistema de prueba real de 89 nodos del proyecto "Red Inteligente Caucete", ubicado en Argentina. Este sistema es trifásico balanceado de 13.2 kV que abastece a tres principales tipos de usuarios: Industrial (Ind), Comercial (Com) y residencial (Res). El diagrama unifilar del sistema se muestra en la Fig. 1. Los datos principales del sistema están disponibles en [7]. Con respecto a las variables de control, los BDC son fijos, es decir, conectado (1) o desconectado (0). Las posiciones del OLTC del transformador de la subestación varían entre 0.9 y 1.1 p.u. de la tensión nominal, con pasos de 0.0125. Los elementos de maniobra para RC pueden estar cerrados (1) o abiertos (0). Los límites del precio de venta de electricidad se fijan en 0.5 y 1.5 p.u., variando entre 0.05 y 0.15 $/kWh y con una discretización de 0.025. Los valores de elasticidad oscilan entre -0.3 y -0.7. Los costos para evaluar las pérdidas, violaciones de tensión y congestiones son 0.1, 0.35 y 1.0 $/kWh, respectivamente. Asimismo, los costos por conmutación de BDC, OLCT y RC son 4.0, 6.0 y 20.0 $/maniobra, respectivamente [5].
La capacidad de las baterías de los PEV se obtuvo de modelos comerciales disponibles en [8], como Tesla S, BMW i3 y Peugeot Partner Electric. Las funciones de probabilidad utilizadas para modelar el comportamiento PEV fueron: distribución lognormal $N(0.6, (0.1)^2)$ para el estado de carga al momento de la llegada, distribución normal $N(19{:}00, (1.5\ \text{h})^2)$ para la hora de llegada y distribución normal $N(7{:}00, (1\text{h})^2)$ para la hora de salida. Cabe mencionar que, dado que la PDO es determinista, se lleva a cabo el proceso de simulación PEV y se toma un escenario de carga para la planificación.

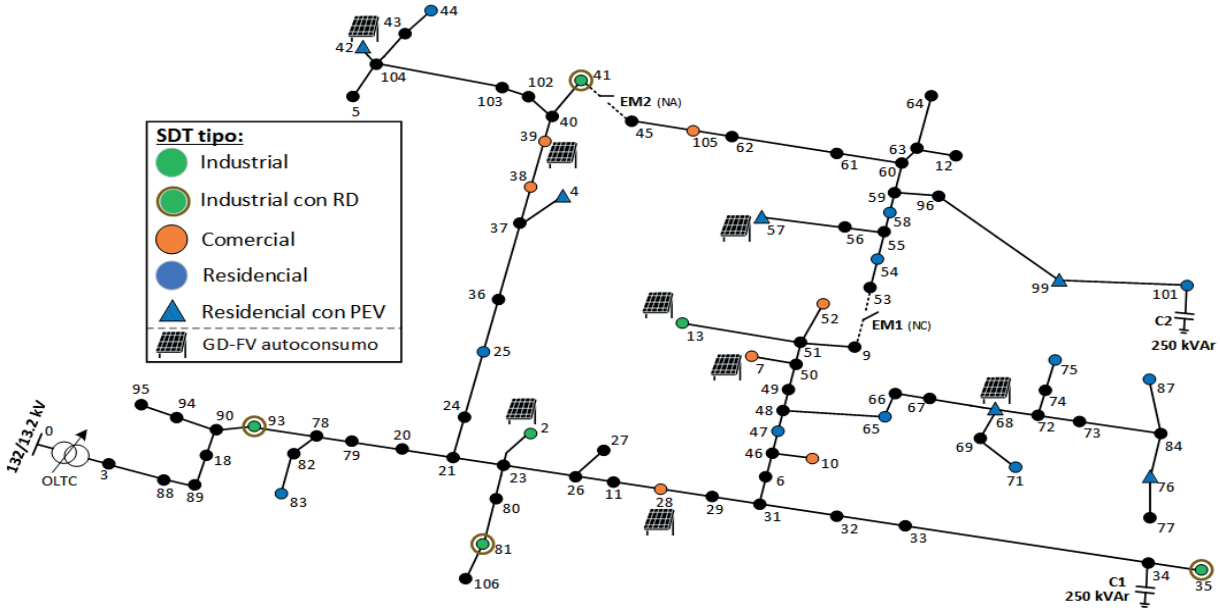


Fig. 1. Diagrama unifilar sistema de prueba Red Inteligente Caucete

4.1 Casos de Estudio

A continuación, se detallan los dos escenarios que exploran el comportamiento de la metodología de PDO.
Caso I: Todos los nodos del sistema tienen únicamente consumo de energía, excepto el nodo 57 y 68 que cuentan con GD-FV del 28 y 30%, en relación con su demanda pico, respectivamente (mediciones originales). Luego, con el fin de alcanzar estados operativos que requieran la gestión de los recursos controlables, ya sea por problemas de congestión en ramas, violaciones de tensión y, por supuesto, por reducción de pérdidas, los pronósticos de las potencias nodales de los SDT son escalados convenientemente de tal forma que se cumpla con el objetivo anterior. La Fig. 2-(a) muestra varios perfiles de carga de SDT para las siguientes 24 horas, donde la demanda máxima del sistema es de 4.7 MW durante la hora 14:00.
Caso II: Con el fin de evaluar cómo los DER afectan los estados operativos del sistema y consecuentemente las estrategias de planificación, se incorpora GD-FV en los nodos 2, 7, 13, 28, 39 y 42, y se integra PEV en los nodos 4, 42, 57, 68, 76 y 99, tal como se muestra en la Fig. 1. De igual manera, en la Fig. 2-(b) se muestran varios perfiles de carga del sistema, con una demanda máxima de 6.3 MW durante la hora 18:00.

4.2 Resultados

Esta sección presenta los resultados que justifican la necesidad de la metodología propuesta. Para simular los casos sin optimización, el OLTC mantiene su posición neutral, los BDC permanecen conectados, la configuración de red es la que se muestra en la Fig.1 y el precio de la energía es 0.1 $/kWh (precio de referencia (PREF)). En el Caso I, tras aplicar la PDO, el costo operativo se reduce de $11420.4 a $1721.9, y se obtiene la programación para el día siguiente (ver Fig. 3-(a)). Allí, se observa que la posición del OLTC (tap = 1.05 p.u.) y el estado de los BDC (=1, conectado) permanecen constantes durante las 24 horas. Los estados de los elementos de maniobra sugieren una reconfiguración, es decir, cierre de EM2 y apertura de EM1 para garantizar la restricción de radialidad. Los precios de venta presentan comportamientos similares en varias horas, destacando que los nodos 41 y 93 tienen una mayor participación en la IRD dentro de la PDO. A partir de esto, las pérdidas disminuyen (ver Fig. 3-(b)) y su costo se reduce en más del 13% (de $289.2 a $249.8). En cuanto a las violaciones de capacidad, la Fig. 3-(c) indica que las ramas *l*3-88 y *l*20-21 superan el límite máximo de operación de 0.8 p.u. Tras la PDO, la congestión en *l*20-21 se resuelve por completo gracias a la participación coordinada de CVV, RC e IRD. Sin embargo, en *l*3-88, aunque se eliminan las congestiones en varios periodos, entre las 14:00 y 18:00 - 21:00 solo se logra minimizar el inconveniente, lo que incrementará el costo diario de operación. Esta congestión persiste debido a la falta de disponibilidad de recurso IRD en el sistema, tal como se observa en la Fig. 3-(d), donde el precio en el nodo 81 alcanza su límite superior, provocando la máxima reducción de potencia disponible durante estas horas de mayor congestión. Por último, las tensiones convergen a valores superiores a la unidad y dentro de los límites operativos de 0.95 p.u. y 1.05 p.u., contribuyendo a la reducción de pérdidas.

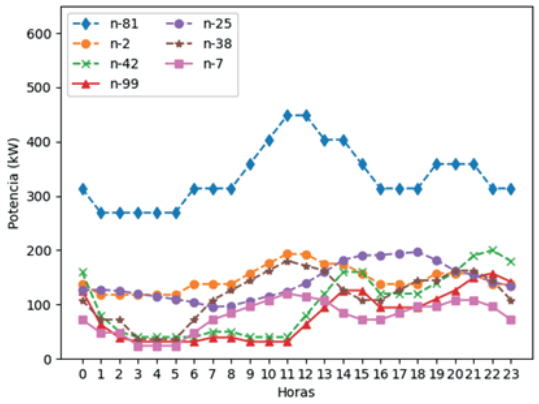


Fig. 2-(a). Perfiles de carga diarios - Caso I

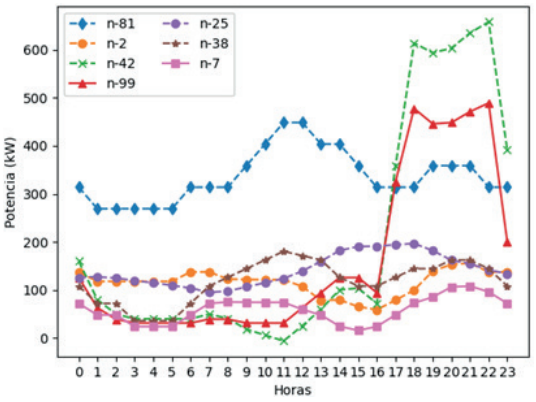


Fig. 2-(b). Perfiles de carga diarios - Caso II

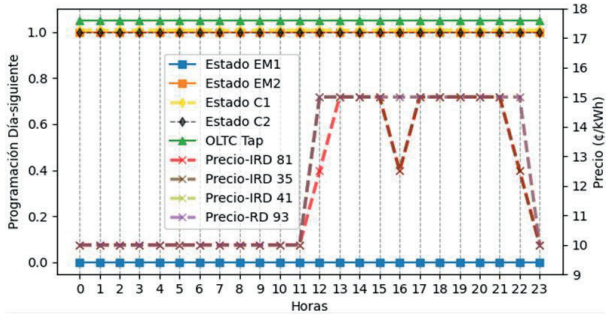


Fig. 3-(a). Programación del día siguiente - Caso I

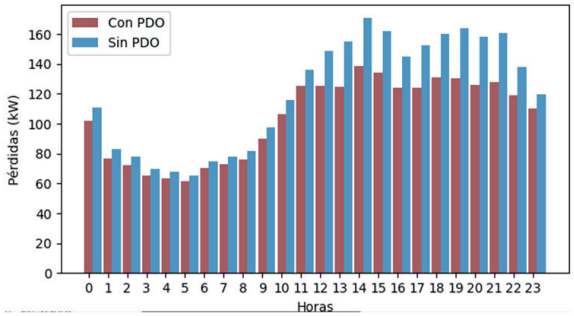


Fig. 3-(b). Reducción de pérdidas del sistema - Cs.I

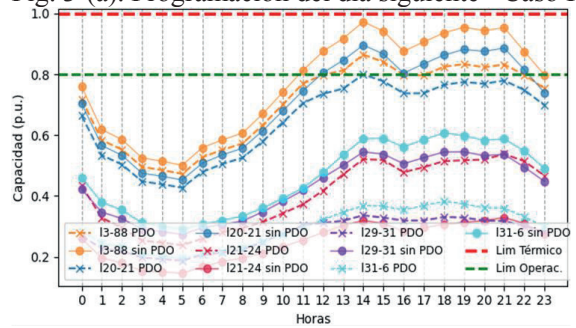


Fig. 3-(c). Minimización violaciones capacidad - Cs.I

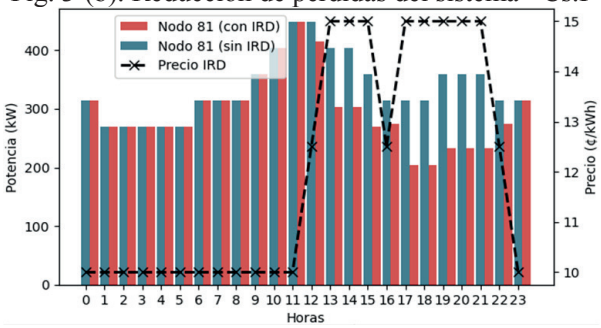


Fig. 3-(d). Programa de IRD nodo 81 - Cs.I

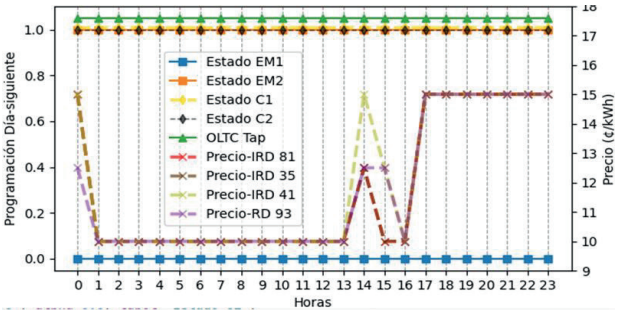


Fig. 4-(a). Programación del día siguiente - Caso II

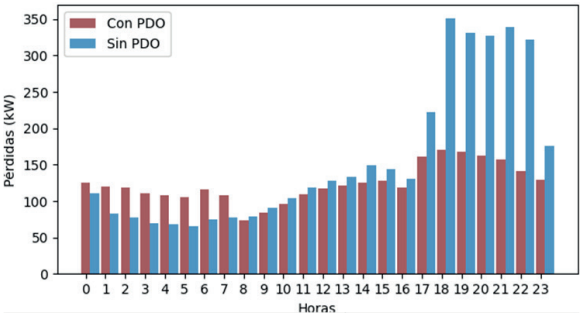


Fig. 4-(b). Reducción de pérdidas del sistema - Cs.II

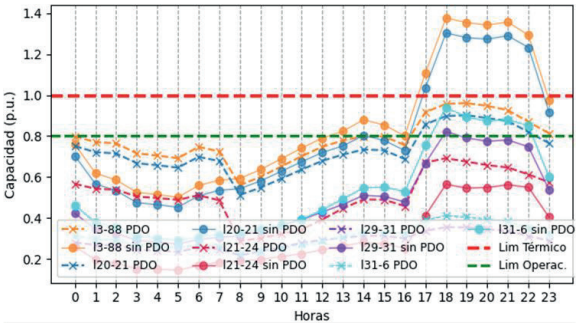


Fig. 4-(c). Minimización violaciones capacidad - Cs.II

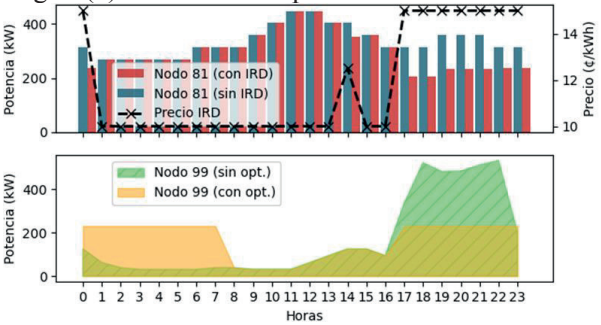


Fig. 4-(d). IRD nodo 81 y PEV nodo 99 - Cs.II

Por otro lado, en el Caso II, el costo diario de operación sin gestión es de $49056.3, reduciéndose a $7429.5 mediante la PDO. Esto se debe a una disminución del 21.1% en los costos de pérdidas, una eliminación del 100% en los costos de violaciones de tensión y una reducción del 85.5% en los costos de violaciones de capacidad. Asimismo, la Fig. 4 presenta la programación para el día siguiente, las reducciones de pérdidas, la gestión de sobrecargas, la IRD del nodo 81 y la gestión de carga de los PEV en el nodo 99 (SDT con capacidad nominal de 315 kVA) en cada hora, respectivamente. Cabe aclarar que, el escenario sin optimización considera los mismos criterios de ajuste de los recursos que el Caso I, sumado a que los PEV inician su carga al llegar a sus viviendas sin restricciones. Mientras que, en el escenario optimizado, los agregadores desplazan la carga de PEV, aplanando la curva de carga del SDT y reduciendo su demanda máxima (ver Fig. 4-(d)). En cuanto a las violaciones de capacidad (Fig. 4-(c)), las ramas *l*3-88, *l*20-21, *l*31-6 y *l*29-31 superan el límite operativo, con algunas ramas incluso excediendo su límite térmico (1.0 p.u.). Tras la coordinación entre los agregadores y el DSO, la congestión en *l*31-6 y *l*29-31 se resuelve por completo. No obstante, en *l*3-88 y *l*20-21, la congestión se reduce en varios periodos, excepto entre las 17:00 y 22:00, donde, aunque el problema se minimiza, ya no se supera el límite térmico. Esto conlleva, consecuentemente, a un aumento en los costos de operación debido a las congestiones persistentes. Notar que, de igual manera, las congestiones se mantienen debido a la falta de disponibilidad de recurso IRD en el sistema. En este sentido, la Distribuidora podría incentivar una mayor participación en la respuesta de la demanda, incluso ampliándola más allá de los grandes usuarios, o promover la integración de DER, brindando mayor flexibilidad en la operación. Esto se evidencia entre las 10:00 y 16:00 (comparando ambos casos), donde la GD-FV de autoconsumo contribuye a aliviar las congestiones, reduciendo la necesidad de recurrir a la IRD. Finalmente, la configuración de los dispositivos CVV y RC, muestra poca variabilidad a lo largo del día debido a los costos asociados con su conmutación. Está claro que no asignar costos provocaría un aumento significativo en la operación de estos, acelerando su desgaste y reduciendo la vida útil. Por lo que, un análisis de costos detallado asociado con el uso de los recursos es esencial para lograr una PDO efectiva desde el punto de vista técnico y económico.

5 CONCLUSIONES

Este trabajo presenta una metodología de planificación de la operación de corto plazo que integra el control Volt/Var, la reconfiguración de red y la respuesta de la demanda industrial, en conjunto con la coordinación de carga de vehículos eléctricos conectables, mediante agregadores. Los resultados de simulación, basados en datos reales del proyecto "Red Inteligente Caucete", evidencian una reducción significativa en los costos de operación, así como una disminución de las pérdidas de energía, violaciones de tensión y congestiones por las ramas. Sin embargo, en ciertas horas del día, la disponibilidad limitada de IRD restringe la capacidad del sistema para eliminar completamente las congestiones. Como trabajo futuro, se analizará la incorporación de generación renovable y almacenamiento como variables de control, ampliando así la flexibilidad operativa del sistema. De igual manera, se adoptará un enfoque estocástico que permita evaluar el impacto de las incertidumbres de los parámetros de entrada en la programación de los recursos controlables.

6 CITAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] IEE - Institute of Electric Energy, "Caucete Smart Grid Project." https://iee-unsjconicet.org/reid/ (accessed Nov. 15, 2024).

[2] M. H. K. Tushar and C. Assi, "Volt-VAR Control Through Joint Optimization of Capacitor Bank Switching and Renewable Energy," *IEEE Trans. Smart Grid*, Sep. 2018, doi: 10.1109/TSG.2017.2648509.

[3] V. Vijayan, et al, "A Blended Approach to Improve Reliability and Efficiency of EDN via Reconfiguration, Demand Response, and VVO," *IEEE Trans. Autom. Sci. Eng.*, Jan. 2024, doi: 10.1109/TASE.2022.3220523.

[4] G. E. Coria, et al, "A Framework for Determining a Prediction-Of-Use Tariff Aimed at Coordinating Aggregators of PEV," *Energies*, vol. 12, no. 23, p. 4487, Nov. 2019, doi: 10.3390/en12234487.

[5] M. Jurado, E. Salazar, M. Samper, R. Rosés, and D. Ojeda Esteybar, "Day-Ahead Operational Planning for DisCos Based on Demand Response Flexibility and VVC," *Energies*, Oct. 2023, doi: 10.3390/en16207045.

[6] M. Jurado, M. Samper, and R. Rosés, "An improved encoder-decoder-based CNN model for probabilistic short-term load and PV forecasting," *Electr. Power Syst. Res.*, Apr. 2023, doi: 10.1016/j.epsr.2023.109153.

[7] "Open-source projects and the research data repository of the Institute of Electrical Energy (IEE-UNSJ). Available:" https://sourceforge.net/u/repoieeunsjconi/profile/ (accessed Oct. 25, 2024).

[8] G. E. Coria, F. Penizzotto, and A. Romero, "Probabilistic Analysis of Impacts on Distribution Networks due to the Connection of Models of PEV," *IEEE Lat. Am. Trans.*, Dec. 2020, doi: 10.1109/TLA.2020.9400433.

Comité de Estúdios C2 - Operación y control de sistemas de potencia

METODOLOGÍA DESACOPLADA PARA LA IDENTIFICACIÓN Y CLASIFICACIÓN DE RESTRICCIONES EN EL ANÁLISIS DE SEGURIDAD DE LA OPERACIÓN DE SISTEMAS DE POTENCIA

D. Agudelo-Martínez*
XM S.A. E.S.P.
Colombia
dagudelo@xm.com.co

C.D. Londoño
XM S.A. E.S.P.
Colombia
clondono@xm.com.co

Resumen *– Este artículo aborda la necesidad de un procedimiento estructurado y escalable para el análisis y coordinación de las solicitudes de desconexión de equipos en los Sistemas Eléctricos de Potencia. La metodología propuesta automatiza el análisis de seguridad operativa, identifica las restricciones eléctricas asociadas a la desconexión de equipos, y prioriza aquellas desconexiones que requieren especial atención por parte del operador del sistema interconectado. Se proponen indicadores que permiten estimar el impacto eléctrico de las desconexiones, usando algoritmos de procesamiento de datos e inteligencia artificial, para ejecutar estas intervenciones de manera confiable, segura y económica. La metodología propuesta fue validada con información real del Sistema Interconectado Nacional colombiano – SIN utilizando ventanas de análisis de tipo semanal y semestral.*

Palabras clave: Operación de sistemas de potencia – Planeación de sistemas de potencia - Región segura de operación - Restricciones de red - Algoritmos de clasificación - Flexibilidad operativa - Factores lineales de sensibilidad (PTDF, OTDF) - Flujo de potencia DC - Programación lineal - Optimización de sistemas de potencia.

1 INTRODUCCIÓN

Las desconexiones programadas de equipos son actividades realizadas periódicamente en los sistemas eléctricos de potencia – SEP. Estas desconexiones permiten realizar diferentes tareas de mantenimiento, reparación y/o expansión de la red. Por lo tanto, el operador del sistema interconectado de potencia planea la ejecución de estas desconexiones y garantiza una operación segura, confiable y económica en red degradada, es decir, con menos elementos en servicio. De esta forma, son necesarias metodologías y herramientas robustas para planear, analizar y gestionar la operación de los SEP de forma eficiente.

El sistema interconectado nacional colombiano - SIN cuenta actualmente con 825 subestaciones con niveles de tensión entre 57.5 kV y 500 kV, una capacidad efectiva de generación de 21 GW y una demanda diaria de alrededor 220 GWh [1]. Está compuesto de 5 áreas operativas y un enlace internacional activo en 230 kV (Colombia-Ecuador) con una capacidad de intercambio de aproximadamente 10 GWh/día. La generación hidráulica representa un 63% de la matriz de generación, seguido de un 30% de generación térmica y un 6% de generación basada en inversores, teniendo una capacidad instalada superior a 1 GW en potencia pico de tecnología solar. Según la regulación colombiana, las contingencias sencillas N-1 son el criterio de confiabilidad utilizado para asegurar una operación segura, confiable y económica del sistema. Este criterio define las restricciones sobre los intercambios de potencia dentro y fuera de las áreas operativas, manteniendo las variables de los equipos y del sistema (corriente, tensiones, frecuencia) dentro de los rangos operativos considerados seguros.

* dagudelo@xm.com.co Calle 12 Sur #18-168 Medellín, Antioquia, Colombia.

El operador del SIN tiene dentro de sus funciones la gestión de las intervenciones a los equipos del sistema, la cual se realiza en instancias de tiempo semestral, semanal, diaria y en la operación de tiempo real. Las solicitudes de intervención a los equipos del SIN se conocen como Consignaciones Nacionales y se realizan a través de un sistema integrado de información operativa. La desconexión de equipos puede modificar las restricciones operativas naturales del sistema, también conocidas como restricciones en red completa, ya que cada desconexión o grupo de desconexiones simultáneas es un cambio a la topología original y debe ser considerada como una nueva topología con sus propias restricciones operativas. Por lo anterior, para el operador del sistema interconectado es necesario analizar el impacto que tienen las desconexiones de equipos, identificar las nuevas restricciones para cada topología resultante, y coordinar la separación o agrupamiento de desconexiones que representen un riesgo para la operación segura, confiable y económica del sistema eléctrico.

2 MARCO TEÓRICO

Los factores lineales de sensibilidad – FLS permiten estimar el impacto sobre el sistema al considerar variaciones de potencia (generación, demanda) en cada nodo del sistema analizado (Power Transfer Distribution Factors -PTDF) y la desconexión de equipos (Outage Transfer Distribution Factors - OTDF). Estos factores son calculados usando la potencia activa del sistema, por lo que la simplificación de flujo de potencia DC es utilizada (tensiones en 1 p.u. en todos los nodos, no considera flujo de potencia reactiva) [2] [3]. Estas aproximaciones lineales son ampliamente usadas en los problemas de flujos óptimos de potencia (Optimal Power Flow -OPF), con el fin de encontrar una solución cercana a la solución óptima, siendo una herramienta propicia para analizar redes con gran cantidad de elementos en tiempos cortos de procesamiento [4][5]. Adicional a los métodos determinísticos, los métodos de aprendizaje de máquina (Machine Learning) también han sido aplicados satisfactoriamente en los análisis de seguridad operativa en los sistemas de potencia, incrementando la robustez y rapidez de los análisis de seguridad operativa [6].

Por una parte, los factores PTDF son calculados según la ecuación (1):

$$PTDF_{i,j,l} = \frac{\Delta f_l}{\Delta P_{i,j}} \quad (1)$$

Donde:

- $PTDF_{i,j,l}$ corresponde al factor de distribución de flujo sobre el elemento l debido a una transferencia de potencia entre el nodo i y el nodo j.
- i es el nodo de entrada de potencia.
- j es el nodo de salida de potencia.
- l es el elemento línea o transformador.
- Δf_l corresponde al cambio del flujo de potencia activa en el elemento l cuando hay un cambio en la transferencia de potencia ΔP entre el nodo i y el nodo j.
- $\Delta P_{i,j}$ Cambio de potencia transferida entre el nodo i y el nodo j.

Partiendo del flujo inicial de potencia activa en el elemento l y la variación de potencia entre los nodos i y j, el flujo resultante después de la variación $\Delta P_{i,j}$ está dado por la ecuación (2):

$$f_l = f_l^0 + \Delta P_{i,j} * PTDF_{i,j,l} \quad (2)$$

Por otra parte, los factores OTDF están dados por la ecuación (3):

$$OTDF_{l,k} = \frac{\Delta f_l}{f_k^0} \quad (3)$$

Donde:

- $OTDF_{l,k}$ corresponde al factor de distribución de flujo sobre el elemento l debido a una contingencia en el elemento k.
- Δf_l es el cambio en el flujo de potencia activa en el elemento l.
- f_k^0 es el flujo de potencia en el elemento k previo a la contingencia.

Partiendo del flujo inicial de potencia activa en los elementos l y k, el flujo resultante después de la contingencia k está dado por la ecuación (4):

$$\tilde{f}_l = f_l^0 + f_k^0 * OTDF_{l,k} \quad (4)$$

De acuerdo con las ecuaciones (1) a (4), el flujo en el elemento l ante la contingencia k está dado por:

$$\tilde{f}_l = \left(f_l^0 + \Delta P_{i,j} * PTDF_{i,j,l}\right) + \left(f_k^0 + \Delta P_{i,j} * PTDF_{i,j,k}\right) * OTDF_{l,k}$$

$$\tilde{f}_l = \left(f_l^0 + f_k^0 * OTDF_{l,k}\right) + \Delta P_{i,j} * \left(PTDF_{i,j,l} + PTDF_{i,j,k} * OTDF_{l,k}\right) \quad (5)$$

Tomando como base los FLS y las ecuaciones (1) a (5) el operador del SIN ha desarrollado una herramienta para realizar análisis de seguridad de los SEP, la cual permite considerar todos los posibles escenarios de generación, identificando las restricciones no redundantes que delimitan el área segura de operación, y estimando de forma cuantitativa la flexibilidad operativa, definida como la capacidad del sistema para operar ante distintos escenarios de generación. Las restricciones operativas en la red de transmisión son representadas por medio de la metodología de cortes (Flowgates[7]), la cual limita la transferencia de potencia a través de uno o varios elementos para no superar su límite de cargabilidad ante una contingencia. En la Fig. 1 se muestra este análisis de forma gráfica para un sistema de 2 generadores, donde el área azul corresponde al área total posible de generación, las líneas naranjas representan las restricciones de transferencia de potencia activa en red completa ante contingencias N-1 y los límites de intercambio entre áreas; y el área verde corresponde a la región segura de operación en la cual se da cumplimiento a todas las restricciones.

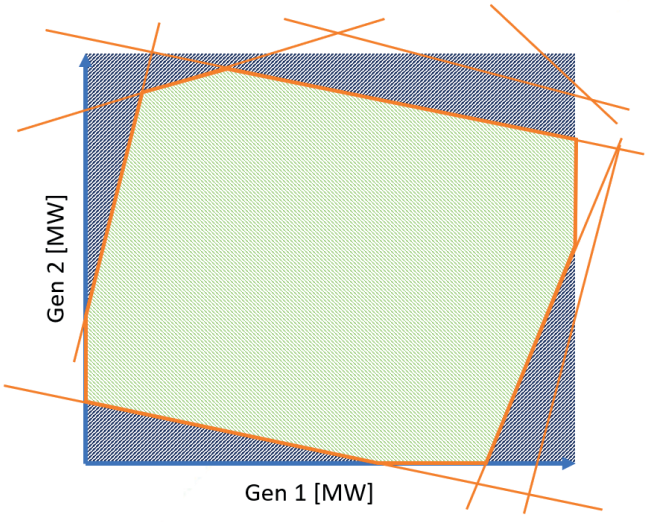


Fig. 1. Región segura de operación para un sistema de 2 generadores

Para cada caso de análisis, la herramienta requiere los conjuntos de elementos que serán considerados en la búsqueda de restricciones operativas (cortes): generadores, elementos cuya cargabilidad será monitoreada, contingencias, y aquellos que conforman los intercambios y límites entre áreas. En consecuencia, la flexibilidad operativa es estimada como la relación entre el área verde y el área total de la Fig. 1, y depende tanto de la topología como de los elementos seleccionados para el análisis.

La herramienta desarrollada identifica las restricciones operativas eléctricas (cortes) por medio del cálculo de los LODF y OTDF para una topología específica de red. Los cortes encontrados son preliminarmente clasificados por medio de niveles, según la criticidad de las restricciones encontradas. Así, en *Nivel 0* se encuentran aquellas restricciones que no es posible solucionar con acciones sobre la generación disponible, por tanto, siempre estarán activas sin importar el escenario de generación. En *Nivel 1* se identifican aquellas restricciones que delimitan la región o área segura de operación y que son controlables con los recursos de generación disponible. Para el *Nivel 2* y superiores se identifican restricciones que aparecen al ignorar las restricciones del nivel anterior. Este proceso es iterativo para los *N* niveles elegidos en los análisis (Fig. 2).

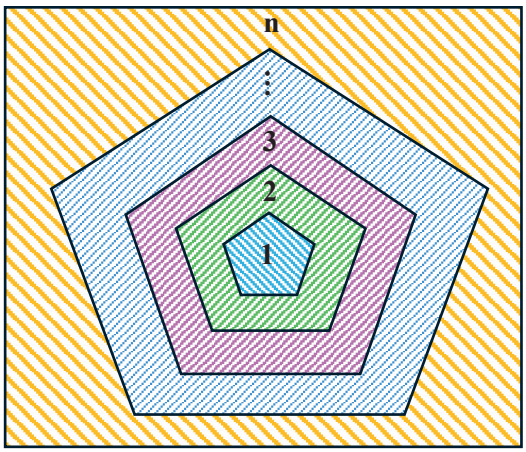


Fig. 2. Representación de las regiones seguras de operación según análisis por niveles

De esta forma, la herramienta entrega para cada análisis un modelo de red en la forma $AX \leq b$ que permite representar todas las restricciones identificadas, el cual puede ser incorporado en procesos de optimización como se muestra en la siguiente sección.

3 METODOLOGÍA

En la Fig. 3 se presenta un esquema con la metodología implementada. En la primera etapa se realiza la obtención de la *Información Externa*, la cual consiste principalmente en el cronograma de desconexiones solicitadas por los propietarios de los equipos, los pronósticos de las curvas de demanda estimadas para las ventanas de tiempo y la importación y configuración del modelo eléctrico a utilizar. La segunda etapa es de *Preprocesamiento*, en la cual se estima la cantidad de topologías que serán requeridas y se realiza una reducción a topologías no redundantes. También se consideran los periodos críticos de demanda con el fin de aumentar la eficiencia de todo el proceso. Finalmente, en esta etapa se configuran los conjuntos de elementos para el análisis según el área operativa donde se vayan a realizar las desconexiones programadas. En la tercera etapa se realiza el análisis de seguridad por medio de la *Identificación Desacoplada de Restricciones,* usando la herramienta desarrollada por el operador, la cual permite obtener las restricciones que delimitan las regiones seguras de operación y su modelo asociado. En la cuarta etapa, *Clasificación de Restricciones*, se calcula una serie de indicadores, se ejecutan procesos de optimización y se aplican los algoritmos de clasificación (reglas heurísticas y técnicas de inteligencia artificial) para el análisis de toda la meta data. Finalmente, la etapa de *Resultados* permite la priorización de las consignaciones solicitadas, permitiendo la identificación de aquellas restricciones que impactan significativamente la seguridad operativa. Esto permite al operador del sistema interconectado tomar decisiones preventivas para la coordinación de desconexiones de equipos, con el fin de reducir el impacto que estas tienen sobre la seguridad operativa del sistema.

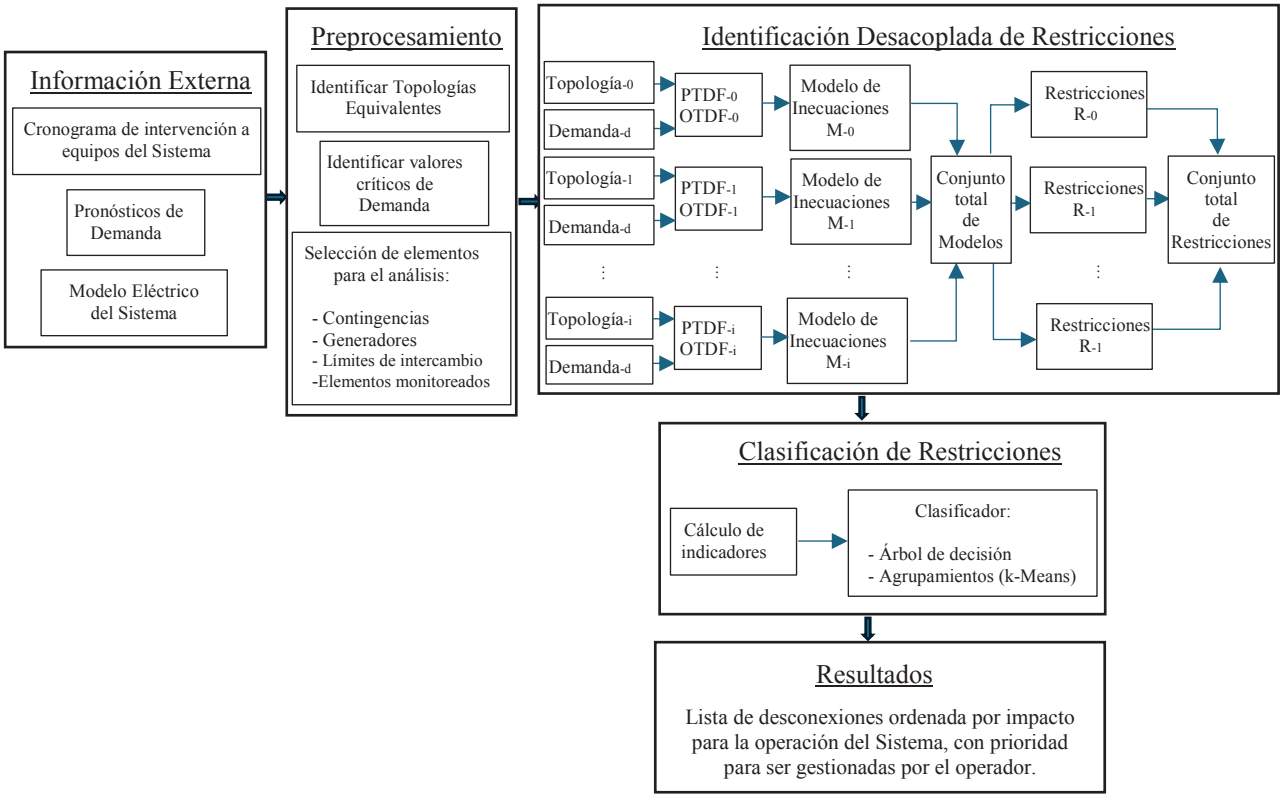


Fig. 3. Diagrama de la metodología implementada

3.1 Información Externa

En esta etapa se realiza la descarga de información relacionada con las solicitudes de desconexiones de los equipos que han sido ingresadas. Estas solicitudes consisten principalmente en el estado operativo del elemento, los equipos adicionales que son requeridos por condición de los trabajos y/o condiciones de seguridad, y la duración de estas desconexiones. En esta etapa también se realiza la configuración del modelo eléctrico que se utilizará dentro de los análisis y se cargan los pronósticos de demanda disponibles que serán usados.

En este trabajo fueron utilizados datos del sistema eléctrico colombiano que comprenden los horizontes de tiempo semanal y semestral, donde se tiene un promedio aproximado de 400 consignaciones solicitadas semanalmente y 3000 consignaciones solicitadas semestralmente.

3.2 Preprocesamiento

A partir de la información externa, la metodología identifica las desconexiones para la ventana de análisis y crea un conjunto de topologías equivalentes, de forma tal que cada topología obtenida representa: la red base sin desconexiones, la red con una sola desconexión, o la red con una combinación única de desconexiones en la misma área operativa. Los valores máximos de demanda se obtienen teniendo en cuenta el momento del día, con una curva de demanda bimodal, y el tipo de día, teniendo tres tipos: día ordinario, sábado, domingo/festivo. De esta forma, cada topología equivalente será evaluada en su correspondiente demanda crítica. En esta etapa se realizan dos procesamientos y reducciones de topologías por periodos horarios: una primera reducción se denomina individual y consiste en considerar cada consignación de forma independiente sin tener en cuenta las demás consignaciones solicitadas; la otra reducción se denomina simultánea, y considera las desconexiones simultáneas en cada periodo por subárea operativa del SEP. La etapa de preprocesamiento finaliza con la selección y configuración de los elementos a ser utilizados en los análisis: contingencias, generadores, límites de intercambio y elementos cuya cargabilidad será monitoreada.

3.3 Identificación Desacoplada de Restricciones

Los factores lineales de sensibilidad - FLS (PTDF, OTDF) serán calculados para cada una de las topologías identificadas en sus correspondientes periodos de demanda crítica. Una vez se han calculado estos factores, el modelo de inecuaciones recibe esta información y obtiene el conjunto de restricciones eléctricas asociadas a cada topología evaluada. La metodología varía la generación de los elementos de generación ejecutando cada una de las contingencias seleccionadas sobre el modelo de red, hasta encontrar sobrecargas en los elementos monitoreados, respetando los límites de intercambio entre las áreas operativas del SIN. Durante el proceso se eliminan las restricciones redundantes, es decir, restricciones que no estarán activas bajo ningún escenario de generación evaluado; sólo son consideradas aquellas restricciones que puedan ser activadas. Por la naturaleza lineal del cálculo de los factores de sensibilidad, se implementó una arquitectura computacional paralelizada que permite el procesamiento de cada topología equivalente de forma simultánea. Al finalizar esta etapa se tiene un conjunto total unificado de restricciones operativas asociadas a las topologías evaluadas en cada periodo de demanda y en cada una de las áreas operativas.

3.4 Clasificación de Restricciones

Utilizando el modelo de red que refleja las restricciones encontradas para cada uno de los análisis, y considerando las unidades de generación de cada área, se construyen modelos de optimización lineales para cada topología analizada y se calculan las generaciones máximas y mínimas posibles para cada caso, con el fin de cuantificar el impacto de las desconexiones e identificar atrapamientos y requerimientos de mínima generación. Con los resultados obtenidos, se han implementado los indicadores mostrados en la TABLA I, como una forma de cuantificar el impacto asociado a las desconexiones de los equipos.

TABLA I. INDICADORES PROPUESTOS PARA DIMENSIONAR EL IMPACTO ELÉCTRICO DE UNA CONSIGNACIÓN NACIONAL

Nombre indicador	Descripción	Definición
Flexibilidad	Cuantificación de la región segura de generación. Representa la cantidad de escenarios de generación seguros respecto a la cantidad total de escenarios posibles de generación.	$Flexibilidad(\%) = \frac{\sum Escenarios\ seguros_{gen}}{\sum Escenarios\ totales_{gen}}$
Nuevas restricciones	Restricciones debido a las desconexiones de los equipos respecto al caso con red completa (sin la desconexión de los equipos)	$\sum_{i=1}^{Topologias} Cortes_i - Cortes_{base} \neq 0$
Restricciones inflexibles	Restricciones que no se pueden cubrir con los recursos de generación disponibles	$\sum Cortes_{Nivel=0} > 0$
Generación mínima	Mínima generación necesaria para operar el sistema en un punto seguro	$min \sum_{i=1}^{Generadores} MW_{gen\,i}$ $s.a.:$ $Restricciones\ Nivel\ 1\ en\ la\ forma: AX \leq B$
Generación máxima	Máxima generación posible para operar el sistema en un punto seguro	$max \sum_{i=1}^{Generadores} MW_{gen\,i}$ $s.a.:$ $Restricciones\ Nivel\ 1\ en\ la\ forma: AX \leq B$
Restricciones limitantes de generación	Restricciones que se activan y limitan la generación mínima y máxima	$\sum_{i=1}^{Topologias} Cortes_i \mid G = G_{min} > 0$ $\sum_{i=1}^{Topologias} Cortes_i \mid G = G_{max} < Capacidad\ Instalada$

Reducción de confiabilidad	Circuitos radiales resultantes de las desconexiones de equipos	-

La clasificación de restricciones mostrada en la Fig. 2 utiliza dos enfoques: árboles de decisión (clasificación supervisada) y estimación de categorías (clasificación no supervisada). Las siguientes herramientas fueron desarrolladas para su implementación:

3.4.1 Árbol de decisión

El árbol de decisión implementado está basado en la experiencia sobre análisis de las consignaciones del operador del SIN, el impacto eléctrico que estas tienen sobre el sistema y las características operativas de las subáreas que lo componen. En la TABLA II se describen las reglas heurísticas implementas en el presente trabajo con el fin de identificar desconexiones de impacto para el SIN.

TABLA II. REGLAS IMPLEMENTADAS PARA LA CONSTRUCCIÓN DEL ÁRBOL DE DECISIÓN

Nombre Regla	Descripción
Restricciones inflexibles	Identificar si en el caso analizado se presentan restricciones que no pueden ser solucionadas con las unidades de generación disponibles.
Restricciones nuevas de nivel 1	Número total de restricciones nuevas ocasionadas por las desconexiones analizadas y asociadas al nivel 1 de análisis respecto al caso base (red completa).
Delta de flexibilidad normalizado	Diferencia de flexibilidad entre el caso con desconexiones y el caso base (red completa) y se normaliza respecto a este último.
Cambio en generación máxima	Cuantificar el impacto para la generación máxima que puede ser despachada de forma segura cumpliendo las restricciones identificadas para el nivel 1 de análisis.
Cambio en generación mínima	Cuantificar el impacto para la generación mínima que debe ser despachada con el fin de que el sistema opere de forma segura y cumpla las restricciones identificadas para el nivel 1 de análisis.
Flexibilidad cero desde caso base	Consiste en identificar si en el caso de red completa no se cuenta con una región segura de operación y la flexibilidad del sistema es cero.

3.4.2 K-means

Es un método de clasificación no supervisado, el cual segmenta los datos originales y crea grupos (clusters) con características similares.

Con base en estas herramientas, las consignaciones son etiquetadas en orden de prioridad para ser gestionadas por el operador del SEP, es decir, tomar una o varias de las siguientes acciones:

- Desplazar consignaciones a otros horarios con distintos valores de demanda.
- Desplazar consignaciones a otros días con distintos valores de demanda.
- Coordinar la separación o agrupamiento de consignaciones según el impacto eléctrico que tienen sus simultaneidades.
- Coordinar con los propietarios de los equipos que solicitan las desconexiones para buscar alternativas que disminuyan el impacto de los trabajos.

4 RESULTADOS

En esta sección se presentan los resultados obtenidos al aplicar la metodología propuesta con la información real de desconexiones solicitadas por los dueños de los equipos de potencia al operador del SEP de Colombia en diferentes ventanas de tiempo. Se han usado dos ventanas semanales, semanas número 47 y 48 del año 2024, comprendidas entre lunes y domingo, y una ventana del Plan Semestral de Mantenimientos – PSM entre el 01 de octubre del 2024 al 31 de marzo de 2025. La reducción de topologías explicada en la sección 3.2 fue

aplicada con base en la información de entrada y los resultados de este proceso se presentan en la TABLA III, donde se observa el impacto de reducir las topologías a analizar con el fin de optimizar los recursos y aumentar la eficiencia de todo el proceso, disminuyendo los tiempos de análisis ya que no se analizan topologías redundantes. Las características del equipo de cómputo utilizado para este trabajo son 64 GB de memoria RAM y un procesador i7 - 13700K de décimo tercera generación.

TABLA III. REDUCCIÓN DE TOPOLOGÍAS DE CONSIGNACIONES

Ventana de análisis	Cantidad total de consignaciones con desconexión de equipos	Total de topologías por periodo horario		Porcentaje de topologías reducidas a ser analizadas (%)	
		Individual	Simultáneo	Individual	Simultáneo
Semana 47 del 2024	140	5669	1885	4.25	10.55
Semana 48 del 2024	161	6505	1943	3.50	10.55
PSM 2 del 2024	1264	78567	31539	2.25	6.17

En la TABLA IV se presentan los resultados después de aplicar las reglas heurísticas del árbol de decisión, definidas en la sección 3.4.1, a las topologías de consignaciones reducidas. Se observa que el operador del SIN debe realizar gestiones y análisis más detallados en cerca del 6% de las topologías individuales y en promedio al 2.5% de las topologías simultáneas.

TABLA IV. PRIORIZACIÓN DE CONSIGNACIONES SEGÚN CLASIFICADOR SUPERVISADO (ÁRBOL DE DECISIÓN)

Ventana de análisis	Topologías analizadas		Topologías con gestión prioritaria (%)		Tiempo total de solución (h)	
	Individual	Simultáneo	Individual	Simultáneo	Individual	Simultáneo
Semana 47 del 2024	241	199	6.22	1.50	2	1.5
Semana 48 del 2024	228	205	6.14	2.92	1.5	1.4
PSM 2 del 2024	1775	1947	6.42	3.13	8.6	9.4

Como ejemplo particular se menciona un caso de topología simultánea de análisis que fue identificado al aplicar la metodología propuesta en este trabajo, el cual consistía en 3 consignaciones nacionales para la subárea operativa "G" que fueron solicitadas de manera coincidente y en las cuales si se ejecutaran de forma independiente no se generarían restricciones relevantes para la operación del SIN y se operaría el sistema con una flexibilidad de 65% en el peor de los casos, pero en cambio sí se ejecutaran como fueron inicialmente solicitadas se operaría con una flexibilidad del 31% (reducción del 34% en la flexibilidad del sistema). Para este caso el operador del SIN solicitó a los dueños de los equipos de potencia que realizaran las desconexiones solicitadas de forma independiente, logrando reducir el impacto para el sistema y permitiendo que este operase con una mayor flexibilidad operativa.

El método de clasificación no supervisado k-means fue aplicado a varios de los indicadores mostrados en la TABLA I. Fueron exploradas varias relaciones, por ejemplo, ΔFlexibilidad vs. Nuevas Restricciones, ΔGeneración Máxima y ΔGeneración Mínima vs. ΔFlexibilidad, ΔGeneración Máxima vs. ΔGeneración Mínima, etc. De estas relaciones, ΔFlexibilidad vs. Nuevas Restricciones mostró resultados acordes con la experiencia operativa de la desconexión de equipos en el SIN. Como ejemplo particular se muestra la clasificación de las topologías priorizadas en la Fig. 4 para la ventana de análisis PSM 2 del 2024, en donde existen, por una parte, topologías con altas reducciones de flexibilidad operativa y un incremento leve de nuevas restricciones (Grupo 1), y por otra parte, topologías con un alto número de nuevas restricciones en nivel 1 pero con cambios leves de flexibilidad (Grupo 2). Por lo tanto, la gestión priorizada se realiza sobre las topologías identificadas en el Grupo 1.

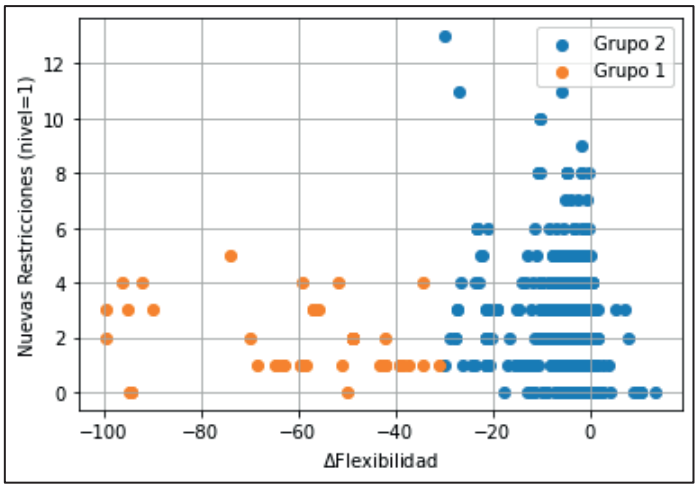


Fig. 4. Clasificación de desconexiones mediante el método de k-means para la ventana de análisis PSM 2 del 2024

La TABLA V muestra los resultados de la aplicación del método k-means a las mismas tres ventanas de análisis descritas en la TABLA III. El algoritmo identificó dos (2) grupos principales para todas las ventanas de tiempo analizadas, lo que indica la existencia de un umbral en términos de la flexibilidad y las nuevas restricciones en *Nivel 1*. Adicionalmente, la metodología varía este umbral automáticamente en función de los datos analizados, por lo que es una métrica robusta y adaptable para ser usada en diferentes ventanas de análisis. Finalmente, los resultados muestran que menos del 5% de las topologías analizadas requiere una gestión prioritaria.

TABLA V. PRIORIZACIÓN DE CONSIGNACIONES SEGÚN CLASIFICADOR NO SUPERVISADO (K-MEANS)

Ventana de análisis	**Cantidad total de consignaciones con desconexión de equipos**	**Clasificación no supervisada (k-means)**			
		Número de grupos detectados		**Topologías con gestión prioritaria (%)**	
		Individual	**Simultáneo**	**Individual**	**Simultáneo**
Semana 47 del 2024	140	2	2	4.35	4.67
Semana 48 del 2024	161	2	2	2.76	3.80
PSM 2 del 2024	1264	2	2	1.60	3.45

Los resultados del árbol de decisión de la TABLA IV y los resultados del clasificador no supervisado de la TABLA V son complementarios. Estos dos métodos permiten la identificación de aquellas solicitudes de desconexión de equipos con mayor impacto y que pueden afectar la seguridad y confiabilidad de la operación del SIN.

5 CONCLUSIONES

Mediante la metodología implementada en este trabajo se logra aumentar la eficiencia y oportunidad en los análisis de desconexiones de elementos de los SEP. Esta metodología permite a los analistas eléctricos contar con herramientas automatizadas que asistan en la programación y solicitud de desconexiones.

Se implementó una metodología que permite identificar las topologías representativas y no redundantes, lo que permite aumentar la eficiencia en el proceso ya que no se repiten análisis que representen una condición equivalente.

Se definen diferentes indicadores para cuantificar el impacto eléctrico asociado a desconexiones programadas de elementos de los SEP, permitiéndole a los analistas de desconexiones de equipos la identificación de condiciones de alto impacto para la operación del sistema, las cuales deben ser gestionadas y tramitadas con mayor detalle con el fin de disminuir su impacto.

La metodología implementada permite que no se requiera de una amplia experiencia y conocimiento de operación del SEP para identificar desconexiones complejas y de gran impacto.

Se aplican métodos supervisados y no supervisados en el análisis de los SEP con el fin de clasificar e identificar condiciones de desconexiones de equipos que son de alta complejidad y alto impacto para el sistema.

Como trabajos futuros se consideran: exploración de técnicas que incluyan los impactos sobre las tensiones del SEP en los análisis de seguridad operativa; clasificación de desconexiones según su costo operativo; análisis predictivo de las combinaciones óptimas de desconexiones.

6 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] XM, “En el primer semestre del 2024, con el ingreso de 40 proyectos nuevos, se fortalece la seguridad del Sistema Interconectado Nacional”, [En línea]. 02 08 2024. Disponible en: https://www.xm.com.co/noticias/7028-en-el-primer-semestre-del-2024-con-el-ingreso-de-40-proyectos-nuevos-se-fortalece-la.

[2] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, and G. B. Sheble, Power Generation, Operation and Control, edicion: 3. auflage. ed. Hoboken, New Jersey: Wiley John + Sons, 2014.

[3] J. D. Gómez and C. E. Borda, "Operational Flexibility in Power Systems — A Geometrical View," *2019 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, Atlanta, GA, USA, 2019, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM40551.2019.8974032.

[4] J. L. Cremer, “Polynomial Line Outage Distribution Factors for Estimating Expected Congestion and Security”, IEEE Transactions on Power Systems. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), pp. 1–12, 2024. doi: 10.1109/tpwrs.2024.3463410.

[5] T. Valencia-Zuluaga et al., "A Fast Decomposition Method to Solve a Security-Constrained Optimal Power Flow (SCOPF) Problem Through Constraint Handling," in IEEE Access, vol. 9, pp. 52812-52824, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3067206.

[6] N. Popli, E. Davoodi, F. Capitanescu and L. Wehenkel, "Machine Learning Based Binding Contingency Pre-Selection for AC-PSCOPF Calculations," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 39, no. 2, pp. 4751-4754, March 2024, doi: 10.1109/TPWRS.2023.3338971.

[7] ENTSOE, "Key Concepts and Definitions for Transmission Access Products," Final Report, April 2001. Disponible en: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/etso/Congestion_Management/Key%20Concepts%20for%20Transmission%20Access%20Products.pdf.

Comitê de Estudos C2 – Operação e controle de sistemas de potência

ANÁLISE DO PROBLEMA DE ESTABILIDADE DE TENSÃO FRENTE À VARIAÇÃO DE PATAMAR DE CARGA E INFLUÊNCIA DE MMGD

Wuanda Letícia da Silva Moraes*
Instituto Militar de Engenharia – IME
Universidade Federal do Pará - UFPA
Brasil
wuanda.moraes@ime.eb.br
wuanda.moraes@itec.ufpa.br

Marcos Vinícius Pimentel Teixeira
Instituto Militar de Engenharia - IME
Brasil
pimentel@ime.eb.br

Wellington da Silva Fonseca
Universidade Federal do Pará - UFPA
Brasil
fonseca@ufpa.br

Ubiratan Holanda Bezerra
Universidade Federal do Pará - UFPA
Brasil
bira@ufpa.br

Wesley Rodrigues Heringer
Universidade Federal do Pará - UFPA
Brasil
wesheringer@gmail.com

Resumo *– No presente trabalho apresenta-se um caso real de instabilidade de tensão em eixo de subtransmissão (138 kV) do sistema Ourém – Santa Maria do Pará – Salinópolis, ocasionado pela perda de controle de tensão a partir dos seus dispositivos, isto é, bancos capacitores e reguladores de tensão. A condição é agravada pela variação de carga típica da região e pela forte inserção de mini e microgeração distribuída. O estudo de caso, simulado a partir de dados reais do eixo supracitado, subsidia a análise e as ações propostas para mitigar a possibilidade de instabilidade e serve para apontar novos cenários de operação e regulação de tensão frente à forte inserção dos recursos energéticos distribuídos como a mini e microgeração distribuída, mobilidade elétrica e armazenamento de energia.*

Palavras-chave: Subtransmissão - Estabilidade de Tensão – Controle de Tensão – Proteção de Sobrecorrente – Geração Distribuída – Recursos Energéticos Distribuídos.

1 INTRODUÇÃO

A estabilidade de tensão é definida como a capacidade do sistema em manter as tensões em todas as barras dentro dos limites normais de operação após uma perturbação [1].

Por outro lado, a instabilidade de tensão ocorre quando, em ao menos uma barra do sistema, acontece afundamento (ou elevação), de tensão [2] de forma abrupta e irrecuperável, após uma perturbação [1][3].

Esse problema da estabilidade de tensão está associado à máxima injeção de potência em barras da rede e à possibilidade do controle de tensão ter efeito oposto ao esperado [3].

O critério para estabilidade de tensão a pequenas perturbações estabelece que a operação será instável se, em pelo menos uma barra do sistema, o módulo da tensão diminui (aumenta) conforme a injeção de potência reativa nessa barra aumenta (diminui). Em outras palavras, as grandezas tensão nodal e potência reativa injetada apresentam relação inversa [1][3].

O controle de tensão clássico nos sistemas de potência é realizado a partir da compensação de potência reativa, e o efeito da ação de controle pode ser analisado através das curvas *PV* e *VQ*.

A curva *PV* (também chamada de curva do nariz) representa a relação entre *P* e *V*, sedo o método mais conhecido para ilustrar o fenômeno da estabilidade de tensão. Essa curva é traçada a partir de uma série de cálculos do fluxo de potência considerando diferentes níveis de demanda de carga. Para esses cálculos, adota-se como constantes o fator de potência da carga e a tensão nas barras de geração. O ponto de máxima

transferência de potência (isto é, a ponta da curva do nariz), é conhecido como Ponto Crítico, ou Limite de Estabilidade de Tensão (LET) [3][4].

A curva *VQ* representa a relação entre *V e Q* (para um determinado valor fixo de *P*) é obtida através de sucessivos cálculos de fluxo de potência no qual se considera um gerador fictício (com seus limites de geração de potência reativa relaxados e sem geração de potência ativa), conectado na barra selecionada. Isto possibilita variar a geração (absorção) de potência reativa injetada (drenada) na barra e, desta maneira, modificar o nível de tensão da mesma. Essas características podem ser obtidas mais facilmente do que as características *PV* para sistemas com uma estrutura do tipo não-radial e são mais adequados para examinar os requisitos para compensação de potência reativa [3]. O critério da curva *VQ*, determina que, uma vez que todos os dispositivos para controle de potência reativa são projetados para funcionar satisfatoriamente quando um aumento *Q* é acompanhado por um aumento *V*, a operação do lado direito da curva *VQ* é dada como estável, e do lado esquerdo como instável. Além disso, o ponto mínimo da curva *VQ* é chamado o Limite de Estabilidade de Tensão por definir o menor valor de potência reativa para operação estável do sistema [3].

Novos desafios para operação surgiram com o massivo crescimento da geração distribuída conectada à rede via inversores. Deste modo, o principal objetivo desse artigo é analisar a estabilidade de tensão à pequenas perturbações (através da construção das curvas *PV* e *VQ*) em redes com alta penetração das fontes supracitadas.

2 A ESTABILIDADE DE TENSÃO EM REDES COM ALTA PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.

O crescimento das fontes interfaceadas por inversores (do inglês, *Inverter-Based Resources - IBR*), trouxeram uma nova configuração aos sistemas de potência, e consequentemente aos problemas de estabilidade. A principal diferença consiste na operação dinâmica dos IBR, comparados aos convencionais geradores síncronos [5].

Essas novas fontes conhecidas como RES (*Renaweble Energy Source),* não provém a inércia mecânica dos geradores síncronos, portanto possuem baixa inércia, que comprometem a estabilidade dos sistemas [6]. Uma vez que os geradores tradicionais são substituídos pelas RES, a inércia global dos sistemas tende a cair, oferecendo risco a segurança operacional. Além da baixa contribuição em inércia, e consequente baixa potência de curto-circuito, essas fontes possuem uma corrente de curto limitada durante as faltas [5].

Dado que a inércia decresce, o ROCOF (*Rate-of-Change-of-Frequency)* tende a crescer, ou seja, a excursão da frequência pode provocar variações na magnitude das tensões, que podem mudar significativamente [7], ocasionando a instabilidade de tensão.

Diante desse novo cenário operacional, a classificação da estabilidade nos sistemas de potência, passou por revisão, onde foi incluído os fenômenos: *"Converter-Driven Stability"* e "*Resonance Stability",* motivados pelo crescimento dos IBR nos sistemas de potência.

O fenômeno "*Converter-Driven Stability"* classifica-se como a interação de dinâmica rápida entre os elementos de controle do sistema como IBR, HVDC e FACTS; e a interação de dinâmica lenta, com componentes como limitadores de tensão ou comutadores sob carga.

Por outro lado, "*Resonance Stability"* é associada a ressonância eletromecânica, podendo se manifestar de duas formas: ressonância torcional e ressonância elétrica.

Na Figura 1 apresenta-se a nova classificação de estabilidade nos sistemas de potência segundo [5].

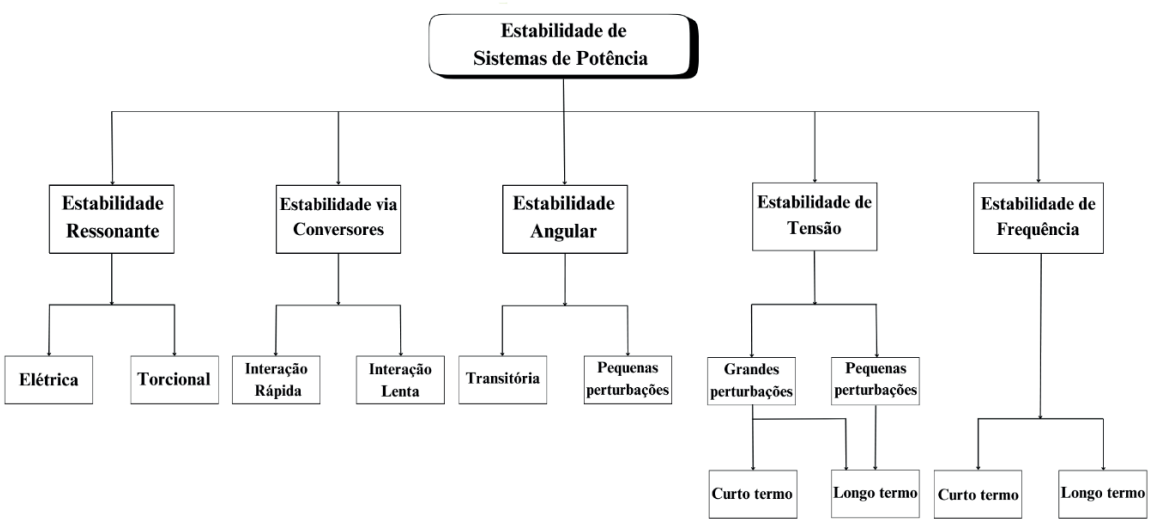


Fig 1 - Classificação de Estabilidade em Sistemas de Potência
Fonte: adaptado [5]

3 ESTUDO DE CASO

O sistema alvo deste artigo, apresentado na Figura 2, consiste em uma rede de subtransmissão de 138 kV com dois patamares e características de carga distintas.

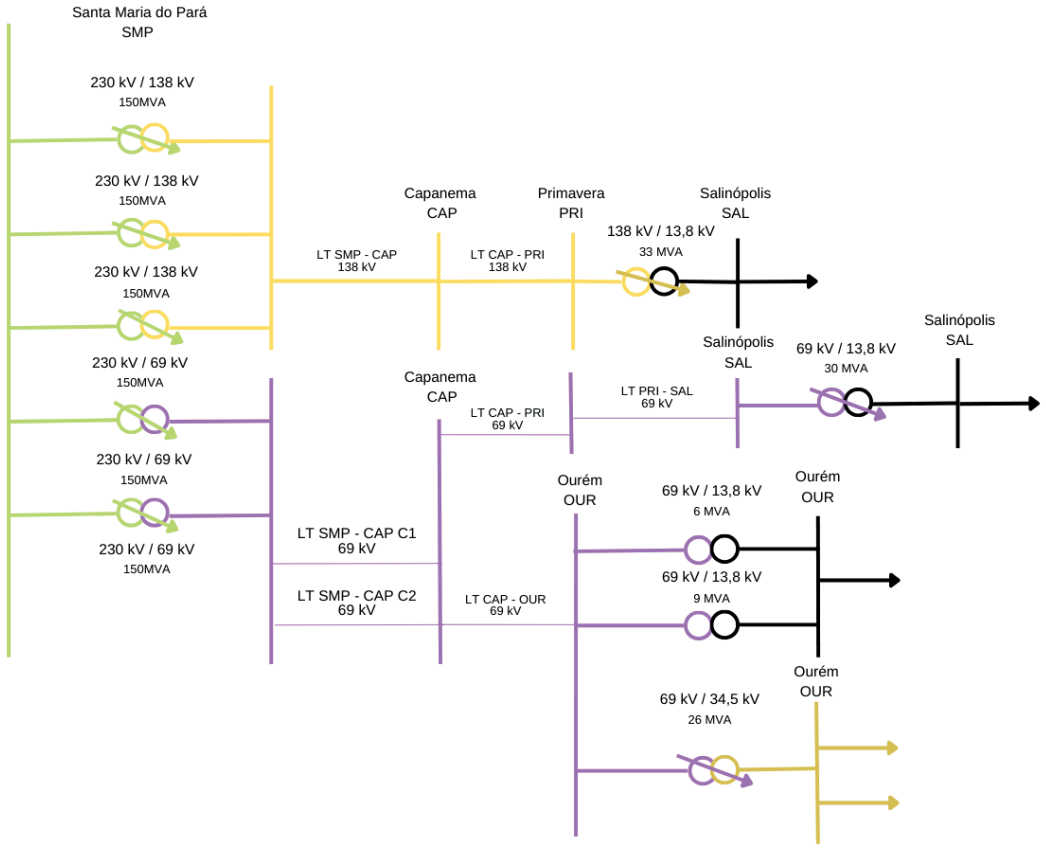


Fig. 2 - Sistema Ourém – Santa Maria do Pará – Salinópolis
Fonte: autora

O eixo do sistema Santa Maria do Pará - Ourém (SMP – OUR) caracteriza-se pela forte participação de motores de indução, por conta da presença de indústrias. O caso mais típico de instabilidade de tensão de curto termo é a parada de motores de indução após uma grande perturbação [5]. Durante uma falta, por exemplo, os motores de indução desaceleram o que ocasiona o aumento do consumo de corrente e potência reativa. Com isso, a tensão deveria crescer seguindo o comportamento da potência e corrente; no entanto, neste cenário de falta, o afundamento de tensão torna-se pior, devido à demanda de potência reativa, podendo provocar um colapso de tensão.

O eixo Santa Maria do Pará - Salinópolis (SMP – SAL) é caracterizado pela variação significativa de carga ao longo do ano devido à sua localização litorânea e turística, com períodos distintos de alta e baixa temporada. Além disso, esse eixo apresenta uma elevada penetração de mini e microgeração distribuída (MMGD), especialmente na baixa tensão (BT), alcançando 10 MW de injeção de potência ativa. Nas Tabelas 01 e 02 mostram-se os níveis de carga dos eixos mencionados, bem como a penetração de MMGD.

Tabela 1 – Demandas no eixo OUR-SMP-SAL

LOCAL	BAIXA TEMPORADA		ALTA TEMPORADA	
	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
OURÉM	2,94	1,48	5,67	1,96
SALINÓPOLIS	13,32	4,38	25,7	8,45

Fonte: autora

Tabela 2 – Potência Instalada MMGD

LOCAL	RESIDENCIAL (MW)	RURAL (MW)	COMERCIAL (MW)	INDUSTRIAL (MW)	TOTAL (MW)
OURÉM	810	37,6	190,2	75	1,1
SANTA MARIA	273,1	367,83	648,25	0	1,2
SALINAS	10940,6	44,5	2039,97	90	13,11
OUR-SMP-SAL	12023,7	449,93	2878,42	165	15,51

Fonte: [9]

Para promover o controle de tensão, ambos os eixos possuem bancos capacitores *shunt* em suas barras, reguladores de tensão (RT) ao longo de seus alimentadores na média tensão (13,8 e 34,5 kV) e dois trafos com comutadores sob carga.

Na Tabela 3 apresenta-se a quantidade e a potência dos bancos capacitores *shunt* ligados às barras nos eixos citados.

Tabela 3 – Distribuição de bancos capacitores

BARRA	TENSÃO (kV)	QUANTIDADE BC (UN)	POTÊNCIA TOTAL BC (Mvar)
SMP	69	4	13,4
OUR	69	1	5
SAL	13,8	3	8,4
OUR	13,8	2	5,4

Fonte: autora

Nos momentos de alta demanda em um dos eixos (Ourém – Salinópolis), todos os bancos capacitores são ligados. Todavia a alta corrente provocada pela carga, supera a capacidade dos comutadores sob carga, provocando sobrecarga nos trafos de força e ocasionando a perda do controle de tensão pelos reguladores, visto que muitas vezes essa corrente supera o ajuste do equipamento e/ou a corrente nominal do banco.

Para corrigir a perturbação, aumentou-se a potência no eixo Salinópolis, conectando-o ao 138/13,8 kV, apresentado na Figura 2, e implementou-se grupo de ajustes nos bancos reguladores de tensão, para patamares de carga alta, baixa, e intervalos de grande inserção de MMGD.

No cenário onde todos os bancos capacitores estão ligados, espera-se que a tensão esteja dentro dos limites adequados conforme o módulo 8 do PRODIST [10]. No entanto, o comportamento é inverso ao esperado, as correntes tendem a subir, sensibilizando as proteções de sobrecorrente dos sistemas, ao passo que a tensão afunda, chegando ao colapso e desligando as barras de 13,8 kV.

4 SIMULAÇÃO E RESULTADOS

Para analisar a instabilidade dos eixos mencionados, utilizou-se o sistema na Figura 2, onde Salinópolis já está conectado diretamente ao 138 kV (ficando o 69 kV do eixo SAL de *backup* para momentos de interrupção do 138 kV).

Assim, o fluxo de carga continuado foi executado considerando cenários de carga leve e pesada, e foram plotadas as curvas *PV* e *QV* para as barras de carga.

4.1 Cenário carga leve

No cenário carga leve foi considerado plena geração da MMGD, totalizando 15,5 MW de injeção de potência ativa; carga de 16,2 MW; e todos bancos *shunts* ligados.

Na Figura 3 apresenta-se as curvas *PV* nos lados de alta e baixa nas barras do eixo SAL-OUR.

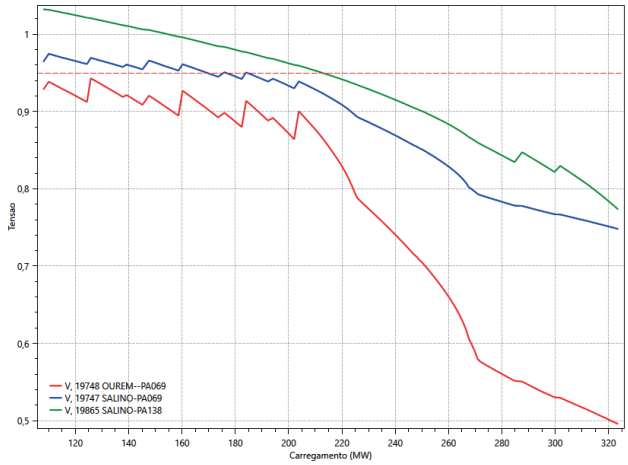


Fig. 3-(a). Curva *PV* lado de alta – carga leve

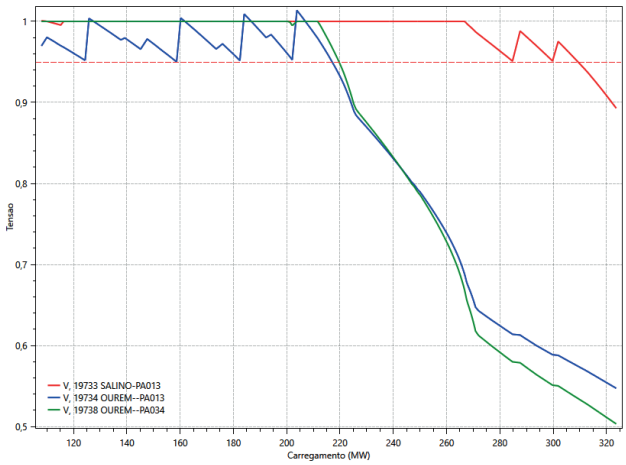


Fig. 3-(b). Curva *PV* lado de baixa – carga leve

No lado de alta (Fig. 3 (a)), a barra SAL-138 kV (curva verde) apresenta uma margem de estabilidade de 43 MW, em relação a barra de 69 kV (curva azul). Por outro lado, a barra OUR de 69 kV (curva vermelha) apresenta afundamento de tensão durante toda a simulação.

No lado de baixa (Fig. 3 (b)), a barra SAL-13,8 kV (curva vermelha) mantém-se estável até atingir 266 MW, a partir desse momento, e com a atuação dos bancos *shunts* que provocam o dente de serra na curva, a tensão tende a cair infringindo o limite de tensão ao atingir 309 MW. No eixo Ourém, as barras 13,8 kV (curva azul) e 34,5 kV (curva verde) possuem margens de 204 MW e 210 MW, respectivamente.

Na Figura 4 apresenta-se as curvas *VQ* para os lados de alta e baixa do sistema no cenário carga leve.

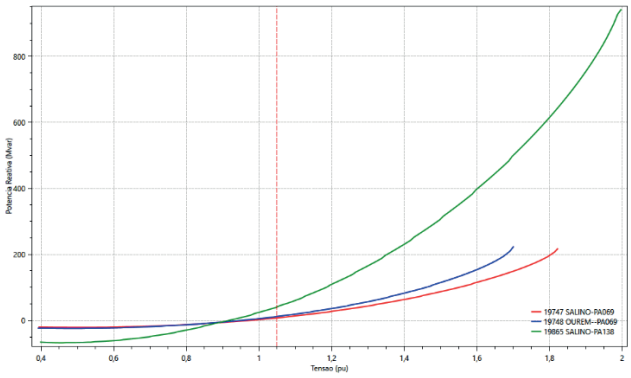


Fig. 4-(a). Curva *VQ* lado de alta – carga leve

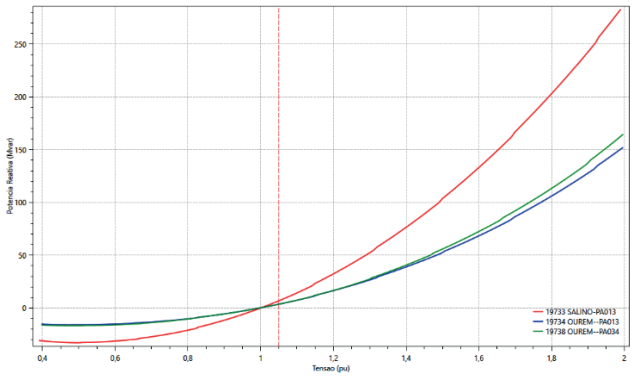


Fig. 4-(b). Curva *VQ* lado de baixa – carga leve

No lado de alta, o eixo de Salinópolis em 138kV torna-se mais resiliente a injeção de potência reativa, necessitando de uma injeção de 40 Mvar (conforme a curva verde na Fig. 4 (a)) para levar o sistema a ultrapassar o limite superior de tensão em regime permanente, 1,05 pu [10]. No eixo de Ourém em 69 kV (curva azul na Fig. 4 (a)), a margem para injeção de potência reativa sem ultrapassar o limite de tensão de 1,05 pu, é de até 12 Mvar, 30% menor em relação a conexão em 138 kV. Para as demais barras no lado de baixa a sensibilidade da tensão à variação de *Q* é muito maior.

Na Tabela 4 apresenta-se o resultado da simulação para o cenário de carga leve.

Tabela 4 – Simulação cenário carga leve

BARRA	TENSÃO (kV)	LIMITE DE CARREGAMENTO (MW)	LIMITE DE CARREGAMENTO (Mvar)
SAL	138	212	40
SAL	69	169	7,5
SAL	13,8	266	6,7
OUR	69	Instável	12
OUR	34,5	210	3,6
OUR	13,8	204	3,6

4.2 Cenário carga pesada

Para o cenário de carga pesada, foi considerado a plena geração da MMGD, totalizando 15,5 MW de injeção de potência ativa; carga de 31,37 MW; e todos os bancos *shunts* ligados.

Na Figura 5 apresenta-se as curvas *PV* nos lados de alta e baixa nas barras do eixo SAL-OUR.

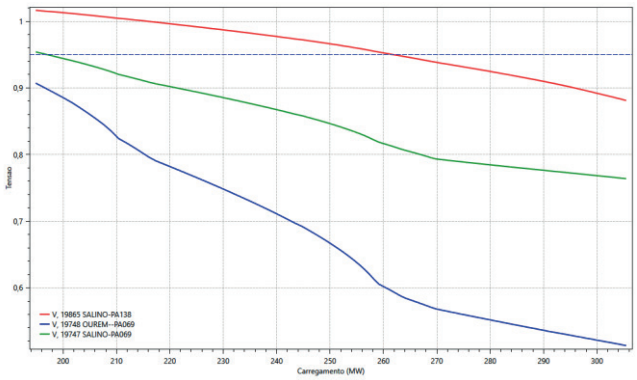


Fig. 5-(a). Curva *PV* lado de alta – carga pesada

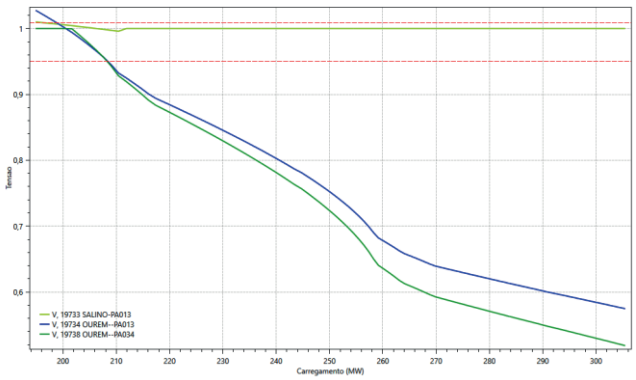


Fig. 5-(b). Curva *PV* lado de baixa – carga pesada

Para o sistema 138 / 13,8 kV o lado de alta tende a ter afundamento de tensão a partir de 260 MW (conforme curva vermelha na Fig. 5(a)), mantendo-se estável no lado de baixa (curva verde claro na Fig. 5

(b)). No entanto, os sistemas onde o lado de alta é 69 kV apresentam instabilidade em todos os cenários de carregamento a partir de 200MW no lado de alta (curvas verde e azul na Fig. 5 (a)), e a partir de 208 MW no lado de baixa (curvas azul e verde escuro na Fig. 5 (b)), onde o sistema chega ao colapso de tensão.

Na Figura 6 apresenta-se as curvas *VQ* para os lados de alta e baixa do sistema no cenário carga pesada.

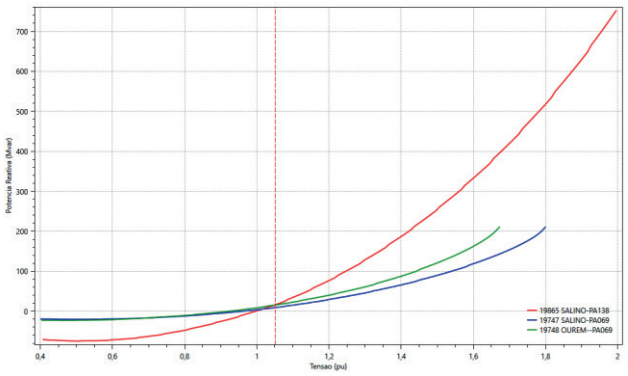


Fig. 6-(a). Curva *VQ* lado de alta – carga pesada

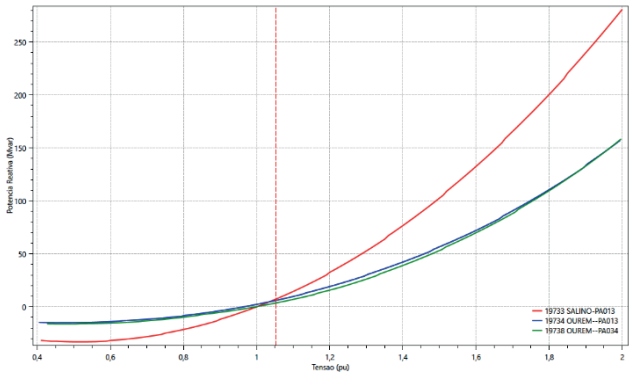


Fig. 6-(b). Curva *VQ* lado de baixa – carga pesada

No cenário carga pesada, a sensibilidade de injeção de *Q* no eixo em 138 kV de Salinópolis reduz em 38,7% em relação ao cenário de carga leve (curva vermelha na Fig. 6 (a)), ao passo que as barras de 69 kV de OUR – SAL (curvas verde e azul, respectivamente, na Fig. 6 (a)) percebem relativo aumento de sensibilidade em 29% e 18%, porém acompanhadas de cenários de instabilidade considerando a curva *PV*. No lado de baixa o maior ganho de sensibilidade para variação de *Q*, ocorre na barra de 13,8 kV no eixo OUR, correspondendo a um aumento de 66%, todavia esse aumento também é acompanhado do cenário de instabilidade considerando a curva *PV*. Ou seja, ao passo que *Q* aumentou, a tensão teve comportamento inverso ao esperado, colapsando.

A Tabela 5 apresenta o resultado da simulação para o cenário de carga pesada.

Tabela 5 – Simulação cenário carga pesada

BARRA	TENSÃO (kV)	LIMITE DE CARREGAMENTO (MW)	LIMITE DE CARREGAMENTO (Mvar)
SAL	138	260	15,9
SAL	69	Instável	8,9
SAL	13,8	Estável	7,2
OUR	69	Instável	15,5
OUR	34,5	261,6	3,6
OUR	13,8	Instável	6

4.3 Ações de Controle

Como mencionado, no lado de média tensão há bancos reguladores de tensão que operam por fase, regulando as tensões de maneira independente, e há também bancos capacitores (BC) a jusante dos RT.

Devido a influência da MMGD, foi estabelecido grupos de ajustes para diferentes faixas de regulação de tensão. Na Tabela 6 apresenta-se um exemplo dos grupos de ajuste adotados.

Tabela 6 – Grupos de ajuste para reguladores de tensão

GRUPO DE AJUSTE	PU	TENSÃO BASE (kV)	TENSÃO REGULADA (kV)	RESTRIÇÃO In - RT (%)
G1	0,98	13,8	13,524	sem restrição
G2	1	13,8	13,8	33
G3	1,02	13,8	14,076	69

O grupo de ajuste G1 considera o cenário de carga leve com máxima injeção da MMGD sem limitação da corrente nominal de operação do RT. Portanto trabalha-se com a tensão regulada abaixo de 1 pu, a fim de garantir uma margem segura para a injeção de potência ativa, sem ocasionar sobretensão na média tensão.

Com o aumento da carga, implementou-se ajustes orientandos pela corrente nominal do RT (In). Caso a demanda supere em 100% a corrente nominal do RT, este é ajustado para parar de comutar e travar, a fim de preservar sua condição operacional.

Um agravante para operação do RT, são as alocações de BC após a sua instalação. Assim como nas barras de subestações, os BC nos alimentadores, são projetados para ganhos de tensões nos finais dos alimentadores. Porém, a ação conjunta dos BC na média tensão, junto a MMGD contribuem com corrente relevante no sistema, na direção oposta ao lado fonte (subestação), podendo chegar a um momento em que o RT começa a identificar um fluxo de potência inverso. A saúde do RT é preservada desde que seja ajustado para este tipo de cenário, podendo continuar com a regulação de tensão até o limite de corrente imposto. No entanto os transformadores da média tensão, normalmente, não possuem TAP variável, que pode acarretar redução de vida útil por não operarem com fluxo de potência inverso.

Todavia, os RT perdem a sua capacidade de regulação nos cenários de alto patamar de carga porque os BC do lado fonte estão todos fechados, os BC fixos na média tensão também estão fechados e há plena geração da MMGD.

5. CONCLUSÃO

As simulações apresentadas mostraram um sistema operando no extremo limite da estabilidade de tensão na subtransmissão. Apesar do artigo abordar um corte do sistema, as simulações levaram em consideração toda região nordeste do estado do Pará, com características distintas de carga, e mais MMGD conectadas. O aumento do transformador de força e consequente conexão de um dos eixos no 138 kV proporcionou um ganho de margem de estabilidade em 43 MW no cenário carga leve, e uma operação estável no lado de alta até 260MW no cenário de carga pesada. A mesma medida, de aumento de potência, vem sendo implementada no eixo Ourém, porém esta é uma ação limitada, dado que o aumento de potência é restrito.

Na média tensão, os ajustes dos RT passaram a ser elaborados a partir de grupos onde a variável de controle é a corrente. Porém, em cenários de maior inserção de Recursos Energéticos Distribuídos (RED) e operação com bancos capacitores fixos na média tensão, o controle através da corrente pode ser violado.

Considerando o aumento da eletromobilidade e regulamentação do armazenamento de energia na média tensão há dois cenários bem-marcados, a de dreno maior de corrente nos momentos de carga do veículo elétrico e dos sistemas de armazenamento de energia (SAE), e os momentos de descarga com injeção de corrente na rede. Neste momento, tanto os SAE, quanto os veículos elétricos (vistos como grandes baterias dinâmicas, pois se locomovem) podem ser operados como possíveis ativos reguladores de tensão em cenários mais disruptivos.

Por fim, a operação ótima dos BC na subtransmissão e na média tensão, também seguem acompanhadas de ações de controle. Os BC na subtransmissão já operam e chaveam seguindo o perfil de tensão da rede, porém os BC na média tensão (MT) seguem fixos. Estes últimos devem ser automatizados e chavear dependendo da necessidade.

Diante de todos os cenários expostos, há o aumento dos conversores nas redes, onde migramos cada vez mais do conceito de estabilidade clássico, para a revisão desta, apresentada na Figura 1.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Kundur, P. *Power System Stability and Control.* McGraw-Hill, EUA, 1994.

[2] Taylor, C. W. *Power System Voltage Stability*. McGraw-Hill, EUA, 1994.

[3] Teixeira, M. V. P. *Análises Estática e Dinâmica da Atuação de Equipamentos de Controle de Tensão.* Tese de Doutorado, DEE, PUC-Rio, 2016.

[4] Van Cutsen, T.; Vournas, C. *Voltage Stability of Electric Power Systems.* Kluwer Academic Publishers, 1998.

[5] Hatziargyriou, N.; *et al*. *Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended*. IEEE Trans. Power System, vol. 36, julho 2021.

[6] Krahmer, S.; Ecklebe, S.; Schegner, P. *Application of Stability Analisys of Q(V)- Characeristic Controls Related to the Converter-Driven Stability in Distribution Networks.* IEEE Trans. Industry Aplpications, vol. 60, junho 2024

[7] Kundur, P; *et al. Definition and Classification of Power System Stability.* IEEE Trans. Power System, vol. 19, maio 2004.

[8] Tonkoski, R.; *et al. Virtual Inertia: Current Trends and Future Directions.* Applied Sciences. MDPI, 2017.

[9] ANEEL a. *Relação de empreendimentos de Mini e Miro geração Distribuída*. Dados abertos, https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/relacao-de-empreendimentos-de-geracao-distribuida

[10] ANEEL b. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica – Módulo 8.* PRODIST.

Comitê de Estudos C2 - Operação e controle de sistemas de potência

Previsão de impacto em rede elétrica por fenômenos meteorológicos

J.R. SILVA*
SIMEPAR
Brasil
jeova.silva@simepar.br

C.A. BENETI
SIMEPAR
Brasil
cesarbeneti@gmail.com

R.T. INOUYE
SIMEPAR
Brasil
rafael.toshio@simepar.br

S.R. PAZ
SIMEPAR
Brasil
sheila.paz@simepar.br

M.V. CARDOSO
COPEL
Brasil
marcos.cardoso@copel.com

Resumo *– O monitoramento de interrupções na rede elétrica é um trabalho central que toda distribuidora precisa manter ininterruptamente sob o risco de prejuízo à qualidade do serviço prestado. Interrupções por fenômenos meteorológicos adversos representam uma porcentagem significativa de todas as interrupções acidentais, por se tratar de eventos com grande abrangência espacial. Este trabalho teve como objetivo demonstrar como um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento pode construir soluções para problemas reais em um curto espaço de tempo, utilizando metodologias atuais e inovadoras. O uso de inteligência artificial, associada ao entendimento do negócio pode criar contextos que possibilitem o desenvolvimento de melhores modelos com um escopo mais definido, o que melhora a perspectiva do cliente sobre o desenvolvimento do produto. O trabalho em tela abordará as principais dificuldades e melhores estratégias na confecção de um modelo de risco meteorológico para o setor de distribuição elétrica.. O projeto estudou a vulnerabilidade do sistema elétrico para cada município e, como resultado, forneceu um modelo de previsão de interrupção na rede elétrica devido a causas meteorológicas. O modelo entrega o risco meteorológico numa grade cartesiana com resolução espacial de 1 km e uma estimativa de Unidades Consumidoras (UCs) interrompidas por município. O operador de distribuição de energia toma as decisões baseado nas informações espaço-temporais que recebe através de uma página Web e de um aplicativo de celular, até 5 dias antes.*

Palavras-chave: Eventos extremos, Distribuição, Energia, Elétrica, Inteligência Artificial

*jeova.silva@simepar.br

1 INTRODUÇÃO

As interrupções no fornecimento de energia elétrica, causadas por fenômenos meteorológicos adversos (FMA), representam um desafio significativo para a sociedade, impactando a vida cotidiana, a economia e sua produtividade de maneira geral. Companhias elétricas com malha de distribuição predominantemente aérea, estão amplamente suscetíveis aos impactos de FMA, tais como chuvas intensas, vendavais, granizo, descargas atmosféricas e extremos de temperatura.

Como estes eventos têm uma significativa abrangência espacial, o impacto aos consumidores é alto, uma vez que a mão de obra técnica pode ser insuficiente para a cobertura da área afetada. FMA representam uma fração majoritária das ocorrências de interrupções acidentais registradas nas redes aéreas, podendo chegar a metade das interrupções acidentais que não são derivadas de falhas da própria rede, mas de natureza ambiental. Desta forma, o projeto foi pensado para estabelecer uma conexão quantitativa entre as previsões de variáveis meteorológicas e as interrupções.

Contudo, existem equipamentos com automações que podem auxiliar em eventos de interrupções (desligamentos não programados), é o caso dos Religadores Automáticos (RA). Esse tipo de equipamento possui uma característica de religamento independente de ação direta humana. Em caso de falha no religamento, o operador de uma dada companhia elétrica pode, através de uma automação, manobrar outros RAs a fim de mitigar o impacto nas Unidades Consumidoras (UC). Essa manobra consiste em alterar a fonte de alimentação de um RA interrompido para outro até um estado mínimo de UCs sem energia elétrica. Um RA pode alimentar centenas de UCs simultaneamente e ter vários quilômetros de extensão.

As companhias de distribuição elétrica no Brasil, em posse da concessão da malha de transmissão da União, têm o compromisso de prestar serviço de qualidade, mantendo, continuamente, o fornecimento adequado de energia elétrica aos seus consumidores. Métricas de monitoramento são utilizadas para fiscalização, e as companhias devem prestar contas ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), sob risco de penalidades, multas e até mesmo a perda da concessão.

As principais métricas que as companhias elétricas monitoram são os indicadores de continuidade coletivos DEC (Duração Equivalente de interrupção por unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de interrupção por unidade Consumidora). A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é a instituição responsável por garantir a qualidade de atendimento à demanda do setor elétrico. Através de Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico (PRODIST), ela monitora a continuidade do serviço através desses e outros indicadores, podendo a companhia elétrica ter que compensar financeiramente os consumidores em casos que ultrapassem limites aceitáveis desses índices [1].

Dessa forma, é de sumária importância financeira para as companhias elétricas a antecipação de situações que possam acarretar o aumento desses indicadores. Por exemplo, em dias com previsão de FMA, a fim de mitigar o tempo de consumidor interrompido, a inteligência logística da operação das companhias deve reforçar o sobreaviso de funcionários nas regiões que serão impactadas para estarem prontos para atendimento de manutenção das linhas.

No cenário global de mudanças climáticas, é esperado um aumento na frequência e intensidade de eventos extremos que podem levar às falhas nos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica [2]. Por outro lado,[3] demonstraram que a ingestão de variáveis meteorológicas, como precipitação e rajadas de vento, em modelos de previsão de interrupção baseados em aprendizado de máquina, tem um papel importante na redução de incertezas.

Todo este trabalho faz parte da continuação de um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P & D) ainda em andamento. O projeto anterior foi finalizado e, entre outras entregas, tem-se como produto final um ambiente web, chamado AlertaDis, onde os operadores da companhia elétrica podem ver a atmosfera em tempo real e recebem alertas de impacto meteorológico enviados 1) por meteorologistas, da parte executora do projeto, que monitoram a área do cliente 24h por dia e 2) por um modelo de IA.

O formato da previsão do modelo é dado em dois formatos temporais, o primeiro faz previsão para as próximas 3 horas a cada hora, e o segundo faz um panorama diário para o dia atual e os próximos 4 dias. Os meteorologistas monitoram 24 horas por dia e também enviam alertas de tempestades para as próximas 2 horas e fazem uma reunião de planejamento semanal com os gestores regionais sobre o sobreaviso da próxima semana.

Dado o exposto, este trabalho tem como objetivo principal, reportar o desenvolvimento feito, até o momento, da atualização do modelo de impacto meteorológico, visando a futura estimativa de UC interrompidas. Discutindo as dificuldades encontradas e principalmente, as melhores estratégias encontradas para a construção de solução deste problema em caráter de inovação.

2 Materiais e métodos

2.1 Contexto e execução do projeto

A execução do projeto foi planejada baseando-se em metodologias ágeis como Scrum e CRISP-DM (Cross Industry Standard Process for Data Mining). A utilização de Sprints para planejamento e execução das atividades, garante entregas mais frequentes, onde o produto final é continuamente avaliado e, consequentemente, aperfeiçoado, garantindo uma entrega final melhor ajustada às necessidades do cliente. O CRISP-DM é a metodologia responsável por integrar o conhecimento técnico dos cientistas de dados às necessidades de negócio do cliente.

Para os cálculos das métricas de continuidade citadas na seção anterior, apenas eventos com duração igual ou superior a 3 minutos são considerados. São chamados de falhas momentâneas. Contudo, para a análise e caracterização dos gatilhos de interrupções nos ativos de distribuição por FMA, esse tipo de interrupção pode ser considerada, contanto que sua causalidade seja previamente validada. Nesse contexto, a quantidade de Unidades Consumidores (UC) afetadas é utilizada como medida da intensidade do evento junto com a contagem de ativos interrompidos num dado intervalo de tempo. No caso deste trabalho, focaremos no modelo de previsão horária.

2.2 Entendimento do problema e design de solução

Apesar de já haver um entendimento geral do problema por parte da empresa executora do projeto, foram realizadas sessões de imersão do time de cientistas de dados no ambiente operacional do cliente, onde foram entrevistados diversos colaboradores, para que fosse construída uma percepção mais generalizada do problema. Tendo como premissa que uma maior gama de perspectivas pudesse gerar uma percepção menos enviesada. Além disso, o principal benefício prático disso, foi a elaboração de um dataset mais adequado à modelagem do evento desejado, interrupção.

Por se tratar de um produto inovador, sendo um novo sistema, há de ser considerado um planejamento de implementação e de inclusão do ambiente à cultura da empresa. O produto deve ser recebido com uma expectativa positiva. Contudo, como a solução é inovadora, ou seja, não há nada similar no mercado, erros devem ser evitados e a apresentação do produto deve vir acompanhada de maturidade.

Pensando nisso, foi construído um ambiente web para experimentação, uma espécie de laboratório. O framework utilizado para esse ambiente é de código aberto, uso gratuito, chamado Streamlit. Neste ambiente são testados produtos e visualizações por um time selecionado pelo cliente. Com isso, antes do lançamento de atualizações no ambiente operacional, é possível ter mais confiança que a atualização, de fato, trará melhores resultados.

Esse ambiente, por ser mais simples, não necessita do suporte da TI e pode ser atualizado e mantido pelos cientistas de dados, minimizando o aporte em Horas-Homem (HH) e melhorando outras métricas de suporte, como *Service Level Agreement* (SLA) *First Call Resolution* (FCR) e *Mean Time To Repair* (MTTR).

2.3 Dados utilizados

2.3.1 Dados de interrupção

A base de dados de interrupções disponível contempla todo o Paraná e está contido no intervalo de janeiro de 2020 até junho de 2023. Contudo, foram utilizados apenas dados de 2022, por se tratar de um ano com maior número de FMAs. Essa base de dados indica a hora e local da interrupção, qual o ativo danificado, quantas Unidades Consumidoras foram impactadas de acordo com o estado atual de manobras do ativo, descrição da causa (ou simplesmente não identificada) entre outras informações.

Além desses, a Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD) também foi utilizada para mapeamento espacial dos ativos, sejam eles chaves, Unidades Consumidoras, subestações, Religadores Automáticos, linhas de transmissão de alta e média tensão, etc.

Um Religador Automático (RA) é um tipo de chave com grande valor para a operação das companhias de distribuição. Um RA pode ser tanto de linha (linhas de transmissão) ou de ponto (acoplado a um poste, por exemplo). As chaves RAs são equipamentos com automação e podem ser manobradas à distância. Com efeito, é possível mitigar o impacto de um trecho maior do alimentador associado. Alguns RAs ainda têm a capacidade de religarem sozinhos quando associados à outro RA alimentador.

Este trabalho teve como foco apenas as chaves do tipo Religador Automático (RA). Para além das qualidades descritas anteriormente, os principais motivos para isso são: a) agrega o maior número de UC interrompidas (Fig. 1), b) impacto médio significativo (em termos de UC) e c) alta amostragem de eventos de interrupção.

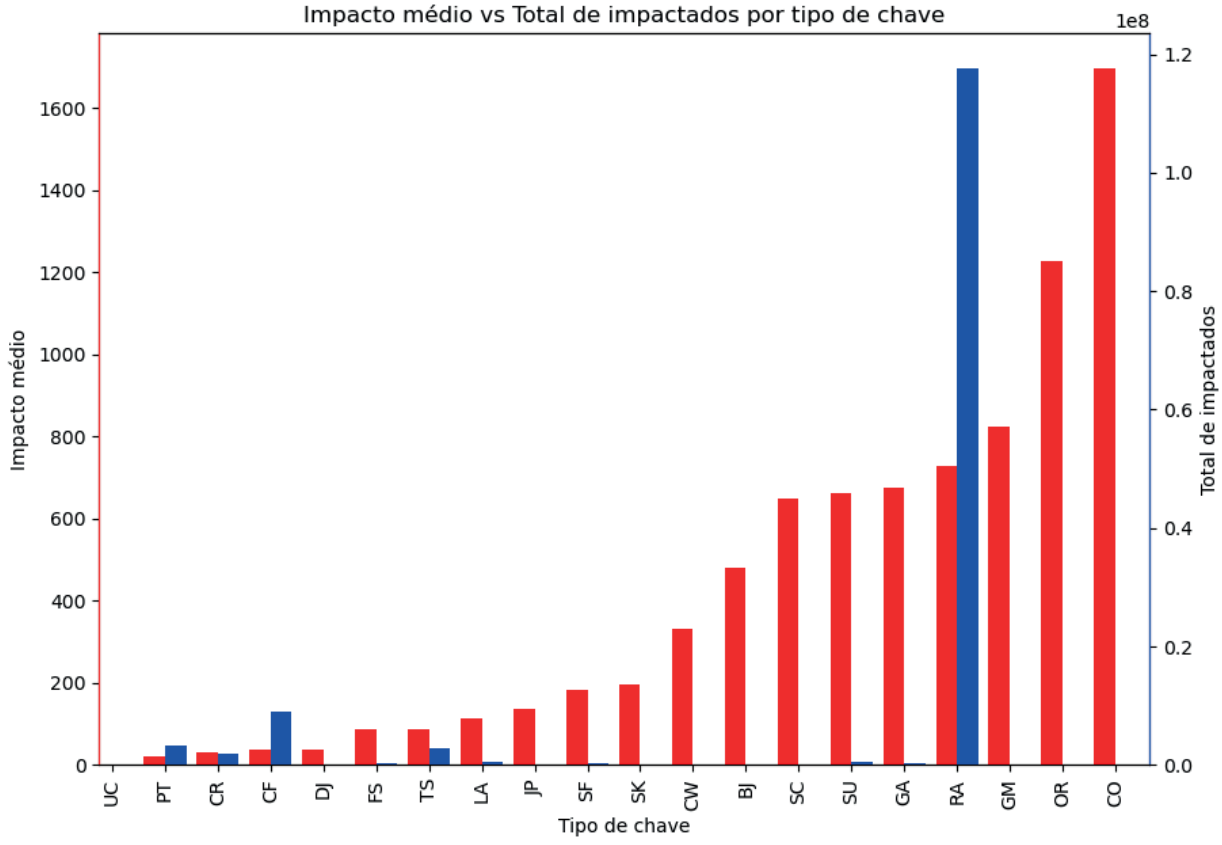


Fig. 1. Impacto médio por interrupção (vermelho) e impacto total (azul) por tipo de chave.

Contudo, para fins de Prova de Conceito (em inglês, *Proof of Concept* - POC), será apresentado um estudo de caso em 28/11/2024. O evento é caracterizado pela passagem de um sistema frontal estruturado sobre o Oceano Atlântico que se aproximou do estado do Paraná e, juntamente com um cavado sobre o continente, desde o

centro de baixa pressão no norte da Argentina até o Rio Grande do Sul, associado a um fluxo úmido de noroeste sobre o estado que intensificou ainda mais a instabilidade na região do Paraná.

2.3.2 Dados meteorológicos observados

A base de dados ambientais engloba a rede estadual de estações do Paraná que conta com estações meteorológicas, hidrológicas, pluviométricas, detecção de relâmpagos e composição de radares, dois banda S e um banda X. Além disso, também foram incluídos dois radares banda S da Defesa Civil de Santa Catarina na composição do mosaico de radares.

As estações meteorológicas automáticas fornecem a informação mais confiável possível sobre temperatura do ar, acumulado pluviométrico, direção e velocidade do vento, pressão atmosférica e radiação solar. Contudo, a informação é pontual e com pouca abrangência espacial, a depender do local. Já os radares meteorológicos conseguem entregar a posição e intensidade de chuvas com alta resolução temporal (5 minutos - Paraná, 10 minutos - Nacional) e espacial (0,5 km²).

Toda a rede de detecção de relâmpagos do Paraná faz parte da Rede Integrada Nacional de Detecção de Descargas Atmosféricas (RINDAT), que também foi utilizada no projeto. O aumento no número de sensores com a inclusão da RINDAT confere maior precisão espacial aos dados, pelo fato de melhorar a triangulação das descargas atmosféricas.

Os dados de precipitação em pontos de grade são oriundos do SIPREC-PRO, onde a composição da variável é se dá por diversas fontes de dados. A saber, rede de estações telemétricas e radares meteorológicos, RQPE-GOES (do inglês *Rainfall Rate Quantitative Precipitation Estimate* do satélite *Geostationary Operational Environmental Satellite*) e GSMap-JAXA (do inglês *Global Satellite Mapping of Precipitation* operado pela *Japan Aerospace Exploration Agency*). Onde as estações vão ajustar a intensidade da precipitação enquanto os radares e satélites contribuem na interpolação e espacialização da mesma.

2.3.3 Dados meteorológicos modelados (PNT)

Os dados de modelagem meteorológica possuem resolução espacial de até 2 km² de modelos consagrados, tais como Weather Research & Forecasting Model (WRF), Global Forecasting System (GFS) e European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF). Esses são os principais modelos meteorológicos usados na indústria mundial. Esses modelos fornecem em uma grade regular todas as variáveis meteorológicas das estações automáticas e outras para toda a área do Paraná.

Neste trabalho, estaremos utilizando as variáveis do ECMWF de rajadas de vento e densidades de raios. Também derivamos o índice GDI (*Gálvez-Davison Index*), incluindo-o no novo modelo de previsão de risco meteorológico, auxilia na identificação de áreas propensas a tempestades, especialmente durante a primavera e o verão. O GDI é uma combinação de outros índices e é calculado através da seguinte equação: GDI = ECI + MWI + II. Onde, ECI é o *EPT (Equivalent Potential Temperature Proxies) Core Index*, MWI é e *Mid-level Warming Index* e II é Inversion Index.

2.3.4 Dados modelados (Nowcasting)

A partir dos dados consolidados do SIPREC-PRO, dá-se seguimento para a propagação desse sinal no tempo com o BrainCast (Brazilian AI rainfall NowCAST). Esse produto utiliza uma série espaço-temporal para calcular a sua extrapolação. A previsão para as próximas 4 horas é feita através do cálculo de uma matriz de advecção, baseado em fluxo óptico. Contudo, neste trabalho utilizaremos apenas a previsão até a sua terceira hora para adequação com o modelo operacional.

2.4 Métricas de avaliação

Neste trabalho está sendo avaliado a capacidade de previsão de impacto meteorológico no estado do Paraná com o intuito de antecipar municípios que terão interrupções na rede elétrica. Desta forma, para obtermos uma melhor estimativa numérica, adotaremos uma classificação binária que será comparada com os municípios que registraram interrupções.

A métrica utilizada para isso é a Recall, que é a razão entre a quantidade de acertos (previsão de municípios interrompidos) em relação ao observado (observação de municípios interrompidos). Normalmente utiliza-se outra métrica, Precision, como complementação. A Precision é a razão entre a quantidade de acertos em relação ao total de previsões de eventos de interrupção.

Entretanto, foi observado que muitas interrupções registradas no dataset fogem do escopo deste trabalho, sendo interrupções decorrentes de consequências indiretas de FMAs ou até mesmo de outras causas. Isso revela que é necessário um melhor trabalho na limpeza desses dados. Essa limpeza terá grande importância em futuros treinamentos, como garantia da qualidade no dataset de treinamento e avaliação.

3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Em primeiro lugar, foi elaborada uma visualização (Fig. 2) comparativa entre previsão de risco meteorológico, municípios com interrupção registrada e variáveis meteorológicas (refletividade de radares polarimétricos e relâmpagos nuvem-solo. Essa visualização serve para entender as forçantes do modelo.

Podemos ver que a precipitação, representada pela refletividade do radar, está sendo super valorizada, uma vez que a maior parte do centro-sul do estado apresentou classes médias e altas. Contudo, poucos municípios apresentaram interrupções nessa região. Ao que tudo indica, a tempestade precisa estar eletrificada para imputar interrupções. Isso pode ser observado num arco na região centro-norte do estado, onde os municípios que com interrupção foram exatamente os com presença de relâmpagos nuvem-solo.

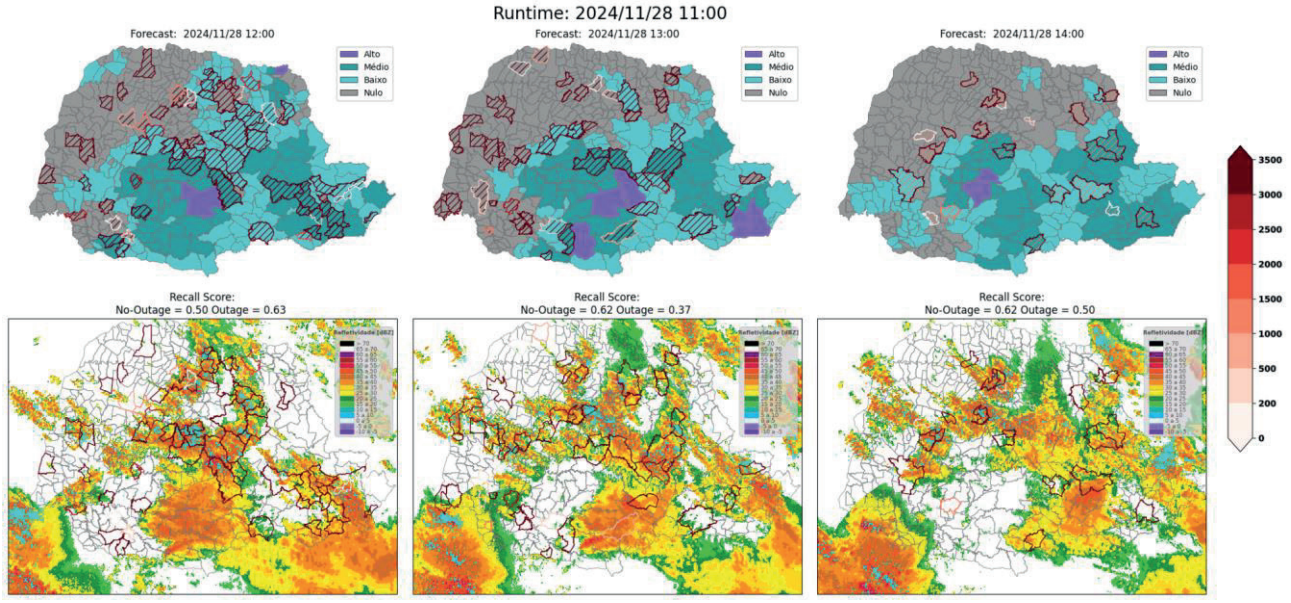


Fig. 2. Comparação entre previsto e observado. A linha superior apresenta as previsões de classes de impacto meteorológico com os municípios em cores sólidas e municípios com interrupção registrada, sendo as cores das bordas o total de impactados em UC (barra de cores lateral). A linha inferior dispõe da composição de radares meteorológicos, relâmpagos nuvem solo (pontos em azul ciano) e municípios com interrupção registrada.

É possível observar também que há muitos municípios interrompidos em regiões sem nenhum registro de FMA. Isso significa que este município não deveria estar expurgado da base de dados. Uma metodologia apropriada para filtragem desses tipos de caso deve ser elaborada para tal.

Em geral o modelo consegue prever satisfatoriamente o sentido e direção do deslocamento das tempestades, assim como sua evolução em termos de magnitude, se intensifica-se ou não. Apesar da superestimativa a partir da precipitação, a inclusão de um nowcasting de densidade de raios, deve ajudar a balancear esse input.

Em relação à métrica de avaliação, temos que, no início do evento (28/11/2024 às 1h - horário local), havia poucos municípios interrompidos, embora houvessem, mesmo sem presença de FMAs. À medida que a frente

fria ganhava terreno, as interrupções ganharam volume. É esse padrão que observamos na Fig. 3, onde percebe-se a dificuldade de previsão de regiões sem interrupções, ao passo que torna-se mais generalizado a presença de FMAs na área de estudo.

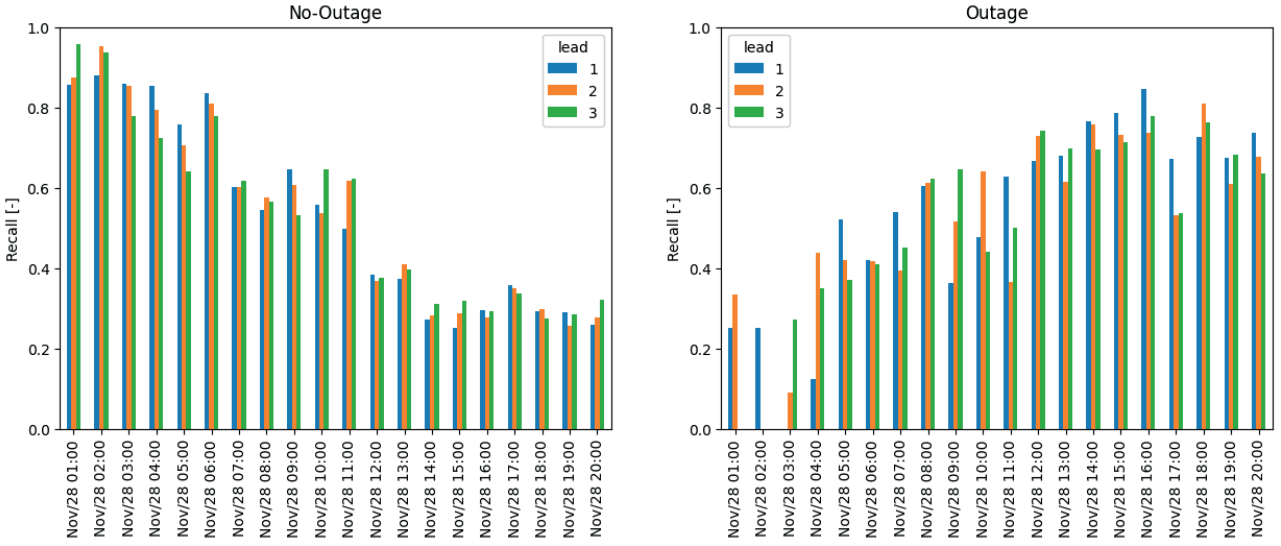


Fig. 3. Evolução temporal da performance do modelo em termos de Recall para o horizonte temporal de 3 horas para cada rodada (intervalo horário) das classes sem interrupção (No-Outage) e com interrupção (Outage).

Ao mesmo tempo em que vemos o avanço da frente fria, o modelo responde indicando mais municípios com susceptibilidade de interrupção. Isso faz com que haja essa simetria entre as classes. Essa simetria não é maior, uma vez que estamos simplificando as 3 classes de risco meteorológico (Baixo, Médio e Alto) em apenas uma que indica interrupção (Outage).

Outro fato importante, é a robustez da previsão, uma vez que a métrica é semelhante na maioria dos casos para os 3 *leadtimes*. Em alguns casos, percebe-se um fator aleatório quando a skill do modelo diminui no segundo horário e aumenta no terceiro. Em geral, o padrão observado e esperado é que haja uma leve queda na métrica à medida em que nos afastamos do horário da rodada.

4 CONCLUSÕES

Dado o exposto, o modelo demonstrou possuir características promissoras para seu uso final, já podendo ser utilizado em sua versão *beta*. Os operadores poderão antecipar em até três horas a chegada de eventos meteorológicos capazes de induzir interrupções na rede elétrica aérea. Isso faz com que seja possível tomar decisões mais acertadas, como transbordo de equipes técnicas uma vez que é possível também saber regiões onde não haverá risco meteorológico.

O ponto mais crítico para a performance do modelo está na supervalorização do campo de precipitação por nowcast. Em todas as análises percebemos que um campo que pode ajudar a mitigar esse comportamento seria o campo de descargas elétricas atmosféricas, desta forma, a presença de atividade elétrica sob a região de precipitação definiria a mesma em condições de risco ou não. A inclusão dessa variável está sendo realizada no processo de refinamento do modelo.

Uma validação dos dados de interrupção deve ser realizada a fim de termos uma melhor compreensão da real capacidade preditiva do modelo, uma vez que interrupções não relacionadas a FMAs contribuem negativamente no cálculo das métricas de avaliação.

5 REFERÊNCIAS

[1] V. H. Ferreira, L. B. Oliveira, A. C. Pinho et al. Análise do Impacto das Ações de Manutenção nos Indicadores de Continuidade em Redes de Distribuição utilizando Machine Learning e Regressão com Dados em Painel. *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos-SBSE*, v. 1, n. 1, 2020.

[2] H. Hou, Z. Zhang, R. Wei et al. Review of failure risk and outage prediction in power system under wind hazards☆. **Electric Power Systems Research**, v. 210, p. 108098, 2022.

[3] F. YANG; D. Cerrai, E. N. Anagnostou. The effect of lead-time weather forecast uncertainty on outage prediction modeling. **Forecasting**, v. 3, n. 3, p. 501-516, 2021.

XX ERIAC
VIGÉSIMO ENCONTRO
REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRE
Ciudad del Este, Paraguay
25 a 29 de maio de 2025
C2.30_3188

Comitê de Estudos C2 – Operação e controle de sistemas de potência

SIGMA: Ferramenta de Recomendação e Execução de Manobras Coordenadas

R.F. CORDEIRO*
CEMIG GT
Brasil
rafael.cordeiro@cemig.com.br

S. VISACRO
UFMG
Brasil
visacro@cpdee.ufmg.br

M.H.M. VALE
UFMG
Brasil
mhelena@cpdee.ufmg.br

Resumo *– Este artigo apresenta o SIGMA (Sistema Integrado de Gestão de Manobras Assistidas), uma ferramenta inovadora desenvolvida para recomendar e executar ações operacionais em centros de operação do Sistema Interligado Nacional brasileiro. O SIGMA processa mensagens estruturadas enviadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), automatizando rotinas críticas, como o controle de limitação de geração, reduzindo erros humanos. Integrando diversas camadas de software, o SIGMA possibilita a análise, validação e execução assistida de manobras coordenadas no ambiente SCADA/EMS. Sua arquitetura modular abrange componentes para integração de mensagens, classificação e consistência de solicitações, gerenciamento de filas e monitoramento, além de uma interface intuitiva. O SIGMA também adota melhores práticas de cibersegurança, operando em redes segregadas para garantir confiabilidade. Os resultados que vêm sendo obtidos demonstram que o SIGMA reduz significativamente falhas operacionais e aumenta a eficiência na operação, evidenciando sua eficácia no aprimoramento do fluxo operacional. Este artigo apresenta o desenvolvimento do SIGMA, abordando os desafios enfrentados, os benefícios observados e os impactos esperados, com foco em seu papel no avanço digital dos centros de controle.*

Palavras-chave: Automação de Manobras – Sistemas de Mensageria – SCADA EMS – SINAPSE ONS – Redução de Erros – Cibersegurança – Suporte à Decisão

1 INTRODUÇÃO

O aumento da complexidade operacional no Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro, impulsionado pela expansão das redes elétricas, a crescente integração de fontes intermitentes, como solar e eólica, e o compartilhamento de instalações entre agentes, tem gerado desafios para os centros de operação. Esses fatores demandam ajustes frequentes no sistema, elevando o risco de erros humanos durante a execução de manobras operacionais. Falhas nesse processo, como interpretações incorretas de comandos ou ações inadequadas, podem causar instabilidades no sistema, danos a equipamentos e comprometimento da segurança operativa.

Historicamente, as manobras operacionais eram coordenadas por comunicações telefônicas entre o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e os agentes, sujeitas a erros de compreensão. Para mitigar essas limitações, o ONS desenvolveu o **SINAPSE**, uma plataforma de envio de mensagens de texto estruturadas em tempo real que promove maior precisão e agilidade no processo de solicitação e coordenação de manobras.

No contexto dos centros de operação, a transformação digital emerge como um fator central para enfrentar os desafios de complexidade crescente e novas demandas operacionais. Como apontado por [1], "a tomada de decisão em tempo real está se tornando mais desafiadora, pois o operador humano precisa lidar com mais informações, maior incerteza, mais aplicações e maior necessidade de coordenação". Isso evidencia a necessidade de repensar as interfaces homem-máquina sob frameworks mais unificados e interativos, que permitam integrar tecnologias avançadas, como automação e monitoramento em tempo real, com práticas operacionais tradicionais. Essa abordagem não apenas moderniza os processos, mas também otimiza o desempenho geral, atendendo às crescentes demandas do setor elétrico.

No entanto, o SINAPSE está sendo implementado de forma gradual, com funcionalidades liberadas por etapas. Atualmente, sua primeira fase está voltada ao controle de geração, abrangendo o envio de limitações operativas para usinas intermitentes, além do acompanhamento e da reprogramação dos programas de geração de grandes usinas hidrelétricas. Apesar dessas melhorias iniciais na comunicação, os operadores ainda enfrentam desafios operacionais, pois é necessário acessar diversas interfaces no sistema SCADA/EMS para verificar informações e executar os comandos solicitados, o que consome tempo adicional e pode aumentar o risco de erros.

Conforme destacado em [2], a disponibilidade das funcionalidades tradicionais dos sistemas SCADA/EMS já não é suficiente para atender às necessidades da operação. A integração de informações e funcionalidades em uma interface unificada é essencial para garantir acesso transparente e padronizado. Essa abordagem otimiza o fluxo operacional e reduz os riscos associados à fragmentação das ferramentas.

Com as mensagens estruturadas pelo SINAPSE, abre-se a possibilidade de explorar a automação como um passo na evolução da operação. Essa abordagem transforma mensagens em ações concretas, eliminando a necessidade de intervenções manuais e promovendo maior eficiência e segurança na execução de manobras.

Nesse contexto, surge o **SIGMA** (Sistema Integrado de Gestão de Manobras Assistidas), uma solução inovadora que processa mensagens estruturadas do SINAPSE, recomenda ações e, quando autorizado, executa e monitora manobras diretamente nos sistemas SCADA/EMS. Com uma arquitetura modular e escalável, o SIGMA busca preencher as lacunas do processo, fornecendo suporte à decisão e promovendo a automação.

Este trabalho tem como objetivo principal apresentar o desenvolvimento do SIGMA para centros de operação. São descritos com detalhes sua arquitetura modular, a implementação das funcionalidades chave e os métodos de validação conduzidos em ambiente simulado. Além disso, o artigo explora como o SIGMA contribui para a transformação digital dos centros de controle, otimizando processos e fortalecendo a integração entre tecnologias modernas e práticas consolidadas do setor elétrico.

2 ARQUITETURA DO SIGMA

2.1 Visão Geral

O SIGMA foi concebido como uma ferramenta modular e escalável com uma arquitetura composta por camadas que interagem de forma eficiente, garantindo rastreabilidade e consistência no fluxo de informações. A arquitetura foi projetada para facilitar a evolução contínua e independente de cada camada, facilitando a incorporação de novas funcionalidades de forma ágil e eficiente. Essa abordagem modular também assegura a segregação de redes, atendendo rigorosos critérios de cibersegurança estabelecidos pelo ONS.

As camadas foram desenhadas para lidar com mensagens do SINAPSE, analisá-las, gerenciar filas de execução e supervisionar comandos. O diagrama da *Figura 1* ilustra a arquitetura geral do SIGMA, destacando o fluxo de informações desde o recebimento de mensagens até a execução e monitoramento de comandos.

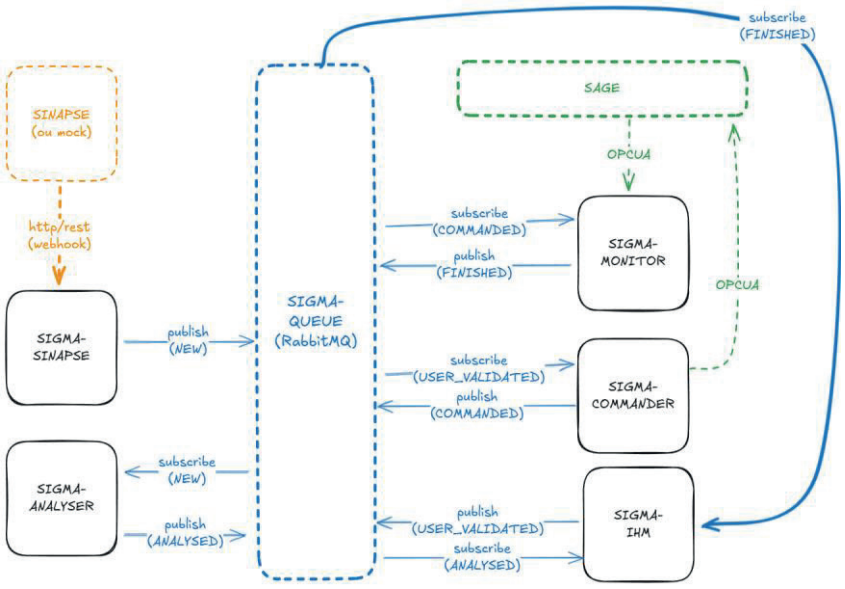


Figura 1. Diagrama da arquitetura do SIGMA, ilustrando o fluxo de comunicação entre camadas.

2.2 Camadas do Sistema

2.2.1 SIGMA-Sinapse

Responsável por receber mensagens estruturadas do SINAPSE e colocá-las na fila SIGMA-QUEUE. Atua como entrada do SIGMA, garantindo que as informações cheguem de forma padronizada e rastreável. Por meio de um *webhook* apontado no SINAPSE, as mensagens são recebidas via API REST com método POST. As mensagens enviadas pelo SINAPSE possuem uma assinatura padronizada no formato JSON. Um exemplo de *payload* típico é apresentado abaixo:

```
{
   "codigo": "241201_0059",
   "dataAtualizacao": "2024-12-01T00:06:58.834582",
   "dataCadastro": "2024-12-01T00:06:54",
   "origem": "COSR-SE",
   "destino": "CEMIG GT",
   "mensagem": "Três Marias | Manter Geração Verificada",
   "status": "Confirmada",
   "motivo": "Controle de Frequência",
   "informacaoAdicional": ""
}
```

Esse exemplo ilustra como os campos são estruturados para viabilizar o processamento. O campo *codigo* identifica unicamente a mensagem, enquanto *dataAtualizacao* registra o momento em que foi alterada pela última vez, e *dataCadastro* indica sua criação. Os campos *origem* e *destino* especificam, respectivamente, o centro de operação que gerou a mensagem e a localidade destinatária. A ação requerida é descrita no campo *mensagem*, enquanto o estado da ação no fluxo do SINAPSE, é definido em *status*. Já o *motivo* apresenta uma categorização para a ação, enquanto *informacaoAdicional* pode conter informações complementares.

O vínculo do *webhook* é configurado diretamente na interface gráfica do SINAPSE. Para isso, o usuário deve informar o endereço HTTPS da API SIGMA-Sinapse em um campo específico. Um botão *TESTE* verifica a funcionalidade e, em caso de sucesso, o sistema habilita o botão *ATIVAR*, iniciando a interceptação de mensagens para o *webhook* e mostrando o estado ativo na barra superior do SINAPSE. A *Figura 2* demonstra o formulário de configuração do *webhook*, incluindo os botões de teste, ativação e o status final.

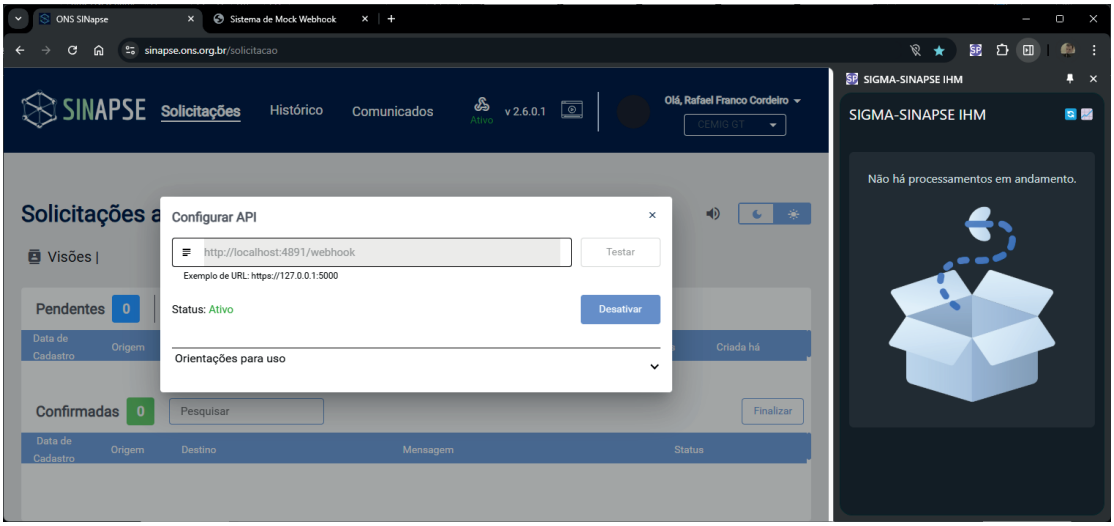


Figura 2. Formulário de configuração do webhook no SINAPSE.

O SIGMA-Sinapse foi desenvolvido utilizando o *framework* FastAPI, amplamente reconhecido pela eficiência em construir APIs REST em Python. Quando recebe uma mensagem, ela é transformada de JSON em um objeto e, em seguida, verifica se a mensagem já foi processada previamente. Essa validação ocorre por meio de uma consulta a uma base de dados intermediária (*buffer*) que armazena o código único fornecido pelo SINAPSE. Caso a mensagem seja nova, ela é enviada ao SIGMA-Queue com estado NEW. Essa abordagem garante que apenas mensagens inéditas e validadas sejam encaminhadas para processamento posterior.

Conforme descrito no manual da API do SINAPSE [3], essa integração permite o envio das informações em tempo real para a API configurada. A validação com um retorno HTTP 200 exigida pelo SINAPSE é feita por padrão no FastAPI, confirmando que as mensagens foram recebidas corretamente pelo SIGMA-Sinapse.

2.2.2 SIGMA-Analyzer

As ações classificadas pelo SIGMA-Sinapse da fila SIGMA-Queue com o status NEW, são consumidas pelo SIGMA-Analyzer. O módulo recebe as mensagens em formato JSON, transforma-as em objetos manipuláveis e aplica um algoritmo de classificação, que gera como saída um objeto contendo as informações estruturadas da ação a ser executada. Esse fluxo assegura modularidade e escalabilidade no processamento subsequente.

O processamento inicia-se pela extração da localização e da ação descritas no campo *mensagem*. A localização, obtida antes do delimitador barra vertical ("|"), é mapeada para identificadores do SCADA por meio de uma tabela DE/PARA construída manualmente com base em dados históricos. Já a ação a ser executada é extraída após o delimitador e classificada de acordo com regras específicas. Inicialmente, o foco está nas ações de limitação e liberação de geração em usinas intermitentes, representando 89% das solicitações do SINAPSE.

A implementação utiliza o padrão de projeto *Command* [4], que encapsula solicitações como objetos. Essa abordagem organiza os dados e a lógica de execução, promovendo flexibilidade, reutilização de código e desacoplamento entre as mensagens e a execução. Por exemplo, enquanto a maioria das usinas permite o envio de *setpoints*, instalações como Flor de Mandacaru tratam solicitações de limitação de geração como comandos digitais de abertura ou fechamento de disjuntores, demonstrando a necessidade de customizações específicas.

Embora o uso direto de inteligência artificial tenha sido descartado nesta Prova de Conceito (*PoC*), ferramentas generativas podem auxiliar no desenvolvimento de algoritmos, especialmente na geração de trechos de código ou expressões regulares para regras complexas, reduzindo a complexidade do processo de desenvolvimento.

Após a classificação, a mensagem processada é enviada de volta à fila com um novo *status* e os comandos estruturados. Mensagens que não requerem ações, como avisos, têm seus controles deixados nulos, tratados posteriormente pela interface, mantendo o processamento consistente para qualquer tipo de mensagem.

O SIGMA-Analyzer foi projetado para evoluir continuamente, acompanhando as expansões do SINAPSE, como o previsto controle de tensão. A flexibilidade proporcionada pelo padrão *Command* [4] é essencial para integrar essas evoluções com agilidade, mantendo a robustez do sistema, sem alterar a arquitetura.

2.2.3 SIGMA-Reasoner

O SIGMA-Reasoner é responsável por verificar a consistência e viabilidade das manobras operacionais solicitadas, garantindo que as ações classificadas pelo SIGMA-Analyzer estejam em conformidade com os estados atuais do SCADA e restrições operacionais. Sua função é crucial para reduzir falhas ao validar se as condições técnicas e de segurança permitem a execução das solicitações.

A análise de consistência utiliza regras específicas e dados operacionais em tempo real. Entre as validações estão a verificação de tensões próximas aos limites, disjuntores bloqueados ou em manutenção. Essas verificações são realizadas via consultas ao SCADA pelo protocolo OPC-UA, fornecendo uma visão atualizada do sistema. Atualmente, a *PoC* já implementa a regra de verificação de intertravamentos.

O SIGMA-Reasoner utiliza o padrão de projeto *Chain of Responsibility* [4], no qual cada regra é encapsulada em um *handler* independente. Esse modelo permite validações sequenciais e flexíveis, com cada regra decidindo se processa ou delega a responsabilidade ao próximo *handler*. Essa abordagem garante escalabilidade, simplifica a adição de novas regras e minimiza o tempo de processamento.

Quando inconsistências são detectadas, o SIGMA-Reasoner gera alertas detalhados, enviados ao operador via SIGMA-IHM. Esses alertas explicam o problema identificado e sugerem ações corretivas, como reavaliar a ordem com o ONS ou utilizar comandos manuais no SCADA, como por exemplo, em situações de ligação de capacitores em barras próximas ao limite superior de tensão.

2.2.4 SIGMA-Queue

O SIGMA-Queue organiza e gerencia o tráfego de mensagens entre os módulos do SIGMA, funcionando como um sistema central de enfileiramento. Utilizando o padrão de projeto *Mediator* [4], centraliza a comunicação e dispara eventos em transições de estado. A tecnologia escolhida para a fila é o *RabbitMQ*, que opera com o protocolo AMQP (*Advanced Message Queuing Protocol*), proporcionando comunicação robusta e eficiente, além de suporte a alta disponibilidade e escalabilidade.

No fluxo de mensagens (*Figura 1*), o SIGMA-Sinapse recebe dados do SINAPSE, realiza o pré-processamento e publica mensagens na fila com *status* NEW. O SIGMA-Analyzer consome essas mensagens, processa-as e publica com *status* ANALYSED. A camada SIGMA-IHM consome mensagens ANALYSED para revisão e validação, gerando mensagens USER_VALIDATED. O SIGMA-Commander consome essas mensagens, executa comandos no SCADA e publica *status* COMMANDED. O SIGMA-Monitor, por sua vez, consome mensagens COMMANDED, monitora o progresso dos comandos e publica com *status* FINISHED. Por fim, a camada SIGMA-IHM consome mensagens FINISHED para informar ao operador a conclusão do processo.

Cada tipo de mensagem contém atributos específicos, como informações do SINAPSE em mensagens NEW e registros detalhados, como *timestamps* de execução, usuário executor e resultados, em mensagens FINISHED. Esses dados garantem rastreabilidade e auditoria completa.

Para assegurar confiabilidade, o SIGMA-Queue utiliza persistência para evitar perda de dados em interrupções e reentrega automática para mensagens não reconhecidas. Mensagens não processadas após múltiplas tentativas são redirecionadas para filas de erro para análise posterior.

2.2.5 SIGMA-Commander

O SIGMA-Commander executa comandos aprovados pelo usuário no SCADA/EMS, utilizando o protocolo OPC-UA para garantir comunicação segura e confiável. Ele processa mensagens do tipo USER_VALIDATED recebidas do SIGMA-Queue, executando os comandos nos pontos de controle.

O protocolo OPC-UA, amplamente adotado em sistemas industriais, suporta comandos bidirecionais e supervisão de estados, além de implementar autenticação, criptografia e auditabilidade [5]. O SIGMA-Commander identifica comandos como *setpoints* (variáveis analógicas, como limitação de potência ativa em MW) ou digitais (binários, como *trip* ou *close*). Antes do envio, valida o endereço e disponibilidade do ponto de controle. Após o envio, verifica se o comando foi corretamente executado via retorno OPC-UA, notificando o operador em caso de falhas, como *timeouts*.

Por exemplo, em uma solicitação para limitar a geração de uma usina eólica de 50 MW para 40 MW, o SIGMA-Commander envia o comando via OPC-UA, processa o retorno do SCADA e registra o status COMMANDED ou notifica o operador conforme necessário. Com sua arquitetura modular, o SIGMA-Commander está preparado para novas demandas do SINAPSE, como controle de tensão. Sua integração com o OPC-UA e as camadas do SIGMA garante escalabilidade, flexibilidade e robustez para expansões futuras.

2.2.6 SIGMA-Monitor

O SIGMA-Monitor supervisiona a execução dos comandos enviados pelo SIGMA-Commander, garantindo que os estados desejados sejam alcançados no SCADA/EMS. Ele consome mensagens do tipo COMMANDED e utiliza o protocolo OPC-UA para se inscrever nos pontos de supervisão associados aos pontos de controle. Esses pontos, organizados hierarquicamente no SAGE, são acessados por operações de navegação (*browse*) a partir do nó do ponto de controle. O monitoramento verifica variáveis analógicas, como *setpoints*, e digitais, como estados de disjuntores, até que o valor esperado seja alcançado ou um tempo limite (*timeout*) expire. Em caso de falha, o sistema registra o erro e notifica o operador via SIGMA-IHM.

Por exemplo, ao enviar um comando para limitar a potência ativa de uma usina eólica a 40 MW, o SIGMA-Monitor se inscreve na variável de supervisão associada ao *setpoint* de limitação, configurada na remota para armazenar o valor recebido. O SIGMA-Monitor não verifica o valor atual da potência ativa da usina, mas sim se o *setpoint* foi corretamente registrado pela remota. Quando o valor esperado é recebido pela inscrição OPC-UA, a mensagem é publicada como FINISHED. Caso o valor correto não seja percebido ou o tempo de *timeout* expire, o operador é notificado para revisar a solicitação ou escalar o problema para manutenção.

2.2.7 SIGMA-IHM

O SIGMA-IHM é a interface homem-máquina (IHM) do SIGMA, responsável por centralizar informações operacionais e oferecer uma visão consolidada das mensagens processadas. Como ponto de interação direta entre operador e sistema, permite revisar, aprovar ou rejeitar comandos, além de monitorar o fluxo operacional.

Desenvolvida como uma extensão para navegadores baseados no *Chromium*, como Google Chrome e Microsoft Edge, a interface é exibida como uma barra lateral (*sidebar*) à direita do navegador. O *frontend*

utiliza HTML, Bootstrap e jQuery para interações dinâmicas, enquanto o *backend*, desenvolvido em Flask (Python), gerencia as interações com o SIGMA-Queue e outras camadas. Métodos HTTP GET e POST garantem comunicação eficiente entre *frontend* e *backend*, rastreando o usuário automaticamente.

A interface organiza mensagens em categorias como Mensagens em Processamento e Histórico de Mensagens, facilitando o acesso e priorização. Cada mensagem inclui detalhes como o tipo de ação (*setpoint*, comando digital, etc.), valores enviados e alertas gerados pelo SIGMA-Analyzer, SIGMA-Reasoner e SIGMA-Monitor. Essas funcionalidades permitem ao operador corrigir falhas além de executar as operações normais.

2.3 Segurança Cibernética

A segurança cibernética é um dos pilares da arquitetura do SIGMA, projetada para atender às diretrizes da Rotina Operacional RO-CB.BR.01 do ONS, que protege o Ambiente Regulado Cibernético (ARCiber) [6]. Essas medidas garantem proteção contra ameaças cibernéticas e continuidade operacional em ambiente seguro.

Uma das principais práticas adotadas é a segregação de redes, com zonas de segurança definidas pelo modelo Purdue [6]. Funções críticas, como as do SIGMA-Commander e SIGMA-Monitor, operam na DMZ operativa, isolando o acesso entre redes corporativas e operativas para reduzir riscos de acessos não autorizados.

Além disso, o SIGMA implementa controle de acessos rigoroso, com autenticação automática no SIGMA-IHM e gestão de credenciais individuais baseadas no princípio do menor privilégio. O protocolo OPC-UA oferece segurança robusta, com autenticação mútua, criptografia de dados em trânsito e controle de acesso granular, alinhando-se às exigências da RO-CB.BR.01.

Por fim, os ativos do SIGMA geram logs detalhados que viabilizam auditorias e monitoramento contínuo, permitindo a identificação e resposta rápida a incidentes de segurança. Essas estratégias reforçam a confiabilidade e resiliência da ferramenta em um ambiente crítico como o SCADA/EMS.

3 METODOLOGIA – DESENVOLVIMENTO, TESTES E VALIDAÇÃO

3.1 Visão Geral

O desenvolvimento do SIGMA adotou uma abordagem modular e iterativa, com foco em funcionalidades críticas, como classificação de mensagens, execução de comandos e supervisão. Ferramentas modernas e tecnologias robustas foram selecionadas para garantir eficiência, escalabilidade e segurança em todo o sistema.

3.2 Sinapse Mock

O *mock* foi concebido como uma ferramenta de emulação para replicar o comportamento do SINAPSE, criando um ambiente controlado para testes e validação de todas as camadas do SIGMA. Ele possibilita testar funcionalidades em condições realistas, garantindo que o sistema lide adequadamente em cenários complexos.

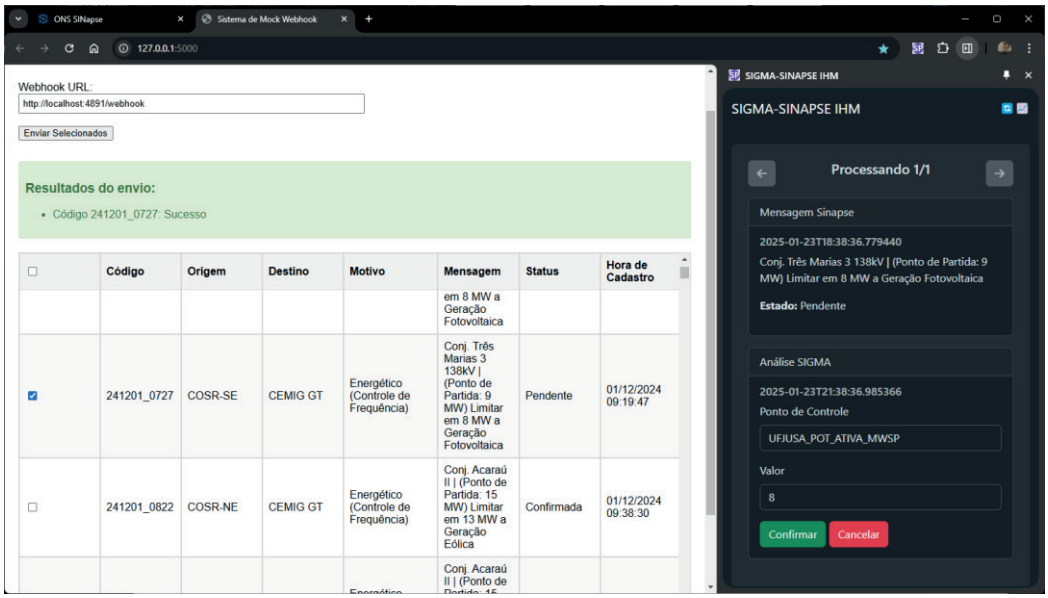


Figura 3. SINAPSE-Mock (à esquerda) e SIGMA-IHM (à direita) com a mensagem processada.

A ferramenta foi implementada em Python, utilizando o módulo Flask, e alimentada com dados históricos do SINAPSE baixados em formato CSV. Esses dados são exibidos em uma página HTML interativa, onde mensagens específicas podem ser selecionadas por meio de *checkboxes*. Após a seleção, o *mock* envia as mensagens ao *webhook* do SIGMA-Sinapse, utilizando o mesmo formato JSON do SINAPSE. Esse processo replica fielmente o comportamento do sistema real. Além disso, a possibilidade de enviar múltiplas mensagens simultaneamente permite simular cenários de alta carga.

O *mock* desempenha um papel essencial na validação do SIGMA, possibilitando testar mensagens menos frequentes em condições específicas, como limitações de geração que geralmente ocorrem durante finais de semana ou horários de baixo consumo. Ele também é crucial na análise do desempenho do SIGMA-Sinapse em situações de avalanche de mensagens, garantindo a robustez do sistema em cenários críticos.

3.3 Simulador de Treinamentos

Para replicar o sistema SCADA/EMS em ambiente controlado, foi utilizado o SAGE TopSim, um simulador de treinamento de operadores (OTS – *Operator Training Simulator*) [7]. Esse sistema reproduz os módulos do SCADA de forma quase idêntica ao ambiente de produção, substituindo a camada de aquisição de protocolos padrão por uma camada que gera valores simulados baseados em fluxos de potência do cenário carregado. Isso assegura respostas realistas e representativas do comportamento esperado em um ambiente operacional.

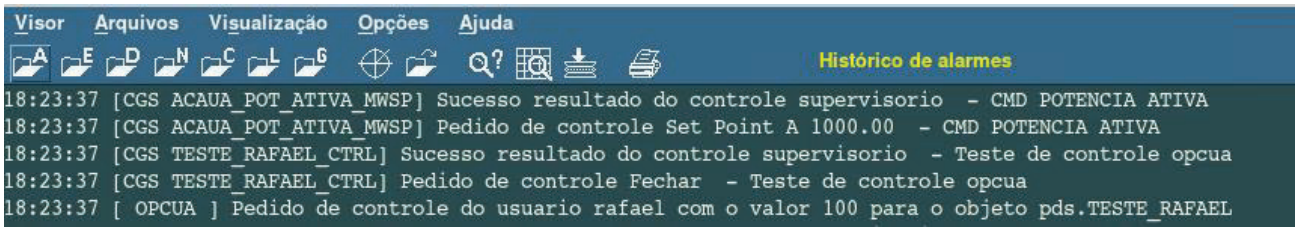


Figura 4. Logs do SAGE rodando o Simulador de Treinamentos com o controle enviado pelo SIGMA.

A *Figura 4* ilustra os logs do SAGE simulando o controle enviado pelo SIGMA. O controle via protocolo OPC-UA é recebido pelo SCADA do TopSim, processado por controles digitais configurados com scripts que convertem comandos em setpoints analógicos. Durante os testes, foi validado o fluxo das conexões, os caminhos percorridos pelos comandos e as respostas do sistema. O uso do TopSim mitiga os riscos associados a testes diretamente em produção e supera as limitações de ambientes de desenvolvimento *offline*, onde conexões diretas com remotas não são simuladas. Esse ambiente seguro e realista é fundamental para garantir que o SIGMA esteja preparado para operar com confiabilidade em cenários reais.

4 APLICAÇÃO – RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 Aplicação do SIGMA

Uma aplicação prática do SIGMA demonstra seu impacto nos centros de operação, evidenciando sua capacidade de otimizar processos e reduzir erros. A Figura 3 apresenta, à esquerda, a interface do *mock* do SINAPSE exibindo uma mensagem estruturada relacionada à limitação de geração em uma usina intermitente. Essa mensagem, ao ser recebida pelo SIGMA, é automaticamente processada por suas camadas internas, que realizam a análise, classificação e validação da ação solicitada. O resultado desse processamento é apresentado na interface SIGMA-IHM, mostrada à direita na mesma *Figura 3*. Nesta interface, o operador tem acesso a informações detalhadas, como o ponto de controle identificado e o valor recomendado para a operação. A interface permite ao operador revisar, ajustar ou aprovar a ação recomendada pelo sistema, promovendo flexibilidade e segurança no processo de tomada de decisão.

Uma aplicação prática do SIGMA demonstra seu impacto nos centros de operação. A *Figura 3* ilustra a interface do SINAPSE à esquerda, exibindo uma mensagem relacionada à limitação de geração em uma usina intermitente. Ao recebê-la, o SIGMA processa por meio de suas camadas internas e apresenta o resultado na interface SIGMA-IHM, como mostrado na mesma *Figura 3* à direita.

A *Figura 4* evidencia que o log do SAGE registrou o comando OPC-UA enviado pelo operador, incluindo a identificação do usuário responsável e os detalhes do comando transmitido. Também é possível acompanhar o percurso completo desse comando no sistema, desde o comando OPC-UA até chegar no setpoint de saída.

4.2 Análise dos Resultados e Benefícios Operacionais

Para avaliar os impactos do SIGMA, foi conduzida uma análise comparativa entre os processos operacionais antes e após sua implementação. No cenário anterior, as operações dependiam fortemente de interações manuais, exigindo que os operadores alternassem entre múltiplas interfaces para executar comandos. Esse fluxo fragmentado não apenas aumentava a probabilidade de erros humanos, como também gerava atrasos na resposta às solicitações operacionais, prejudicando a eficiência e a confiabilidade do sistema.

Com a introdução do SIGMA, o fluxo operacional é transformado. As informações e ações passam a ser centralizadas em uma única interface integrada, simplificando os processos e automatizando etapas críticas. O tempo médio para a execução de comandos foi reduzido significativamente, permitindo respostas mais rápidas e precisas às demandas operacionais, especialmente em situações de maior complexidade.

Além disso, a implementação do SIGMA trouxe melhorias substanciais em rastreabilidade. Todas as ações, desde o recebimento das mensagens estruturadas do SINAPSE até a supervisão final no SCADA, passaram a ser registradas de forma detalhada. Esses registros fornecem uma base robusta para auditorias e análises, permitindo não apenas reconstrução de eventos, mas também identificação de possíveis melhorias no processo.

Os resultados obtidos indicam que o SIGMA não apenas modernizou os processos operacionais, mas também estabeleceu uma base sólida para futuras expansões e integrações. Essa evolução representa um passo importante na transformação digital dos centros de operação, alinhando-se às demandas crescentes do setor.

4.3 Desafios

Durante o desenvolvimento e validação do SIGMA, alguns pontos de aprimoramento foram identificados, os quais direcionam melhorias futuras no sistema. Um dos principais desafios é o uso de tabelas DE/PARA que realizam o mapeamento de pontos entre o SINAPSE e o SCADA. Embora esse método tenha se mostrado funcional em sistemas menores, ele pode se tornar trabalhoso e complexo em cenários de grande escala, demandando maior esforço para manutenção e atualização. Este ponto também foi reconhecido pelos desenvolvedores do SINAPSE no ONS, o que cria oportunidades para o desenvolvimento de uma integração mais ampla entre as bases de dados SCADA, simplificando e padronizando esse processo em nível nacional.

Outro aspecto que demanda evolução é a automação de certas interações com a interface do SINAPSE. Atualmente, ações como ativação de *webhooks* e confirmação de mensagens ainda dependem de intervenções manuais. No momento, o SINAPSE disponibiliza apenas APIs para interceptação de mensagens via webhook, sem suporte a APIs de escrita direta no sistema. Por essa razão, futuras iterações do SIGMA preveem o uso da API de extensões do Google Chrome, que permitirá a interação direta com o HTML da interface do SINAPSE. Essa abordagem possibilitará a automação de tarefas que atualmente requerem ações manuais dos operadores, como confirmar recebimentos, ativar *webhooks* e finalizar mensagens diretamente na interface do SINAPSE.

Um dos maiores desafios superados no projeto foi a ausência de suporte nativo para o envio de *setpoints* analógicos como comandos no protocolo OPC-UA do SAGE. Para contornar essa situação, foi adotada uma solução alternativa que utiliza controles digitais configurados para receber valores em ponto flutuante. Esses controles acionam internamente os *setpoints* por meio de *scripts* personalizados no atributo OBSRV do CGS, vinculados a um ponto digital (PDS). Essa solução, descrita no manual de configuração de base de dados do SAGE [8], viabilizou a execução dos comandos, mas exige a criação de um ponto adicional na base de dados SCADA para cada *setpoint* automatizado. No entanto, quando o suporte nativo a *setpoints* analógicos for implementado no protocolo OPC-UA do SAGE, essa configuração poderá ser simplificada, eliminando a necessidade de pontos adicionais.

Por fim, há oportunidades de expansão do SIGMA para integrar funcionalidades correntes e futuras do SINAPSE, como a conversão/reversão de unidades geradoras para síncrono (já implementadas no SINAPSE) e o controle de tensão via bancos de capacitores e reatores de operação coordenada (em desenvolvimento pelo SINAPSE). A inclusão dessas funcionalidades demandará ajustes nos algoritmos, mas a arquitetura escalável e modular do SIGMA foi concebida para suportar essas evoluções sem impactos significativos. Dessa forma, o SIGMA está preparado para se adaptar continuamente às novas demandas do setor elétrico.

CONCLUSÕES

5.1 Conclusões

O SIGMA demonstra ser uma solução eficiente e confiável para a automação e supervisão de operações em sistemas SCADA/EMS, integrando-se de maneira robusta ao SINAPSE – aplicativo de comunicação em tempo real do operador nacional do sistema brasileiro. Ao abordar desafios operacionais críticos, o SIGMA promove melhorias significativas no fluxo operacional, com avanços importantes na classificação de mensagens, execução de comandos e supervisão em tempo real. Essas funcionalidades tornam os processos operacionais mais ágeis, reduzem falhas humanas e simplificam atividades que antes exigiam esforços manuais intensivos.

Entre os principais benefícios observados, destaca-se a redução do tempo necessário para a execução de comandos, quando comparado aos processos manuais tradicionais. Além disso, o sistema aprimora a rastreabilidade das operações, com registros detalhados e históricos abrangentes em todas as etapas do fluxo operacional. A conformidade com as normas de segurança cibernética do setor elétrico brasileiro, conforme estabelecido pela RO-CB.BR.01, fortalece ainda mais a confiabilidade do SIGMA, ao garantir proteção contra ameaças e aderência às melhores práticas regulatórias.

O desenvolvimento do SIGMA enfrenta desafios significativos, como a necessidade de adaptação às limitações do protocolo OPC-UA do SAGE e a criação de soluções alternativas para envio de setpoints. Contudo, o uso de ambientes de simulação, como o SAGE TopSim, valida o sistema em cenários operacionais realistas, assegurando sua eficácia e robustez antes da implementação em ambiente de produção. Esses esforços permitem superar obstáculos técnicos e garantir que o SIGMA opere de forma integrada e eficiente.

O SIGMA representa uma ferramenta alinhada com as demandas de transformação digital nos centros de operação, acompanhando o crescimento da complexidade e escala das redes elétricas modernas. Sua arquitetura modular e escalável oferece uma base confiável para expansões futuras, permitindo a integração de novas funcionalidades com rapidez e eficiência. Dessa forma, o SIGMA se consolida como uma solução estratégica para modernizar e automatizar as operações do setor elétrico, contribuindo para a evolução contínua dos sistemas SCADA/EMS no Brasil.

5.2 Trabalhos Futuros

O SIGMA apresenta grande potencial de expansão, com diversas funcionalidades planejadas para futuras iterações. Uma das prioridades é a possibilidade de automatizar interações com a interface do SINAPSE, reduzindo ainda mais intervenções manuais dos operadores com maior integração entre sistemas.

Além disso, está prevista a incorporação de novas funcionalidades do SINAPSE, como o controle de tensão por meio de bancos de capacitores e reatores coordenados, bem como a integração ao SIGMA das operações de conversão e reversão de máquinas de geração para síncrono. Essas expansões exigirão ajustes nos algoritmos do SIGMA, que já foi projetado para integrar essas capacidades de forma modular e escalável.

Outro ponto de evolução é a transição para o envio nativo de setpoints analógicos via protocolo OPC-UA, eliminando a necessidade de soluções alternativas atuais.

Com essas perspectivas, o SIGMA se posiciona como uma solução estratégica e em constante evolução, preparada para atender às demandas crescentes do setor elétrico brasileiro.

6 REFERÊNCIAS

[1] MAROT, A.; ROZIER, A.; DUSSARTRE, M.; CROCHEPIERRE, L.; DONNOT, B. "**Towards an AI Assistant for Power Grid Operators.**" - *Proceedings of the International Workshop on Decision Making for Critical Systems, June 2021.*

[2] TOLEDO, L. H. S.; VALE, M. H. M. "**Estudo de Caso de um Centro de Controle de Sistema Elétrico de Potência: Uma Abordagem Tridimensional.**" - *Tese de Doutorado – PPGEE, UFMG, 2017.*

[3] ONS. "**Manual da API do SINAPSE**" - *Integração com sistemas de agentes. Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2024.*

[4] GAMMA, E.; HELM, R.; JOHNSON, R.; VLISSIDES, J. "**Design Patterns: Elements of Reusable Object-Oriented Software**" - *Addison-Wesley, 1994.*

[5] CEPEL. "**Anexo de Configuração e Manual de Usuário – SAGE OPC UA**". *Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL, 2021.*

[6] ONS. "**RO-CB.BR.01 – Controles mínimos de segurança cibernética para o Ambiente Regulado Cibernético.**" *Manual de Procedimentos da Operação, Módulo 5, Submódulo 5.13, 2021.*

[7] CEPEL. "**Manual de Aplicação – SAGE TopSim**". *Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL, fevereiro de 2023.*

[8] CEPEL. "**Manual de Configuração – Base Fonte SAGE**". *Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL, dezembro de 2022.*

XX ERIAC
VIGÉSIMO ENCONTRO
REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRE
Ciudad del Este, Paraguay
25 a 29 de maio de 2025
C2.31_3268

Comitê de Estudos C2 - Operação e Controle do Sistemas de potencia

Ferramenta de Suporte para o Desenvolvimento de Telas de Instalações no Operador Nacional do Sistema Elétrico

D.H.S. CAVALCANTI*
Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS
Brasil
diego.cavalcanti@ons.org.br

I.M. OLIVEIRA
Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS
Brasil
ivan@ons.org.br

A.B. SANTOS
Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS
Brasil
andressa.bassetti@ons.org.br

A.W.D GONÇALVES
Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS
Brasil
aghatta.goncalves@ons.org.br

I.H.A. MAGALHÃES
Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS
Brasil
ives.magalhaes@ons.org.br

J.C.T.O. LIMA
Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS
Brasil
jeffersonc@ons.org.br

Resumo *– O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é responsável, entre outros, pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no sistema elétrico brasileiro, incluindo a supervisão de todos os equipamentos de geração e transmissão através de um sistema integrado do tipo Energy Management System (EMS), o REGER. O processo atual de desenho das telas supervisionadas, utilizado para representar graficamente esses equipamentos, é manual e, portanto, suscetível a erros grosseiros, além de demandar um tempo significativo dos engenheiros do ONS.*

Este trabalho apresenta o desenvolvimento de uma ferramenta em Python para automatizar o desenho de telas de novas instalações. Utilizando dados topológicos e operacionais da base de dados técnica do ONS, a ferramenta gera automaticamente as representações gráficas no formato do editor SigDraw, reduzindo o tempo de elaboração em até 90%. Além de padronizar as telas, o sistema minimiza erros de representação (grosseiros) e permite a identificação de inconsistências nos dados cadastrais. Os arranjos mais comuns de subestações foram incorporados à ferramenta, como Disjuntor e Meio, Barra Principal e Transferência e Barra Dupla.

Os resultados preliminares indicam ganhos significativos de produtividade, além da melhoria na qualidade e padronização das telas de supervisão. A ferramenta, em fase de validação, é muito promissora, com potencial de escalabilidade para outros tipos de telas supervisionadas.

Palavras-chave: Telas de Instalação, IHM, SigDraw, Automação, Rede de Supervisão.

1 INTRODUÇÃO

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) desempenha um papel fundamental na coordenação e operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), garantindo a segurança, a continuidade e a eficiência do fornecimento de energia elétrica no Brasil. Para atingir esses objetivos, o ONS utiliza sistemas SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), que permitem a supervisão e controle em tempo real das instalações elétricas englobando milhares de linhas de transmissão, usina geradoras e demais equipamentos de transmissão.

No entanto, a crescente complexidade das redes, em questão, seu aumento, a necessidade de maior eficiência e a padronização nos processos operacionais, têm desafiado a organização a adotar ferramentas inovadoras para otimização constante das suas rotinas de trabalho. No contexto do desenvolvimento de telas gráficas para o sistema SCADA, o processo atual é feito de forma manual, exigindo uma elevada carga horária de trabalho,

ainda estando sujeito a inconsistências gráficas, impactando diretamente a agilidade, confiabilidade e qualidade das operações.
O processo de desenho das telas é realizado por meio do SigDraw, que é uma ferramenta utilizada para criação e edição de telas gráficas de supervisão, desenvolvida pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL). Em linhas gerais, todos os agentes que integram novos equipamentos de transmissão e/ou geração devem fazer o envio dos diagramas unifilares contemplando tais equipamentos. De posse do diagrama, o ONS faz o cadastro dos novos equipamentos em sua base de dados, onde são cadastradas as codificações operacionais e o arranjo topológico. Após esse processo, deve-se representar no sistema supervisório, para que seja possível a sua operação em tempo real.
Este artigo apresenta o processo manutenção de telas de instalações e uma ferramenta inovadora que foi desenvolvida em Python, que visa automatizar o processo de desenho de telas de instalações elétricas a partir da topologia contida na base de dados técnica do ONS. A solução proposta reduz consideravelmente o tempo de execução dessa atividade, aprimorar a padronização entre as topologias típicas e apresentando uma melhora a qualidade das representações, contribuindo diretamente para a eficiência das operações dos equipamentos observados pelo ONS.

2 CONTEXTUALIZAÇÃO

Na operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), as telas de supervisão do REGER desempenham um papel essencial para os operadores, fornecendo uma visão integrada e em tempo real do status e das medições dos ativos do sistema elétrico. Para viabilizar essa operação, é necessário representar todos os equipamentos que compõem tanto a rede de operação quanto a rede de supervisão.
De acordo com o Submódulo 2.1 – "Definição das redes do Sistema Interligado Nacional" dos Procedimentos de Rede [1], a rede de operação inclui todos os equipamentos pertencentes à Rede Básica (RB), Instalações de Transmissão Destinadas a Interligações Internacionais (IE), Rede Complementar (RC) e as Usinas Despachadas Centralizadamente (UDC). Em consideração, a rede de supervisão abrange a rede de operação e outras instalações, cuja monitoração é indispensável para que o ONS desempenhe suas responsabilidades de coordenação e controle do SIN. Equipamentos que estão fora da rede de supervisão pertencem à rede de simulação ou estão fora do escopo do tempo real, conforme ilustrado na Fig. 1.

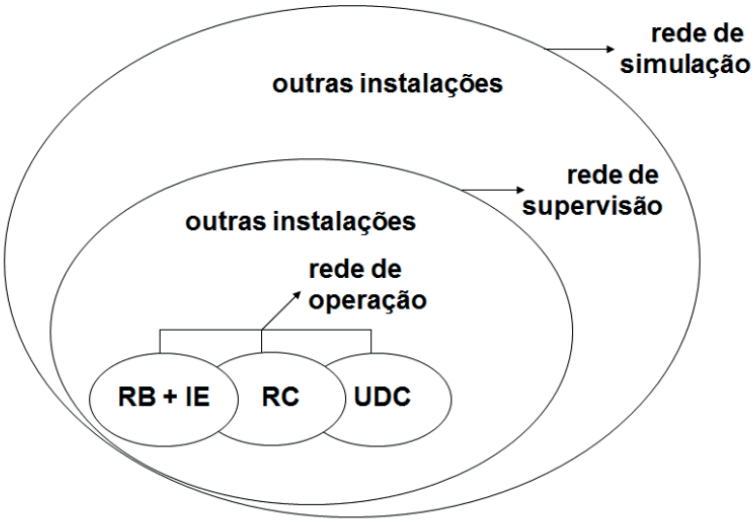


Fig. 1 - Redes do sistema interligado Nacional [1].

Atualmente, o ONS gerencia mais de 2.500 telas de instalações em seus diversos centros, abrangendo tanto a rede de operação quanto a rede de supervisão. O processo de atualização dessas telas demanda um esforço significativo, envolvendo constantes revisões, conformidade com normas e integração de informações técnicas. Apenas no ano de 2024, foram criadas 242 novas telas para instalações adicionais, evidenciando o ritmo acelerado de expansão e a complexidade de gerenciamento do sistema.

3 PROCESSO DE CRIAÇÃO DE TELAS

Nesta seção, abordaremos o processo de criação de telas de forma estruturada. Inicialmente, será apresentada a ferramenta utilizada para a edição dessas telas. Em seguida, descreveremos o procedimento adotado para o desenvolvimento dos diagramas, destacando as etapas e práticas envolvidas. Por fim, exploraremos a ferramenta desenvolvida para otimizar e auxiliar na criação de novas telas, destacando seus recursos e benefícios.

3.1 SigDraw

O SigDraw é uma ferramenta desenvolvida pelo CEPEL com o objetivo de atender às necessidades de edição de telas no SAGE - Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia. Ela oferece uma série de objetos específicos que facilitam a construção de diagramas elétricos [2]. Além dos componentes pré-definidos que representam partes de um sistema elétrico, a ferramenta também dispõe de outros elementos geométricos, como linhas, contornos, textos, grids para centralização de objetos, camadas, filtros, entre outros, permitindo a criação de diagramas mais flexíveis e personalizados, conforme apresentado na Fig. 2.
Os elementos gráficos criados no SigDraw podem ser associados tanto a pontos digitais, que exibem seu status dos equipamentos em tempo real, quanto a pontos analógicos, que mostram valores medidos das grandezas elétricas. Essa integração permite uma visualização clara e precisa das condições operativas do sistema.
A elaboração das telas segue um Guia de Estilo estabelecido pela Operação em Tempo Real do ONS, que inclui regras específicas de codificação, como cores por nível de tensão, fontes, descongestionadores, camadas e textos padronizados. Esses critérios visam garantir a consistência na elaboração das telas, permitindo que os profissionais mantenham a filosofia e o formato previamente implementados. Esse padrão, além de ampliar a consciência situacional, facilita a operação, melhora a visualização e otimiza a manipulação das telas pelos operadores do sistema.

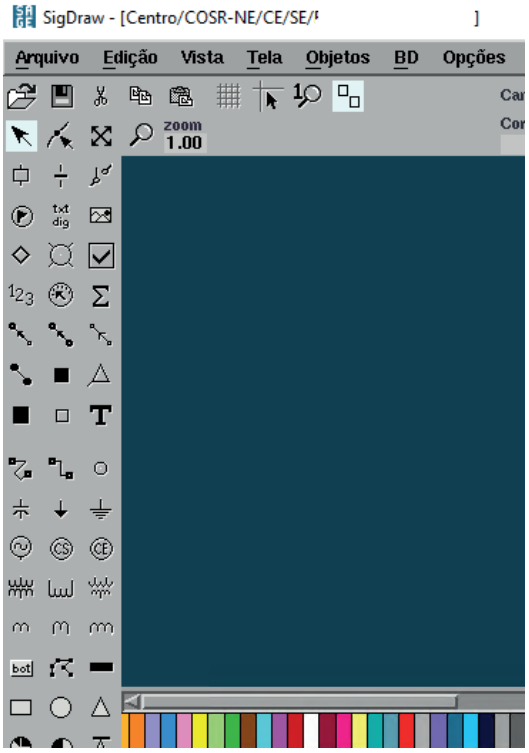


Fig. 2 - Tela inicial do SigDraw.

3.2 Processo de Criação/Atualização de Telas

Desde sua concepção inicial, o processo de criação de telas de supervisão foi realizado manualmente, com o usuário sendo responsável pela diagramação dos unifilares das instalações utilizando o programa SigDraw.

Atualmente, a criação de novos equipamentos e a atualização das telas de supervisão são realizadas pelos engenheiros do ONS, com a Gerência de Configurações de Redes – PDR sendo a responsável por esse processo.
O processo de desenho de uma tela consiste na representação de cada equipamento, incluindo as conexões entre eles. Após isso, são adicionados textos com as codificações operativas e, quando necessário, a associação com a base de dados para aquisição de informações em tempo real. Vale ressaltar que, além da representação gráfica, as cores desempenham um papel importante, pois indicam os diferentes níveis de tensão dos equipamentos. Esse processo exige considerável tempo dos colaboradores e está suscetível a erros de representação, o que pode resultar na necessidade de correções. Outro ponto relevante é que, frequentemente, cada responsável adota um método próprio para desenhar os equipamentos ou arranjos, o que gera uma falta de padronização nas telas de supervisão.
Para ilustrar a dimensão do trabalho, considere a instalação apresentada na **Fig. 3**, que possui apenas quatro linhas de transmissão, um banco de capacitores e três transformadores. Para representar todos os equipamentos dessa instalação, foram necessários 482 elementos gráficos.

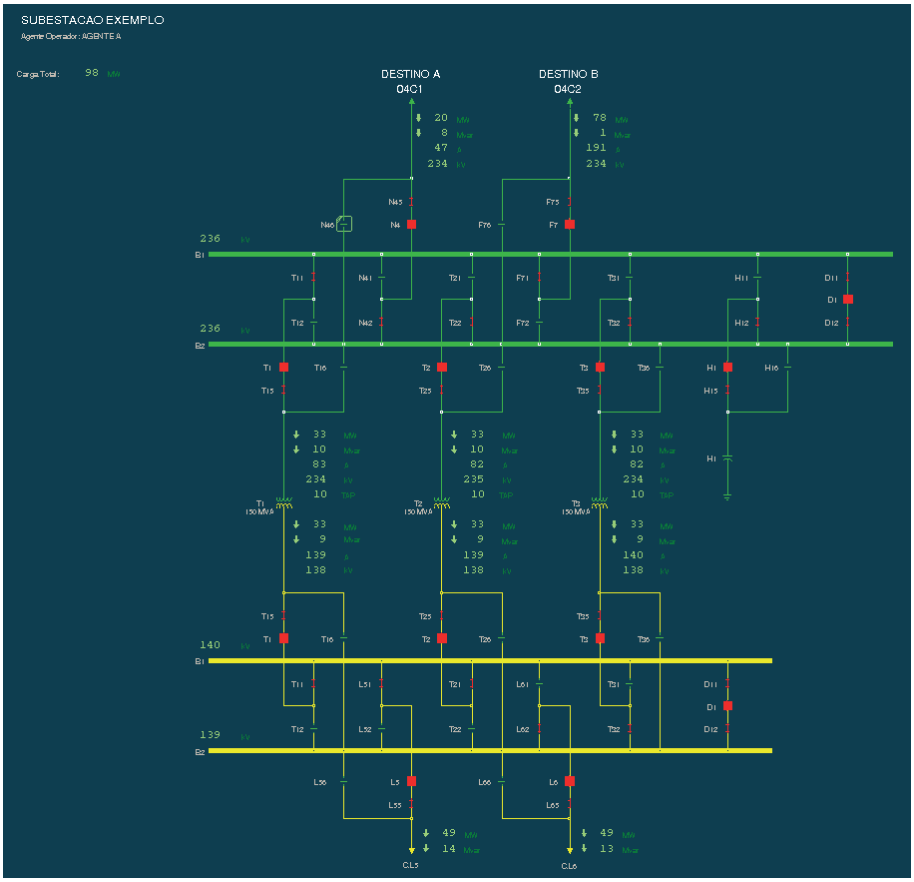


Fig. 3 - Subestação exemplo.

O processo de desenho de telas pode ser motivado por dois fatores: a edição para a adição de novos elementos em uma tela já existente ou a criação de uma nova instalação com todos os seus equipamentos. Quando a atualização se restringe à inclusão de um novo equipamento, o processo é mais rápido, pois é possível copiar elementos já existentes no arranjo e apenas ajustar as codificações para garantir a correta aquisição das informações em tempo real. Por exemplo, a inclusão de um terminal de conexão (composto por chaves seccionadoras, disjuntores e ligações) de uma linha de transmissão em uma tela existente pode ser realizada em aproximadamente 30 minutos.
Entretanto, a criação de uma tela para uma nova instalação demanda um tempo considerável. Nesse caso, é utilizado o comando *STI gel + "Sigla"*, que consulta a base de dados e disponibiliza todos os equipamentos da instalação com a sigla correspondente para edição no SigDraw, conforme mostrado na Fig. 4. Embora todos os elementos estejam representados no arquivo, eles aparecem desorganizados e sem uma representação topológica da instalação.

Neste ponto, é necessário que o colaborador organize os elementos, desenhando a topologia da instalação e associando as codificações apropriadas. Essa tarefa demanda tempo e atenção, e por ser um processo manual, está sujeita a erros. Além disso, é comum que os espaçamentos entre os elementos, a disposição dos arranjos, as representações das codificações e o alinhamento dos itens variem conforme o responsável pela execução, o que contribui para a falta de padronização. O tempo médio para a criação de novas instalações pode facilmente ultrapassar 4 horas de trabalho.

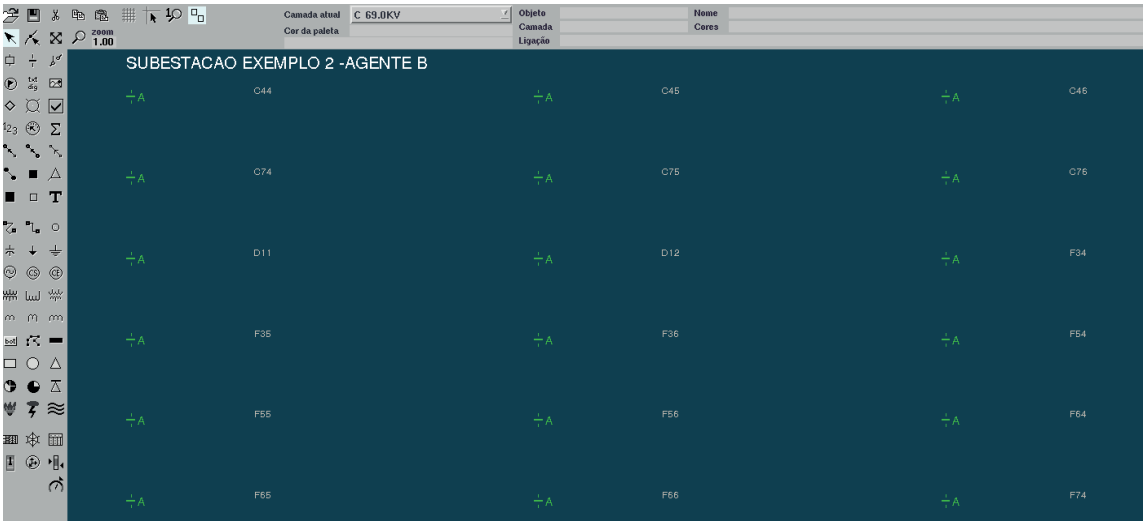


Fig. 4 – Tela inicial com parte dos elementos gerados pelo comando *STI_gel* de uma determinada instalação.

3.3 Ferramenta de Suporte para o Desenvolvimento de Novas Telas

Visando otimizar o processo de criação de telas gráficas no SigDraw, foi desenvolvida, em Python, uma ferramenta de suporte destinada à construção automatizada de telas para instalações elétricas, conforme ilustrado na Fig. 5. Essa ferramenta tem como principal objetivo posicionar os equipamentos de acordo com o arranjo da instalação, sendo responsável pelo desenho das conexões elétricas, pela geração das codificações, pela aplicação de cores com base nos níveis de tensão e pela inclusão das grandezas elétricas.

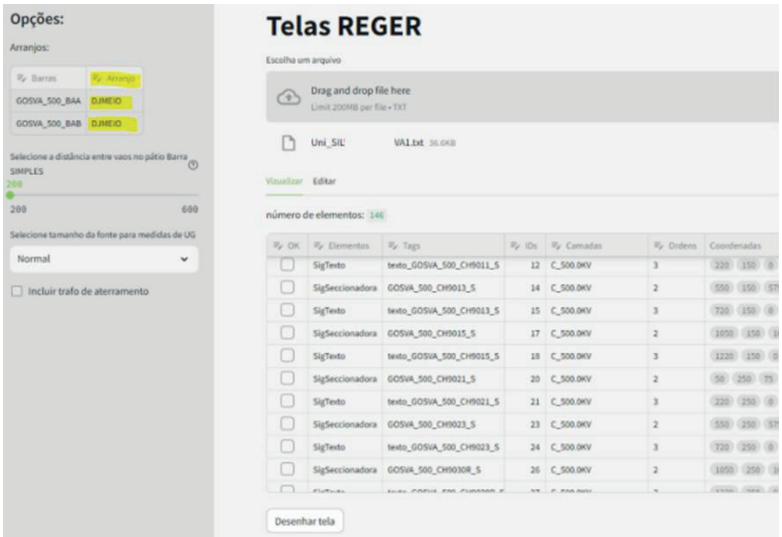


Fig. 5 - Tela inicial da aplicação desenvolvida.

No desenvolvimento, foram considerados os arranjos de subestação mais utilizados, como Disjunto e Meio, Barra Principal e Transferência, Barra Dupla a 3 Chaves, Barra Dupla a 4 Chaves, Barra Dupla a 5 Chaves e Barra Simples. Para arranjos que não se enquadram nessas categorias, o modelo de barra simples é adotado como padrão. Cada tipo de arranjo foi padronizado, e a lógica da ferramenta foi projetada para traduzir as

informações da base de dados técnica em representações gráficas no SigDraw, incluindo as conexões elétricas específicas de cada instalação.
O processo de utilização da ferramenta começa com a criação da tela inicial da nova instalação pelo comando STI_gel + "Sigla", que gera um arquivo base a ser utilizado como ponto de partida. A ferramenta realiza, então, uma consulta à base de dados para identificar o tipo de arranjo e os níveis de tensão envolvidos. O desenho automatizado inicia pelos barramentos, seguidos pelas chaves seccionadoras conectadas a esses barramentos, pelos disjuntores ligados às chaves e, por fim, pelos demais equipamentos, seguindo uma lógica de ramificação partindo do barramento inicial. Esse procedimento é repetido para as barras subsequentes até que todos os elementos do arquivo inicial sejam processados.
Além disso, a ferramenta organiza automaticamente os setores de acordo com os níveis de tensão, em ordem decrescente (do maior para o menor), respeitando os padrões predefinidos para o tipo de arranjo. Ela também identifica e organiza as Funções de Transmissão (FT), posicionando os equipamentos de forma lógica e ordenada em cada vão, incluindo elementos como by-pass. Após o posicionamento dos dispositivos, a ferramenta realiza as conexões elétricas conforme a topologia da instalação, adotando uma abordagem descendente para a primeira seção de barra e ascendente para a segunda. A posição inicial da barra do segundo setor é determinada pela localização do transformador no setor anterior, aplicando essa lógica iterativamente para os demais setores.
Após o processamento e a edição, o arquivo final é disponibilizado para download pelo usuário, já compatível com o SigDraw. Isso permite a visualização gráfica e facilita a supervisão e o controle do Sistema Interligado Nacional (SIN). A automação proporcionada pela ferramenta reduz consideravelmente o tempo necessário para o desenvolvimento de novas telas, garantindo padronização no layout, fidelidade às ligações topológicas e às informações da base de dados técnica, além de preservar as características operacionais exigidas pelo ONS.

4 RESULTADOS

Ao longo do ano de 2024, a ferramenta desenvolvida passou por um processo de avaliação de desempenho pela equipe responsável pela confecção de novas telas. Ao todo, foram feitos testes comparativos entre instalações novas e já existentes, com o objetivo de atestar a sua assertividade, validar o resultado e propor novas melhorias para o sistema. Ao todo foram criadas mais de 200 telas de instalações nesse período.
Nos testes realizados, observou-se que o tempo médio necessário para a criação de novas telas de instalações foi reduzido em até 95%, quando comparado com o processo manual tradicional. Além disso, foram analisados aspectos como padronização, qualidade das representações gráficas, redução de erros operacionais e detecção de erros cadastrais da base de dados.
Em termos de eficiência, a automação proporcionou uma redução significativa no tempo de execução. Evidentemente, no processo tradicional telas com diferentes níveis de complexidade possuem um tempo para conclusão distintos. Porém com o uso da ferramenta, o tempo necessário para criação e desenho de uma nova instalação são semelhantes, uma vez que a ferramenta faz todo o processo em um curto intervalo de tempo. Por exemplo, na Fig 6. é apresentado um desenho de uma instalação de 138kV da rede de supervisão, podendo ser considerado uma tela de baixa complexidade pois possui apenas seis terminais de conexão, duas barras e um disjuntor de *by-pass*. O tempo estimado para criação dessa tela seguindo o processo tradicional é cerca de 1 hora, com o auxílio da ferramenta esse tempo reduz para 15 minutos.

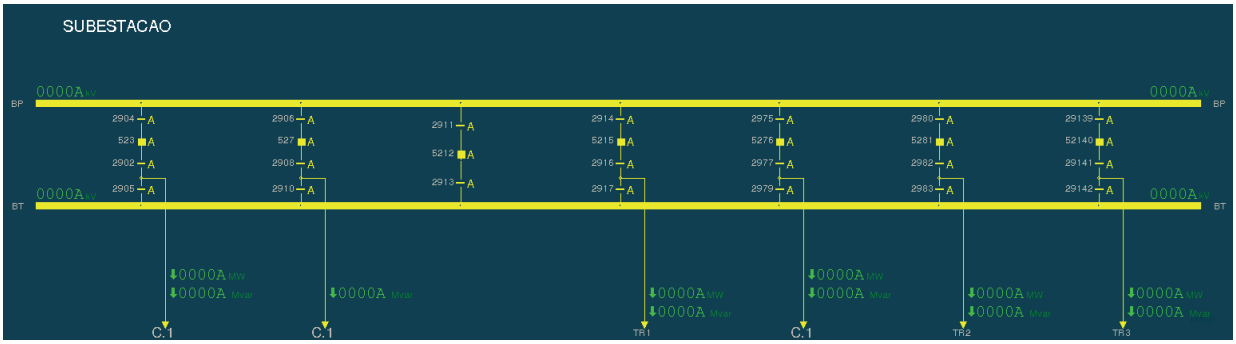


Fig. 6 - Tela de uma instalação de menor complexidade desenhada pela ferramenta.

Agora, considerando uma instalação de geração renovável, com maior complexidade e elevado número de equipamentos, apresentando na Fig. 7. A instalação possui 41 terminais de conexão para as usinas, 01 terminal de conexão para linha de transmissão, 2 transformadores de três enrolamentos e 06 barramentos. O tempo estimado para a criação dessa tela seria de ao menos 6 horas, com o auxílio da ferramenta, a mesma instalação pode ser feita em 20 minutos, uma redução de aproximadamente 95%. Uma vantagem expressiva foi observada na criação de telas renováveis, que integram, em um único ambiente, as conexões entre usinas e subestações coletoras.

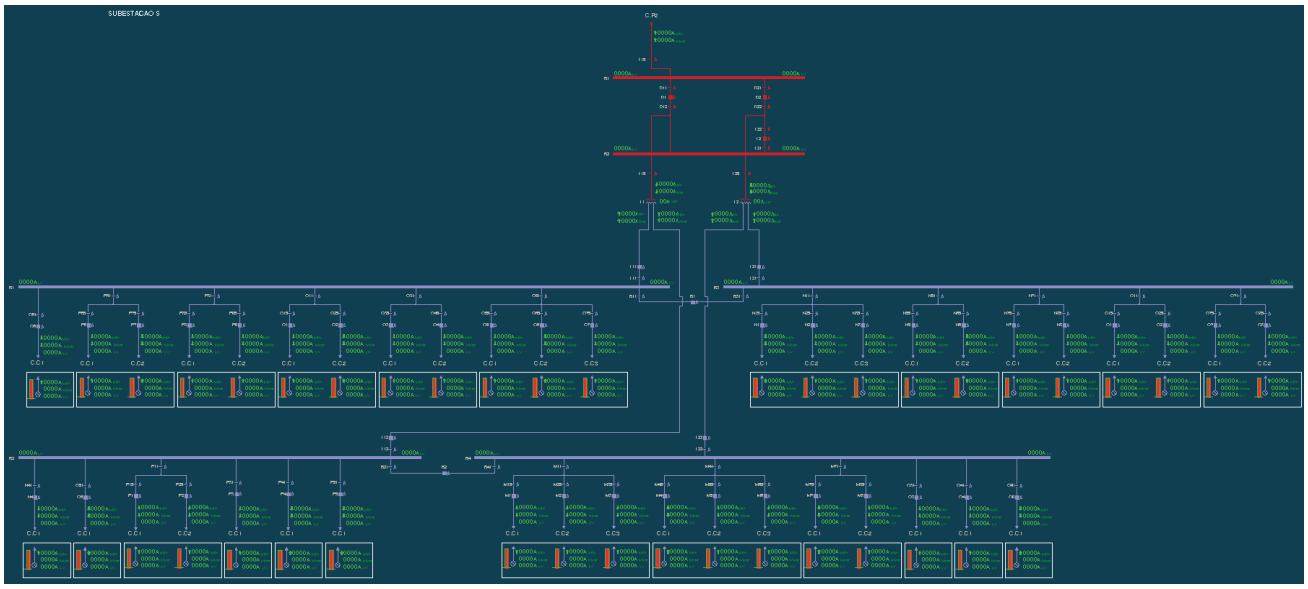


Fig. 7 - Tela de uma instalação de geração renovável criada pela ferramenta desenvolvida.

A análise qualitativa evidenciou que a ferramenta atende aos padrões estabelecidos pelo ONS, como demonstrado pela conformidade das telas geradas. Adicionalmente, a padronização visual e técnica garantiu maior confiabilidade e consistência nas representações gráficas, eliminando variações decorrentes de processos manuais.

Outro benefício observado foi a integração eficiente com a base de dados técnica, garantindo que as informações representadas estejam sempre alinhadas com a realidade operacional. Esses resultados demonstram que a solução proposta não apenas acelera o processo de criação de telas, mas também eleva o padrão de qualidade e confiabilidade das representações gráficas no SigDraw, contribuindo para a operação eficiente do SIN.

5 CONCLUSÕES

O desenvolvimento da ferramenta apresentada neste trabalho buscou atender à necessidade de otimizar a o desenvolvimento das telas supervisionadas, oferecendo uma solução automatizada, padronizada e alinhada às exigências operacionais do ONS. Os resultados obtidos demonstraram uma significativa redução no tempo de execução do processo, além de uma maior padronização e consistência nas representações gráficas. Essa melhoria foi crucial para facilitar tarefas como o desenho das telas, a verificação do ID de cada elemento, e a organização do formato final, garantindo que fossem eficientes e aderentes ao diagrama unifilar operacional recebido. Com isso, os operadores puderam usufruir de uma visualização mais clara e otimizada, o que contribuiu diretamente para a eficiência na operação do sistema.

Os estudos comparativos realizados entre o modo manual de desenho e após o auxílio da ferramenta desenvolvida, constatou-se uma redução de até 95% do tempo que antes era necessário para se desenhar uma nova instalação. Por realizar o desenho baseado na base de dados técnica, após uma inspeção visual do engenheiro responsável se torna possível detectar erros cadastrais de topologia do sistema, de equipamentos e das codificações. A integração eficiente com a base de dados técnica e a conformidade com as normas operacionais garantiram a confiabilidade do processo automatizado, destacando a viabilidade da aplicação em larga escala.

Versões futuras da ferramenta irão explorar outros arranjos de subestações, visando minimizar a necessidade de ajustes manuais em arranjos menos utilizados, o que irá ampliar sua aplicabilidade e eficiência.
A solução desenvolvida representa um avanço significativo na supervisão e no controle do SIN, contribuindo para a operação mais eficiente e confiável do sistema elétrico brasileiro. Sua aplicação não apenas agiliza processos operacionais, mas também promove maior alinhamento aos padrões técnicos, garantindo qualidade e inovação no setor elétrico. Durante o processo de validação a ferramenta apresentou excelentes resultados e os benefícios foram considerados bastantes promissores pelos seus usuários, trazendo um aumento abundante de produtividade. Por fim, está sendo a estudado a possibilidade de escalabilidade no processo e a expansão para outros tipos de telas de supervisão.

6 REFERÊNCIAS

[1] Submódulo 2.1 dos Procedimentos de Rede – Definição das redes do Sistema Interligado Nacional, disponível em: http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes.

[2] Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL. Manuais do Usuário: 11-SigDraw. Novembro/2023.

XX ERIAC
VIGÉSIMO ENCONTRO
REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRE
Ciudad del Este, Paraguay
25 a 29 de maio de 2025
C2.32_3499

Comitê de Estudos C2 – Operação e Controle de Sistemas de Potência

IMPACTOS DA INTEGRAÇÃO DE FONTES DE ENERGIA BASEADAS EM HIDROGÊNIO DE BAIXO CARBONO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

G.F. SOUZA
Unifei
Brasil
d2022205993@unifei.edu.br

R.R. PEREIRA
Unifei
Brasil
rondineli@unifei.edu.br

R.B. GONZATTI
Unifei
Brasil
rbgonzatti@unifei.edu.br

Resumo *– Este artigo apresenta o desempenho elétrico do sistema interligado nacional e do sistema isolado de Roraima com a integração de uma fonte de geração baseada em células a combustível do tipo PEM (Proton Exchange Membrane), que utiliza hidrogênio de baixo carbono. O desempenho será verificado por meio de simulações de contingências e perturbações de regime de estabilidade transitória desses sistemas com os softwares Anarede e Anatem, considerando uma modelagem da célula a combustível tipo PEM para estudos elétricos.*

Palavras-chave: Descarbonização – Hidrogênio de Baixo Carbono – Estabilidade – Transição Energética.

1 INTRODUÇÃO

Nos últimos tempos, diversos fóruns mundiais vêm discutindo a relação entre a emissão de gases poluentes e os eventos climáticos extremos. A descarbonização dos setores socioeconômicos é tida como fundamental para controle desses eventos, que ano após ano vem se intensificando. A redução de emissão desses gases demanda ações de transição energética entre os países. Fontes de combustíveis fosseis, conhecidas por elevadas emissões de gases nocivos, estão sendo substituídas por soluções de baixa emissão desses gases.

O hidrogênio de baixo carbono, produzido a partir de fontes renováveis, é considerado uma alternativa promissora, no contexto de transição energética, devido à sua aplicabilidade em diversos setores como na indústria, transporte, agricultura e no setor elétrico. As características desse vetor energético como a elevada densidade energética, capacidade de armazenamento e possiblidade de conversão em eletricidade, tornam o hidrogênio como uma interessante aplicação em sistemas elétricos que possuem fontes de energia intermitentes, como eólica e fotovoltaica.

O trabalho irá abordar os impactos da integração de fontes de geração baseadas em hidrogênio de baixo carbono no desempenho elétrico do Sistema Elétrico Brasileiro, destacando o potencial desse combustível na transição energética. A pesquisa se concentra nas células a combustível do tipo PEM (Proton Exchange Membrane), utilizando uma modelagem para sistemas elétricos de potência já desenvolvida na literatura, e avaliando sua performance em simulações de regime permanente e de estabilidade transitória.

2 HIDROGÊNIO DE BAIXO CARBONO

O hidrogênio pode ser obtido por diversas fontes, sendo que cada uma emite diferentes quantidades de poluentes. A literatura [1] apresenta uma classificação por cores para as diferentes rotas de produção. O

* d2022205993@unifei.edu.br

hidrogênio cinza é chamado quando ele é extraído a partir de combustíveis fósseis, como o carvão e gás natural. Esse processo já é consolidado e aplicado pela indústria [2], porém gera elevadas emissões de CO2. O hidrogênio é classificado como azul quando utiliza combustíveis fósseis para produção do hidrogênio, mas aplica um processo de captura e armazenamento de parte do carbono emitido [1]. Dessa forma, a emissão de poluentes é reduzida com relação ao hidrogênio cinza. Uma outra maneira de produção do hidrogênio tem sido desenvolvida no sentido de reduzir ao máximo as emissões de carbono. Essa rota se dá pela utilização de energia elétrica, proveniente de fontes renováveis, e água. Esses elementos são utilizados no processo de eletrólise, onde se obtém o hidrogênio sem emissões de poluentes. Na literatura esse hidrogênio é conhecido como verde [1]. Ainda existem outras rotas renováveis, com o uso de biomassa e biogás, que tem apresentado potencial para produção de hidrogênio de baixo carbono [3].

2.1 Eletrolisadores

Para produção do hidrogênio verde é necessário utilizar o método de eletrólise da água. Esse processo consiste, de maneira simplificada, na aplicação de eletricidade para a quebra das moléculas de água, a separando em moléculas de hidrogênio e oxigênio. O equipamento principal nesse processo é o eletrolisador, o qual é constituído por dois eletrodos, catodo e anodo, separados por um meio eletrolítico. A tensão elétrica é aplicada entre os eletrodos, permitindo a quebra da molécula de água, com a interação dessa com o anodo. Os eletrolisadores se diferem por seus meios eletrólitos, podendo ser do tipo alcalino, membrana de troca de prótons, membrana de troca de ânions, óxido sólido entre outros [4]. Cada tecnologia possui custos, e características de operação distintas, como ciclos, vida útil, temperatura, pressão entre outras [5]. Os íons após permearem o meio eletrólito, chegam ao catodo por onde vão reagir com os elétrons produzindo as moléculas de hidrogênio e água como produtos da reação.

2.2 Células a combustível

Diferente do eletrolisador onde se utiliza de eletricidade para produzir o hidrogênio, por meio da eletrólise, a célula combustível trabalha de forma inversa. Nela é produzida eletricidade utilizando hidrogênio e oxigênio. Assim como nos eletrolisadores, as células a combustível se diferem por seu meio eletrolítico, por onde os íons e prótons vão permear, podendo ser do tipo membrana de troca de ânions, membrana de troca de prótons, óxido sólido, entre outros. O presente trabalho irá se basear nas células a combustível do tipo PEM, que já vem sendo disponibilizadas na forma comercial. No tipo PEM, a membrana é composta por um material polimérico, o qual deve permitir a passagem dos íons de hidrogênio e ser um isolante para os elétrons [6], de forma que esses só podem ser conduzidos pelos eletrodos. Ao se conectar uma carga nos terminais dos eletrodos, uma corrente elétrica deve ser produzida na célula. Essa tecnologia vem ganhando destaque por trabalhar com temperaturas mais baixas e apresentar elevada densidade energética comparados com os tipos alcalinos e óxido sólido [7].

2.3 Aplicação em Sistemas Elétricos de Potência

O sistema elétrico de potência brasileiro vem enfrentando uma mudança na sua característica de geração em função da entrada massiva de geração intermitente, oriundas de geração eólica e fotovoltaicas. Um grande desafio na operação desse sistema é o manejo dos excedentes dessa geração. O hidrogênio de baixo carbono aparece como potencial vetor para aproveitar a energia de fontes intermitentes, que possuem como características a variabilidade, sazonalidade e difícil previsibilidade. O melhor aproveitamento desses recursos poderia ser aplicado nos períodos de elevada geração intermitente e baixa carga, onde se faria a produção do hidrogênio, adicionando uma carga no sistema, e nos períodos de maior demanda de carga e menor disponibilidade de geração poderia se utilizar do hidrogênio para conversão em eletricidade. O hidrogênio produzido que não fosse convertido ainda poderia ser utilizado em outros processos da indústria. Como os sistemas de armazenamento de hidrogênio possuem menor índices de perda comparado com a autodescarga das baterias de íons-lítio, eles passam ser uma vantagem para um armazenamento de energia a médio e longo prazo [8]. Além disso, pela capacidade de usar eletricidade para gerar hidrogênio e com ele produzir eletricidade, esses sistemas podem agregar maior controle de frequência aos sistemas elétricos, sendo que em situação de sobrefrequência poderia ser gerado uma carga ao sistema elétrico ao produzir hidrogênio, já em subfrequência se utilizaria da geração das células a combustível. A utilização do hidrogênio de baixo carbono para geração de energia elétrica ainda poderia ser empregada em sistemas isolados, que usualmente são atendidos por geração de origem fosseis como o óleo diesel e gás natural, sendo então uma alternativa redutora de emissões de poluentes.

3 MODELAGEM DA CÉLULA A COMBUSTÍVEL PEM PARA ESTUDOS ELÉTRICOS

3.1 Resumo

A modelagem de células a combustível para estudos de dinâmicos em sistemas elétricas, passa pela representação de fenômeno complexos como os da eletroquímica, termodinâmica e a dinâmica dos gases. Eles possuem uma natureza não-linear e de difícil implementação para simulações. A modelagem utilizada neste trabalho se referenciou na literatura apresentada em [9]. Foram consideradas a dinâmica dos gases nas células e as quedas de tensão devido aos efeitos ôhmicos e de ativação da célula. Em função da complexidade foi desconsiderado os efeitos da termodinâmica para as simulações, sendo mantida a temperatura constante. Os parâmetros utilizados foram baseados na referência [9] e estão descritos na tabela I do anexo 1.

3.2 Equacionamento

O equacionamento parte da modelagem da aplicação das equações dos gases ideais no anodo e no catodo da célula a combustível.

$$\frac{dP_{H2}}{dt}=\frac{RT}{V_a}\left(H_{2in}-H_{2out}-\frac{I}{2F}\right) \tag{1}$$

$$H_{2out}=k_a\,(P_{H2}-Ptank) \tag{2}$$

$$H_{2in}=(FR_{H2}\cdot CF_{H2}\cdot Pur_{H2}) \tag{3}$$

$$\frac{dP_{H2O}}{dt}=\frac{RT}{V_a}\left(H_2O_{ain}-H_2O_{aout}+\frac{I}{2F}\right) \tag{4}$$

$$H_2O_{in}=(FR_{O2}\cdot CF_{O2}\cdot Pur_{H2O}) \tag{5}$$

$$H_2O_{out}=k_c(P_{H2O}-Pamb) \tag{6}$$

$$\frac{dP_{O2}}{dt}=\frac{RT}{V_c}\left(O_{2in}-O_{2out}-\frac{I}{4F}\right) \tag{7}$$

$$O_{2in}=(FR_{O2}\cdot CF_{O2}\cdot Pur_{O2}) \tag{8}$$

$$O_{2out}=k_c(P_{o2}-Pamb) \tag{9}$$

A tensão gerada pela pilha de células é dada por:

$$Vcel=Vnerst-Vact-Vohm \tag{10}$$

Com as pressões parciais do hidrogênio, oxigênio e vapor calculados, é possível determinar a tensão produzida pela célula a partir das equações (11)-(13):

$$Vnerst=N\cdot\left[V+\left(\frac{RT}{2F}\right)\cdot\ln\left(\frac{P_{H2}\sqrt{P_{o2}}}{P_{H_2O}}\right)\right] \tag{11}$$

$$Vact=N\cdot[0.9514-0.00312\cdot T+0.000187\cdot T\cdot\ln i-7.4\cdot10^{-5}\cdot T\cdot\ln\frac{P_{o2}}{5.08\cdot10^{6}\exp\left(-\frac{498}{T}\right)}] \tag{12}$$

$$Vohm=N\cdot i\cdot Rohm \tag{13}$$

4 INTERFACE COM O SISTEMA ELÉTRICO

4.1 Representação do inversor no programa de simulação de transitórios eletromecânicos

É necessário que outros dispositivos façam a interface com a rede para que a energia elétrica proveniente da célula a combustível possa ser disponibilizada na rede elétrica. O elemento principal nessa interface é o conversor baseado em eletrônica de potência. Esse vai fazer o papel de controlar o fluxo de energia entre a

célula a combustível e a rede. No caso do Anatem, de propriedade do Cepel, a representação dessa conexão via conversor pode ser feita através do modelo de fonte shunt de corrente ou fonte shunt de tensão [10]. Para o caso de uma fonte shunt de corrente, deve ser especificado um controle que tem como variáveis internas as grandezas de tensão em suas parcelas real e imaginária e possui como saída o cálculo da corrente em termos de parcelas real e imaginária. No caso de fonte shunt de tensão, o controlador tem como variáveis internas as grandezas de corrente em suas parcelas real e imaginária e tem como saída o cálculo da tensão em termos de parcelas real e imaginária. Para o trabalho foi utilizado o modelo fonte de corrente shunt controlado por ser uma representação já utilizada para integração de fontes conectadas por conversores.

4.2 Sistema de Controle do Inversor

Para as simulações realizadas neste trabalho, foi utilizado um simples sistema de controle, baseado em controladores PI – Proporcional Integral, para regular a potência ativa da célula e realizar o controle de tensão na barra de conexão, de forma ao gerador trabalhar como uma barra do tipo PV. O diagrama de bloco apresentado a seguir (ver Fig.1), mostra um panorama da implementação dos controles.

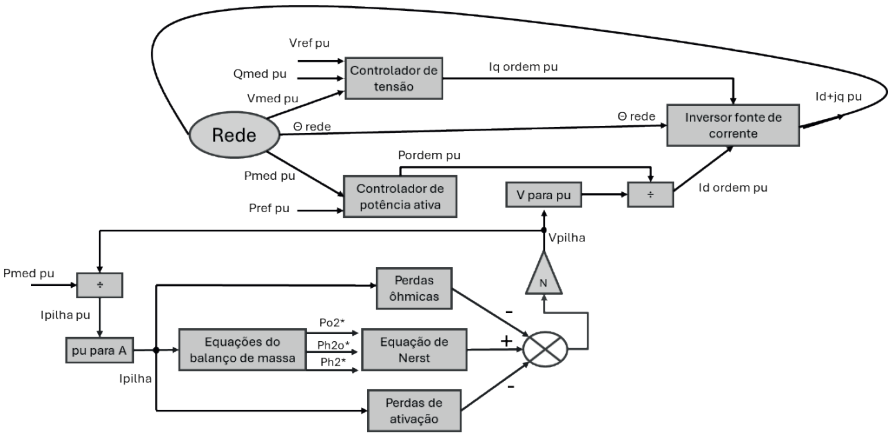


Fig. 1 - Diagrama de blocos do modelo da célula a combustível implementado para as simulações.

5 SIMULAÇÕES EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Foram realizadas simulações de planta de geração baseado em células a combustível do tipo PEM em dois sistemas elétricos de potência brasileiro. Os casos de 1 a 3 foram simulados no sistema elétrico do estado de Roraima, que opera de forma isolada do SIN, já nos casos 4 e 5, no Sistema Interligado Nacional.
Quanto aos programas de simulação, para o cálculo do fluxo de potência, no estudo de regime permanente foi usado o programa ANAREDE, na versão 11.7.2. Para as simulações de estabilidade eletromecânica foi usado programa ANATEM na versão 12.6.0, sendo que o caso base considerado nas simulações é o caso do mês de agosto de 2024, utilizado pelo ONS para os estudos do planejamento elétrico de curto prazo no horizonte do segundo quadrimestre de 2024.
Os casos de simulação foram definidos da seguinte forma:

- Caso 1: Geração da célula PEM com 30 MW e curto-circuito de 100 ms de duração na barra da SE Boa Vista 69 kV com abertura da LT 69 kV Boa Vista / Floresta C1.
- Caso 2: Caso base sem a presença da célula e rejeição de 1 UG na UTE Jaguatirica II.
- Caso 3: Geração da célula PEM com 60 MW e rejeição de 1 UG na UTE Jaguatirica II.
- Caso 4: Caso base sem a presença da célula a combustível e curto-circuito 100 ms de duração na barra da SE Jauru 230 kV com abertura da LT 230 kV Jauru / Vilhena C1 e C2.
- Caso 5: Geração da célula PEM com 60 MW e curto-circuito de 100 ms de duração na barra da SE Jauru 230 kV com abertura da LT 230 kV Jauru / Vilhena C1 e C2.

Os diagramas das redes estudadas com a conexão da célula são apresentados a seguir (ver Fig. 2 e Fig.3):

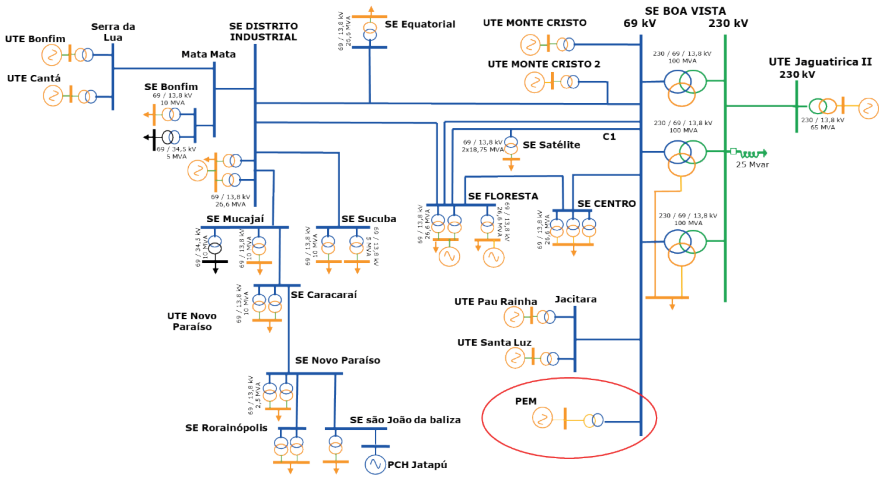


Fig. 2 – Sistema Roraima com inserção da geração da célula combustível PEM.

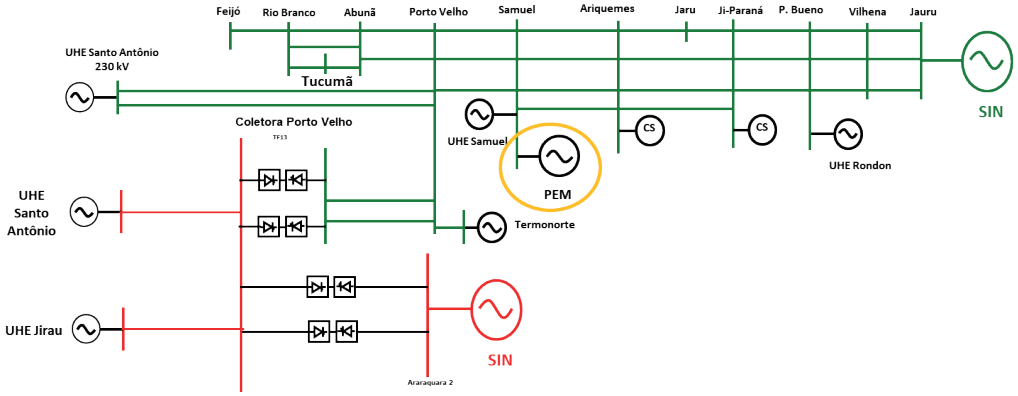


Fig. 3 – Sistema Interligado Nacional com inserção da geração da célula combustível.

5.1 Resultados

5.1.1 Caso 1

Na Fig. 4, foram plotados os gráficos de tensão da célula a combustível PEM e das principais subestações da área. É possível perceber uma variação transitória de tensão maior no barramento da geração PEM do que nas outras instalações, chegando ao valor máximo de 1,13 pu.

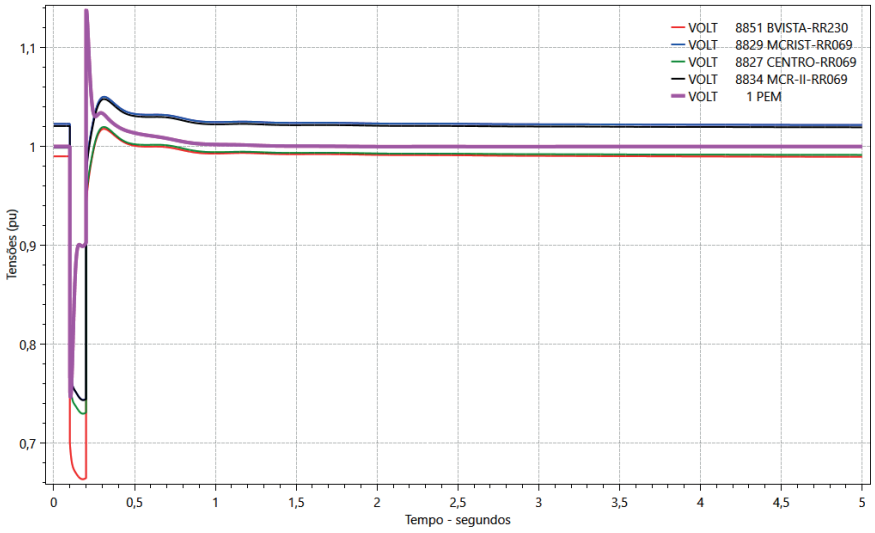


Fig. 4 – Tensões nas subestações da área.

A potência ativa da geração PEM (ver Fig. 5) responde rapidamente após a contingência, chegando a variar 26% em relação a potência nominal, mas em menos de 0.5s já retorna a valor de equilíbrio. O comportamento dessas grandezas mostra que o modelo implementado apresenta uma resposta rápida as variações transitórias.

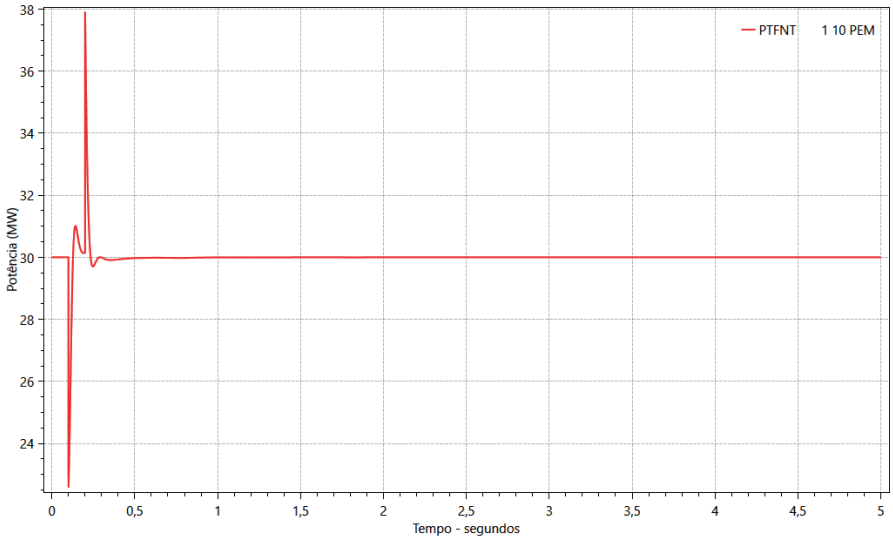


Fig. 5 – Potência elétrica da planta de geração.

5.1.2 Casos 2 e 3

A resposta do desempenho de frequência do Sistema Roraima diante de uma perda de uma unidade geradora na UTE Jaguatirica II é apresentado na Fig.6. No caso 2 (curva azul), sem a inserção da geração da célula PEM, a frequência atingiu um valor mínimo de 59,2 Hz, levando a atuação do 1° estágio do ERAC – Esquema Regional de Alívio de Carga [12], cortando 27 MW de carga da área. No caso 3 (curva vermelha) com a geração de célula PEM, o valor mínimo é atingido com 59,55 Hz, nesse caso sem atuação de ERAC. Isso mostra a contribuição da inserção dessa geração para o desempenho da frequência pós contingências.

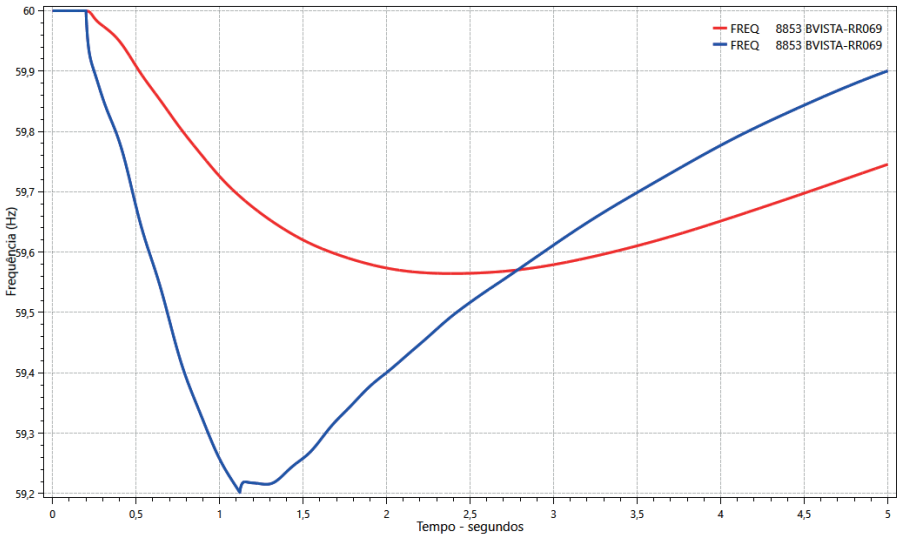


Fig. 6– Frequência do Sistema Roraima.

5.1.3 Casos 4 e 5

Nos casos 4 e 5 apresentaram desempenhos distintos na estabilidade das grandezas diante das perturbações aplicadas. O parâmetro de frequência (ver Fig. 7) foi tomado na UHE Samuel e ela apresentou um comportamento ligeiramente mais estável no caso 5 (curva vermelha), com mais amortecimento das oscilações com a célula PEM inserida do que no caso 4 (curva azul). A potência elétrica da UHE (ver Fig. 8) também se

mostrou mais amortecida no caso 5, tendo variado no valor máximo de 24% contra 28% no caso 4. Destaca-se que ambos os casos, 4 e 5, se mostram estáveis, porém, a inserção da geração da célula PEM pode melhorar ligeiramente esse desempenho.

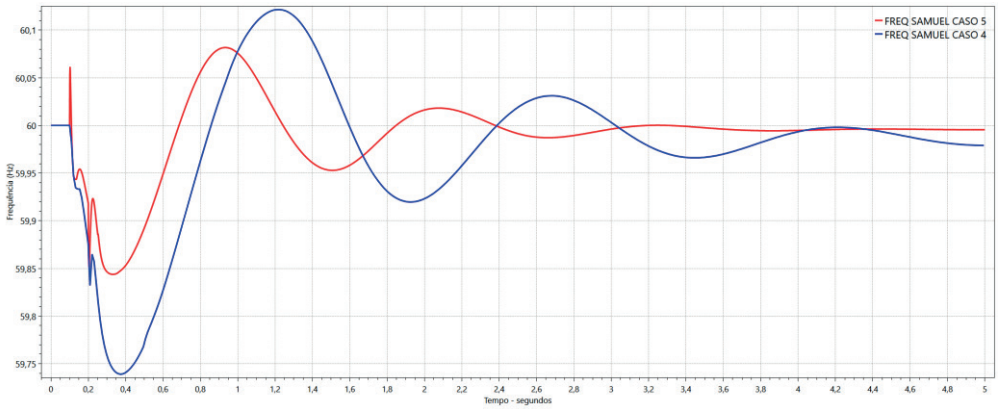


Fig. 7 – Frequência da UHE Samuel.

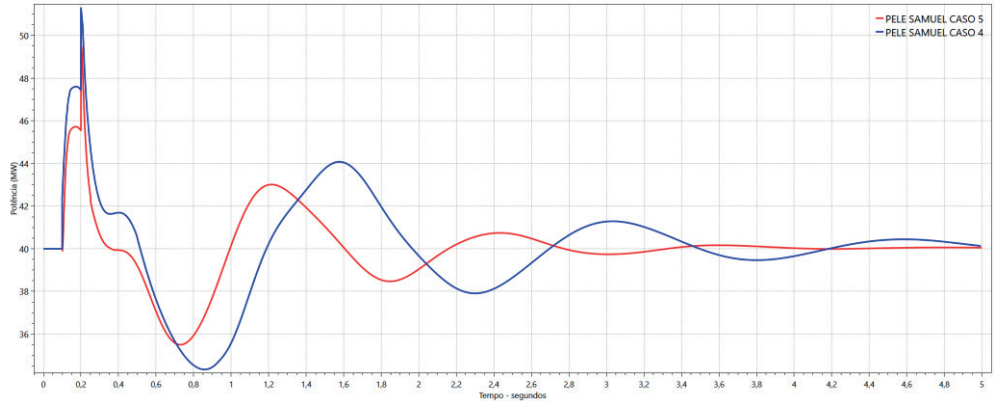


Fig. 8– Potência elétrica da UHE Samuel.

As tensões das subestações na vizinhança do ponto de conexão da célula PEM, também tiveram respostas com menores variações de amplitude. As tensões do caso 4 (ver Fig. 9) apresentaram maiores oscilações em comparação no caso 5 (ver Fig. 10). Além da potência ativa, os conversores da pilha de células também podem fornecer potência reativa durante a contingências, o que contribui para suporte de tensão.

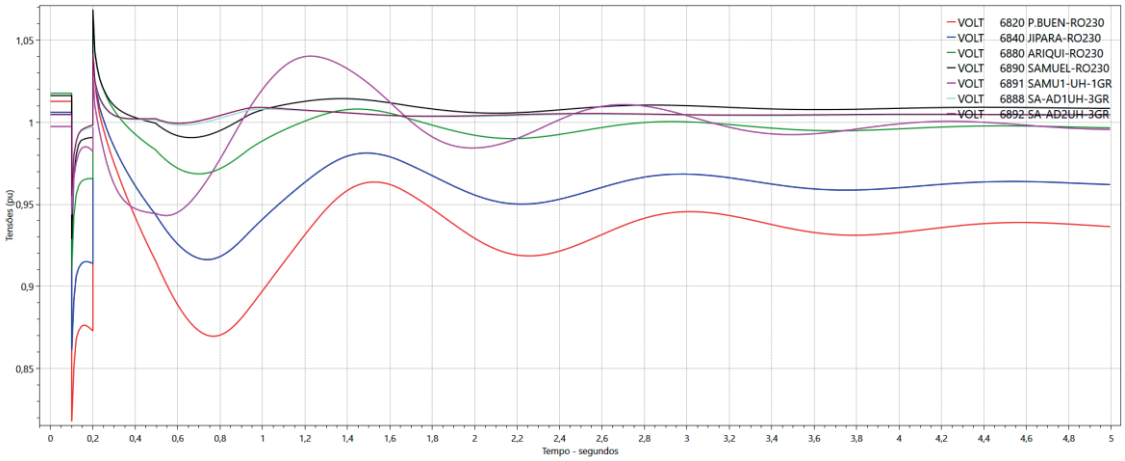


Fig. 9 - Tensões nas subestações da área do caso 4.

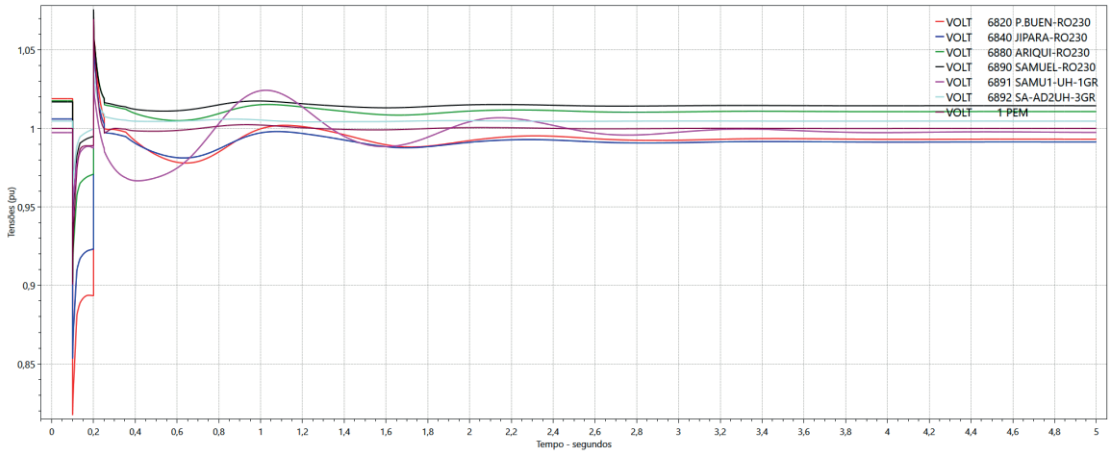


Fig. 10 - Tensões nas subestações da área do caso 5.

6 CONCLUSÕES

Neste trabalho, foi realizada uma análise sobre o desempenho elétrico, no ponto de vista de estabilidade transitória, da geração de energia elétrica utilizando hidrogênio de baixo carbono, em diferentes cenários de geração. Para tal o estudo utilizou de modelagem das células combustíveis de membrana de troca de prótons (PEM), presente na literatura, para simulação de estudos de estabilidade transitória.

Para avaliação do comportamento da célula a combustível PEM e do sistema nela inserido, foram feitas diferentes simulações de contingências em um sistema isolado, sistema Roraima, e no Sistema Interligado Nacional. Os resultados indicaram que a célula tem desempenho satisfatório, mesmo em sistemas de baixa inércia, podendo ainda contribuir para a segurança elétrica desses sistemas, como possibilitar melhor desempenho de frequência no sistema isolado diante de rejeição de geração de usinas dessa área, evitando a atuação de ERAC. Nas simulações no SIN, a inserção da célula a combustível pode contribuir para melhoria do despenho elétrico da rede diante de contingências. Utilizando de técnicas de controles mais avançadas nos inversores é possível que a célula possa contribuir ainda mais na rede em que for conectada.

Apesar do modelo da célula a combustível, utilizado para as simulações dinâmicas, poder não representar fidedignamente o comportamento ao ser integrada em um sistema elétrico, é uma aproximação que viabiliza os estudos de estabilidade de uma tecnologia que ainda está em desenvolvimento no mundo.

O hidrogênio de baixo carbono se apresenta como uma solução promissora para a transição energética, contribuindo para o processo de descarbonização do setor elétrico, especialmente em contextos em que a integração com fontes renováveis é crítica. O uso de células combustíveis e eletrolisadores PEM permite uma operação flexível e intermitente, adequando-se bem à natureza variável de fontes como a eólica e a solar.

7 REFERÊNCIAS

[1] A. Ajanovic, M. Sayer, R. Haas, “The economics and the environmental benignity of different colors of hydrogen, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 47, pp. 24138-24139, 2022.

[2] IEA, The Future of Hydrogen - Seizing today’s opportunities, pp. 89-90, International Energy Agency: abril, 2019.

[3] IRENA, Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2018.

[4] IRENA. Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling Up Electrolysers to Meet the 1.5 ◦C Climate Goal; International Renewable Energy Agency: Abu Dhabi, Emirados Árabes Unidos, 2020.

[5] Sahin, M.E. “An Overview of Different Water Electrolyzer Types for Hydrogen Production”, pp 5-6, Energies 2024,17, 4944. https://doi.org/10.3390/en17194944.

[6] I. Das, S. Padmanaban, K. Venkitusamy, R. Selvamuthukumaran, F. Blaabjerg, P. Siano, “Recent advances and challenges of fuel cell based power system architectures and control – A review, Renewable and Sustainable Energy Reviews”, Volume 73,2017, pp. 11-12, ISSN 1364-0321, https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.148.

[7] Dai, S.; Deng, W.; Shen, P.; Yu, Q. “Hydrogen Energy in Electrical Power Systems: A Review and Future Outlook. Electronics “2024, 13, 3370. https://doi.org/10.3390/ electronics13173370.

[8] Md Mustafizur Rahman, Abayomi Olufemi Oni, Eskinder Gemechu, Amit Kumar, “Assessment of energy storage technologies: A review, Energy Conversion and Management”, pp 4-5, Volume 223,2020,113295, ISSN 0196-8904, https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113295.

[9] B. Barac, M. Krpan, T. Capuder, “Modelling of PEM Fuel Cell for Power System Dynamic Studies”, IEEE Transactions on Power Systems, pp 3288-3296, ppVol.39, No.2, março 2024.

[10] Cepel: Manual ANATEM 12.6.0. Disponível em https://see.cepel.br/manual/anatem/equipamentos/geradores_dfnt.html.

[11] Instrução de Operação IO-EE.N.5RR rev 4. Disponível em https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/mpo.

APÊNDICE 1

TABELA I. DESCRIÇÃO DAS VÁRIÁVEIS

Parâmetro	Descrição	Valor / Unidade
P_{H2} , P_{H2O} e P_{o2}	Pressões parciais do hidrogênio, vapor de água e oxigênio.	atm
H_{2in}, H_2O_{in} e O_{2in},	Fluxo de hidrogênio, vapor de água e oxigênio, respectivamente, que entra na célula a combustível.	mol/s
H_2out, O_2out, H_2 O_out	Fluxo de hidrogênio, vapor de água e oxigênio, respectivamente, que sai do sistema.	mol/s
FR_{H2} e FR_{O2}	Taxa de injeção de hidrogênio e oxigênio	5 litros/min
CF_{H2}	Fator de conversão de litros/min para mols/s para o hidrogênio	$6.85 \cdot 10^{-4}$
CF_{o2}	Fator de conversão de litros/min para mols/s para o oxigênio	$6.804 \cdot 10^{-4}$
Pur_{H2},	Pureza do hidrogênio	0.99
Pur_{O2}	Pureza do oxigênio	0.21
Pur_{H2O}	Porcentagem de vapor no catodo	1%
Pamb	Pressão ambiente	1 atm
Ptank	Pressão máxima no tanque de armazenamento	3 atm
k_a	Constante de fluxo no anodo e catodo	0.004 $mol. \cdot s^{-1} \cdot . atm^{-1} \cdot$
k_c	Constante de fluxo no catodo	0.01 $mol. \cdot s^{-1} \cdot . atm^{-1}$
F	Constante de Faraday	96485 $C.mol^{-1}$
R	Constante universal dos gases	8.314 $J. mol^{-1}K^{-1}$
T	Temperatura da célula	377 K
N	Número de células	50
V	Potencial de circuito aberto	1.229 V
i	Densidade de corrente	$A.cm^{-2} \cdot$
I	Corrente da pilha de células	A

VI. Comités de Estudio

C3

EFICIENCIA ENERGÉTICA PARA REDUCIR EL EFECTO DEL CAMBIO CLIMÁTICO

ING. PABLO ENRIQUE REALPOZO DEL CASTILLO

CIGRE MÉXICO
MÉXICO
prealpozo@hotmail.com

Resumen *– La eficiencia energética es crucial para enfrentar el cambio climático y la sostenibilidad. Los países deben reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y depender menos de combustibles fósiles. En México, la Ley de Transición Energética y las normas oficiales mexicanas (NOM) promueven la eficiencia energética en todos los sectores público, privado y social. La transición energética es vital para cumplir con compromisos internacionales, impulsar el crecimiento económico y reducir la desigualdad en la sociedad. La colaboración mundial entre gobiernos, industrias y sociedad civil es esencial para un futuro energético sostenible.*

Palabras clave: Cambio climático, Reducción de emisiones, Energías renovables, Sostenibilidad, Innovación tecnológica, Ahorro de energía, Políticas energéticas, Desarrollo sostenible, Mitigación del cambio climático

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Importancia de la eficiencia energética en el contexto del cambio climático

La eficiencia energética es un pilar fundamental para enfrentar el cambio climático, ya que permite reducir significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Al optimizar el uso de energía, se disminuye la dependencia de combustibles fósiles, principales responsables del calentamiento global. Además, promueve un uso más racional de los recursos naturales, garantizando su disponibilidad para futuras generaciones. [1]

1.2 Desafíos energéticos globales y nacionales

A nivel global, el crecimiento de la población y la urbanización han incrementado la demanda energética, lo que exacerba la explotación de recursos no renovables. Agencia Internacional de Energía (IEA) [2], En México, los retos incluyen una infraestructura energética madura, alta dependencia de hidrocarburos e iniciándose en la adopción de tecnologías limpias. La transición hacia energías renovables y el fortalecimiento de las regulaciones son esenciales para superar estos desafíos.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Conceptos clave de eficiencia energética

La eficiencia energética se refiere al uso óptimo de la energía para realizar una actividad determinada, minimizando el desperdicio.

Esto incluye tanto la mejora de procesos industriales como la adopción de tecnologías modernas en el ámbito residencial y comercial. Es un componente esencial de las estrategias de desarrollo sostenible.

2.2 Impacto de las emisiones de gases de efecto invernadero

Las emisiones de GEI, como el dióxido de carbono y el metano, contribuyen al efecto invernadero, aumentando las temperaturas globales [3]. Esto genera fenómenos climáticos extremos, como sequías, inundaciones y olas de calor, que afectan la biodiversidad y la economía. Reducir estas emisiones es crucial para evitar consecuencias irreversibles y daños por fenómenos meteorológicos destructivos. [4]

2.3 Necesidad de transición hacia energías limpias

La transición energética implica un cambio estructural hacia fuentes de energía renovables, como la solar, eólica, hidráulica e hidrogeno verde. Este cambio no solo reduce el impacto ambiental, sino que también diversifica la matriz energética, aumentando la seguridad y resiliencia del sistema. [5]

3. REGULACIONES EN MÉXICO

3.1 Ley de Transición Energética

La Ley de Transición Energética establece los lineamientos para reducir la dependencia de combustibles fósiles y fomentar el uso de energías renovables. Su objetivo principal es garantizar la sostenibilidad del sistema energético a largo plazo, promoviendo la eficiencia en todos los sectores [6]. Además, esta ley busca incentivar la innovación tecnológica y la inversión en proyectos de energía limpia, estableciendo metas claras de participación de fuentes renovables en la generación eléctrica. También establece la obligación de desarrollar estrategias para mejorar el desempeño energético en sectores clave, como la industria, el transporte y los edificios.

3.2 Normas Oficiales Mexicanas (NOM)

Las Normas Oficiales Mexicanas (NOM) relacionadas con la eficiencia energética desempeñan un papel esencial en la promoción de prácticas sostenibles en el país. Estas normas establecen especificaciones técnicas detalladas para una amplia gama de equipos y procesos con el fin de optimizar el consumo energético y reducir las emisiones de gases contaminantes. Por ejemplo, regulan el consumo máximo permitido de electrodomésticos, como refrigeradores, aires acondicionados y lavadoras, garantizando que los productos disponibles en el mercado cumplan con estándares de eficiencia. Asimismo, abordan motores eléctricos, sistemas de iluminación, calderas y equipos industriales, promoviendo tecnologías que consuman menos energía sin comprometer el rendimiento. [7]

Estas regulaciones no solo buscan reducir el impacto ambiental, sino también incentivar el desarrollo y la adopción de tecnologías innovadoras y más eficientes. Esto beneficia tanto a los consumidores, quienes pueden reducir sus costos de energía, como a los fabricantes, que se ven impulsados a diseñar productos competitivos y sostenibles. Además, las NOM incluyen medidas para la verificación y cumplimiento, como etiquetados obligatorios que informan al usuario sobre el desempeño energético de los equipos, promoviendo decisiones de compra más informadas. En conjunto, estas normas constituyen una herramienta clave para alcanzar los objetivos nacionales de eficiencia energética y sostenibilidad.

4. SITUACIÓN ACTUAL

4.1 Evaluación de avances desde el año 2000

Desde el inicio del milenio, México ha logrado avances significativos en la promoción de la eficiencia energética. Uno de los hitos más destacados fue la creación del Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE), que en armonía con la Secretaria de Energía (SENER) ha sido un impulsor clave en la implementación de proyectos de eficiencia energética en los sectores industrial, residencial y comercial. Este programa ha facilitado el financiamiento para la modernización de equipos y la adopción de tecnologías limpias, logrando ahorros sustanciales de energía y una reducción significativa de emisiones de GEI. [8]

En el sector industrial, la actualización de maquinaria y la integración de sistemas de gestión energética han contribuido a disminuir la intensidad energética. Según reportes de la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE), entre 2000 y 2020, el país logró una mejora del 15% en la intensidad energética industrial. En el ámbito residencial, programas a nivel nacional como el reemplazo de focos incandescentes por lámparas de tecnología LED, electrodomésticos y la instalación de sistemas fotovoltaicos que han permitido a millones de hogares reducir su consumo eléctrico.

En la generación de electricidad, la participación de fuentes renovables ha crecido gradualmente. La energía eólica y solar, que representaban menos del 1% en 2000, alcanzaron cerca del 12% en 2020, según datos de la Secretaría de Energía. Sin embargo, aún persisten retos como la limitada infraestructura para almacenamiento de energía y la dependencia del gas natural como principal combustible para generación eléctrica.

A pesar de los avances, México enfrenta desafíos significativos en términos de financiamiento, infraestructura y la implementación de políticas más estrictas. Comparado con países como Alemania o Japón, el progreso ha sido paulatino, pero las bases sentadas desde el 2000 muestran un camino hacia una transición energética más eficiente y sostenible.

4.2 Comparación internacional

En comparación con otros países, México presenta avances moderados en eficiencia energética, pero existen áreas en las que se han logrado progresos significativos. Según la Agencia Internacional de Energía (IEA), la intensidad energética de México ha disminuido un 15% desde 2000, un dato alentador, aunque aún lejos del 36% registrado en Alemania o el 30% en Japón durante el mismo período.

Alemania, por ejemplo, ha logrado integrar más del 40% de energías renovables en su matriz energética, gracias a incentivos robustos y una infraestructura avanzada. Japón, por su parte, ha desarrollado tecnologías de alta eficiencia, como sistemas de cogeneración y equipos con bajos niveles de consumo energético, consolidándose como líder en innovación tecnológica. En contraste, México enfrenta desafíos estructurales como la dependencia del gas natural, que constituye casi el 58% de su generación eléctrica, y una infraestructura de energías renovables en proceso de desarrollo.

A pesar de ello, México ha implementado programas como el FIDE y desarrollados proyectos destacados, como el Parque Eólico Oaxaca I-IV, que genera más de 400 MW de energía limpia al año. Sin embargo, para cerrar la brecha con los líderes internacionales, México necesita incrementar su inversión en infraestructura de energías renovables y reforzar sus políticas energéticas para alcanzar mayores niveles de eficiencia.

5. TECNOLOGÍAS Y PRÁCTICAS SOSTENIBLES

5.1 Implementación de tecnologías limpias

La eficiencia energética contribuye significativamente a reducir los costos de producción y operación, aumentando la competitividad de las empresas. Por ejemplo, estudios del Comisión Nacional de Energía (CONUEE) indican que las industrias que implementaron medidas de eficiencia energética lograron reducir hasta un 20% sus costos operativos entre 2015 y 2020. En el ámbito social, la transición hacia tecnologías limpias ha generado empleos verdes; según la Organización Internacional del Trabajo (OIT), en México se crearon más de 300,000 empleos relacionados con energías renovables y eficiencia energética en la última década. Además, el reemplazo de tecnologías obsoletas, como focos incandescentes por lámparas LED, ha permitido a millones de hogares reducir su consumo eléctrico en un 75%.

También, estas acciones contribuyen a mejorar la calidad de vida al disminuir la contaminación ambiental; la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) reporta que la implementación de estas prácticas ha reducido alrededor de 12 millones de toneladas de CO2 equivalente entre 2000 y 2020. Estos beneficios económicos, sociales y ambientales destacan la importancia de la eficiencia energética como una herramienta clave para el desarrollo sostenible y el cumplimiento de los compromisos internacionales de México en la lucha contra el cambio climático.

5.2 PROMOCIÓN DE PRÁCTICAS SOSTENIBLES

La adopción de prácticas como la auditoría energética y el mantenimiento preventivo es crucial para identificar áreas de mejora y optimizar el consumo energético. Según un estudio, el mantenimiento predictivo puede generar ahorros del 30-40% en comparación con el mantenimiento correctivo y del 8-12% en comparación con el mantenimiento preventivo. Además, las auditorías energéticas en el sector público han demostrado ser efectivas para reducir el consumo energético en un 10-15%.

La educación y concienciación sobre el uso responsable de la energía también son fundamentales. Un informe del Departamento de Energía de los Estados Unidos destaca que las campañas de concienciación pueden reducir el consumo energético en un 5-10%. Estas medidas no solo ayudan a disminuir los costos operativos, sino que también contribuyen a la sostenibilidad ambiental.

En síntesis, la implementación de auditorías energéticas y el mantenimiento preventivo, junto con la educación sobre el uso responsable de la energía, son estrategias esenciales para mejorar la eficiencia energética y reducir el impacto ambiental. La combinación de estas prácticas puede llevar a ahorros significativos y a un uso más sostenible de los recursos energéticos.

6. BENEFICIOS Y RECOMENDACIONES

6.1 Impacto económico y social

La eficiencia energética es esencial para reducir costos de producción y operación, incrementando la competitividad de las empresas en México. Según la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE), la adopción de medidas de eficiencia energética puede resultar en ahorros significativos en costos operativos para las empresas, al disminuir el consumo de energía sin afectar el rendimiento de los procesos y actividades diarias.

Además, la eficiencia energética contribuye a la sostenibilidad ambiental al reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y minimizar el impacto ambiental de las operaciones industriales. La implementación de tecnologías y prácticas eficientes permite a las empresas disminuir su huella de carbono y contribuir a la lucha contra el cambio climático.

Según un informe de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), México ha logrado avances en la mejora de la eficiencia energética, lo que ha resultado en una disminución de la intensidad energética en varios sectores. (https://www.cepal.org/es, 2025)

En el ámbito social, la eficiencia energética genera empleos verdes y mejora la calidad de vida al disminuir la contaminación. Según un informe de la Organización Internacional del Trabajo (OIT), los sectores de energías renovables y gestión de residuos concentran casi la mitad de los empleos verdes, con un 21% y un 26% respectivamente. En México, la adopción de energías renovables y prácticas de eficiencia energética ha creado nuevas oportunidades de empleo en áreas como la instalación de paneles solares, la construcción de infraestructura energética sostenible y la gestión de residuos.

En resumen, la eficiencia energética no solo reduce costos y mejora la competitividad empresarial en México, sino que también promueve la sostenibilidad ambiental y genera empleo verde, contribuyendo al bienestar social y económico del país.

6.2 Estrategias para mejorar la eficiencia energética

Entre las estrategias recomendadas destacan el fortalecimiento de alianzas público-privadas, el incremento en la inversión en investigación y el desarrollo de incentivos fiscales para promover la adopción de tecnologías limpias en México.

En cuanto a la inversión en investigación, México ha incrementado sus esfuerzos en los últimos años. Por ejemplo, el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) ha destinado fondos significativos para proyectos de investigación en energías renovables. En 2023, se invirtieron más de 1,200 millones de pesos en proyectos de investigación y desarrollo tecnológico, lo que representa un aumento del 15% respecto al año anterior. Esta inversión es crucial para el desarrollo de nuevas tecnologías que puedan reducir la dependencia de combustibles fósiles y mejorar la sostenibilidad ambiental.

El desarrollo de incentivos fiscales también ha sido una estrategia efectiva. El gobierno mexicano ha implementado créditos fiscales para empresas que invierten en tecnologías limpias. Por ejemplo, las empresas que instalan paneles solares pueden deducir hasta el 30% de los costos de instalación de sus impuestos. Estos incentivos no solo reducen los costos iniciales de adopción de tecnologías limpias, sino que también fomentan una mayor participación del sector privado en la transición hacia una economía más sostenible.

En resumen, el fortalecimiento de alianzas público-privadas, el incremento en la inversión en investigación y el desarrollo de incentivos fiscales son estrategias esenciales para promover la adopción de tecnologías limpias en México. Estas medidas no solo impulsan el desarrollo económico, sino que también contribuyen a la sostenibilidad ambiental del país.

7. ENFOQUE TÉCNICO

7.1 Análisis Cuantitativo: Evaluación de datos históricos sobre consumo energético y emisiones

El análisis de datos históricos permite identificar tendencias y áreas de oportunidad en el consumo energético. En México, los sectores industrial y transporte son los principales responsables de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

Por ejemplo, el Balance Nacional de Energía de 2023 muestra que el sector industrial consume aproximadamente el 59% de la energía total del país. Este sector incluye industrias como la manufactura, la minería y la construcción, que dependen en gran medida de la generación de combustibles fósiles y gas.

El sector transporte es el otro gran emisor de GEI, representando alrededor del 25% de las emisiones totales. En 2022, México emitió aproximadamente 683 millones de toneladas de CO^2 equivalente, con el transporte contribuyendo con una parte considerable. La adopción de vehículos eléctricos y la mejora en la eficiencia del transporte público son áreas clave de oportunidad para reducir estas emisiones.

Además, el análisis de datos históricos ha permitido identificar patrones de consumo energético que pueden ser optimizados.

En resumen, el análisis de datos históricos es esencial para identificar tendencias y áreas de oportunidad en el consumo energético en México. Los sectores industrial y transporte son los principales responsables de las emisiones de GEI, y la implementación de tecnologías limpias y eficientes en estos sectores es crucial para reducir el impacto ambiental.

7.2 Estudios de Caso: Ejemplos de implementación exitosa de tecnologías limpias

Un ejemplo destacado de la implementación exitosa de tecnologías limpias en México es el Parque Eólico Oaxaca I-IV, que genera energía limpia suficiente para abastecer a miles de hogares. Este proyecto, ubicado en el Istmo de Tehuantepec, ha sido fundamental para demostrar el potencial de las energías renovables en el país. Con una capacidad instalada de 400 MW, el parque ha contribuido significativamente a la reducción de emisiones de CO^2.

Otro ejemplo notable es la Planta Solar Villanueva en Coahuila, que es una de las plantas solares más grandes de América Latina. Con una capacidad instalada de 828 MW, esta planta genera suficiente electricidad para abastecer a más de un millón de hogares. La planta ha ayudado a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en aproximadamente 1.4 millones de toneladas de CO^2 al año.

Además, el Programa de Eficiencia Energética en Edificios Públicos ha sido un éxito en la reducción del consumo energético en edificios gubernamentales. Este programa ha permitido la implementación de tecnologías de iluminación eficiente y sistemas de climatización avanzados, logrando ahorros energéticos de hasta el 30% en algunos edificios.

En el sector del transporte, la introducción de autobuses eléctricos en las principales Ciudades de México ha sido un paso importante hacia la movilidad sostenible. Estos autobuses no solo reducen las emisiones de CO^2, sino que también mejoran la calidad del aire en la ciudad.

Estos ejemplos demuestran cómo México ha avanzado en la adopción de tecnologías limpias en los últimos diez años, contribuyendo a la sostenibilidad ambiental y al desarrollo económico del país.

7.3 Comparación Internacional: Benchmarking con otros países

El benchmarking con países líderes en eficiencia energética, como Dinamarca y Suecia, permite identificar mejores prácticas que pueden ser adaptadas al contexto mexicano. Dinamarca, por ejemplo, ha implementado políticas de eficiencia energética que han reducido su consumo de energía en un 20% desde 1990, a pesar de un crecimiento económico significativo. Estas políticas incluyen la promoción de energías renovables, la mejora de la eficiencia en edificios y la implementación de tecnologías avanzadas en la industria.

Suecia, por otro lado, ha logrado una notable reducción en sus emisiones de gases de efecto invernadero mediante el uso de energía hidroeléctrica y biomasa, que representan más del 50% de su matriz energética. Además, Suecia ha implementado un sistema de impuestos sobre el carbono que ha incentivado a las empresas a reducir sus emisiones y a invertir en tecnologías limpias.

En México, la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) ha desarrollado la Base de Indicadores de Eficiencia Energética (BIEE), una herramienta que permite comparar el nivel de eficiencia energética de México con otros países en sectores como el residencial, industrial, transporte y servicios. Esta herramienta ha sido fundamental para identificar áreas de oportunidad y adaptar las mejores prácticas internacionales al contexto mexicano.

Por ejemplo, México ha comenzado a implementar programas de eficiencia energética en edificios públicos y privados, inspirados en las políticas danesas y suecas. Además, se han desarrollado incentivos fiscales para promover la adopción de tecnologías limpias, siguiendo el modelo sueco de impuestos sobre el carbono.

En resumen, el benchmarking con países líderes en eficiencia energética permite a México identificar y adaptar mejores prácticas, contribuyendo a la mejora de la eficiencia energética y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

8. METODOLOGÍA

8.1 Revisión Bibliográfica: Investigación de literatura académica y regulaciones vigentes

Se realiza una revisión exhaustiva de artículos científicos, reportes gubernamentales y normativas internacionales para comprender el estado actual de la eficiencia energética en México y el mundo. Este análisis incluye la evaluación de políticas públicas, avances tecnológicos y prácticas sostenibles implementadas en diferentes regiones. Además, se examinan las tendencias globales y los desafíos que enfrenta el sector energético para mejorar la eficiencia y reducir el impacto ambiental.

8.2 Análisis de Datos: Uso de estadísticas nacionales e internacionales

El análisis de datos en el sector eléctrico de México implica el uso de estadísticas nacionales e internacionales para evaluar el desempeño y la eficiencia del sistema eléctrico. Este enfoque permite identificar tendencias, comparar prácticas globales y desarrollar estrategias para mejorar la infraestructura energética. Además, facilita la toma de decisiones informadas y la implementación de políticas públicas que promuevan la sostenibilidad y la innovación en el sector eléctrico mexicano.

9. CONCLUSIONES

La eficiencia energética representa una herramienta indispensable en la lucha contra el cambio climático y en la construcción de un futuro sostenible. En el contexto de México, los esfuerzos por reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y disminuir la dependencia de combustibles fósiles están siendo respaldados por regulaciones como la Ley de Transición Energética y las Normas Oficiales Mexicanas (NOM). Estas medidas no solo buscan mejorar el desempeño energético del país, sino también cumplir con compromisos internacionales en materia ambiental.

A pesar de los avances logrados en las últimas décadas, como la implementación de programas de eficiencia y el desarrollo de proyectos de energías renovables, eólicas y fotovoltaicas, persisten desafíos significativos. La modernización de la infraestructura, la promoción de tecnologías limpias y la consolidación de alianzas entre el gobierno, la industria y la sociedad civil son elementos clave para maximizar el impacto de las políticas energéticas.

Los beneficios de adoptar estrategias de eficiencia energética son múltiples, desde la reducción de costos y la creación de empleos verdes hasta la mejora de la calidad de vida y la protección del medio ambiente. Sin embargo, para lograr un cambio profundo, es crucial fomentar la educación, la concienciación ciudadana y el fortalecimiento de incentivos que impulsen la transición hacia un modelo energético más sostenible.

1 REFERENCIAS

[1] Gobierno de México, https://www.gob.mx/
[2] Agencia Internacional de Energía (IEA), https://www.iea.org/data-and-statistics
[3] Secretaria de Energía, https://www.gob.mx/sener
[4] Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE), https://www.gob.mx/conuee
[5] IPCC — Intergovernmental Panel on Climate Change, https://www.ipcc.ch/
[6] IRENA – International Renewable Energy Agency, https://www.irena.org/
[7] Diario Oficial de la Federación 3.2 Normas Oficiales Mexicanas (NOM), https://www.dof.gob.mx/
[8] Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE), https://www.fide.org.mx/
[9] Agencia Internacional de Energía (IEA), https://www.iea.org/
[10] Organización Internacional del Trabajo (OIT), https://www.ilo.org/es
[11] Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), https://www.gob.mx/semarnat
[12] Departamento de Energía de los Estados Unidos, https://www.energy.gov/
[13] Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), https://www.cepal.org/es

Comité de Estudios C3 - Sostenibilidad y desempeño ambiental de sistemas de potencia

MAPEO DE ALTERNATIVAS PARA PROMOVER LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN UNIDADES GENERADORAS

J.V. LUGO1*
Universidade Federal da Integração Latino-Americana UNILA1
Brasil1
jessicalugo271097@gmail.com

O.H. ANDO2
Universidade Federal da Integração Latino-Americana UNILA2
Brasil2
eng.oswaldo@gmail.com

J.J. GIMENEZ3
Universidade Federal da Integração Latino-Americana UNILA3
Brasil3
jorge.ledesma@unila.edu.br

R.N. FERREIRA4
Universidade Estadual do Oeste do Paraná UNIOESTE4
Brasil4
reginaldo.santos@unioeste.br

E.T. CARNIATTO5
Universidade Estadual do Oeste do Paraná UNIOESTE5
Brasil5
carniattoarquitetura@gmail.com

Resumen *– La sostenibilidad y la transición energética son componentes esenciales en el actual contexto energético global, donde la necesidad de mitigar el impacto ambiental del sector eléctrico es una prioridad urgente. Para lograrlo, es imprescindible sustituir progresivamente los combustibles fósiles tradicionales y transformar el modelo energético actual. Este estudio se centra en la reconversión de unidades generadoras a carbón, responsables de alrededor del 40% de las emisiones globales de dióxido de carbono, y tiene como objetivo mapear alternativas que promuevan la transición energética mediante la integración de fuentes de energía más sostenibles. La investigación se realizó mediante el método Proknow-C, que sistematiza la revisión bibliográfica e identifica artículos y patentes relevantes sobre las alternativas más prometedoras para esta transición. Las alternativas identificadas incluyen: hibridación carbón y energía solar (20,59%); la conversión total a gas natural e hibridación de carbón y gas natural (19,12%); la conversión total a biomasa e hibridación de carbón y biomasa (26,47%); la conversión hacia la cogeneración de electricidad e hidrógeno (17,65%) y la integración de sistemas con captura de carbono (16,18%). Este mapeo proporciona una base sólida para guiar decisiones estratégicas en el proceso de conversión de las unidades generadoras a carbón, ofreciendo alternativas sostenibles y eficientes alineadas con los objetivos de desarrollo sostenible.*

Palabras clave: Unidad Generadora – Transición Energética – Descarbonización – Proknow-C – Fuente Renovable – Sostenibilidad

1 INTRODUCCIÓN

Las unidades generadoras de energía son desarrolladas para convertir diversas formas de energía en electricidad, estas pueden utilizar múltiples fuentes como la energía hidráulica, la eólica, la solar y combustibles fósiles como el carbón, dependiendo de los objetivos energéticos en términos de costo, eficiencia o sostenibilidad. En ese contexto, las unidades generadoras a carbón o centrales termoeléctrica a carbón, son infraestructuras desarrolladas para generar electricidad mediante la combustión del carbón [1].

La Agencia Internacional de Energía (AIE, 2021) afirma que las unidades generadoras a carbón son responsables de alrededor del 40% de las emisiones globales de dióxido de carbono. Por lo tanto, la reconversión de estas unidades para integrar fuentes de energía más limpias está cobrando gran relevancia como parte de la transición energética, ya que permite reducir las emisiones de carbono y promover alternativas más sostenibles [2].

* jessicalugo271097@gmail.com

Bajo esa perspectiva, según MME (2017), la creciente búsqueda e inclusión de fuentes de energía renovables alternativas para diversificar la matriz energética, está presente tanto en el escenario mundial como en el nacional, ya que además de satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica, esta diversificación también contribuye al proceso de descarbonización del sector eléctrico y promueve la sustentabilidad energética [3]. El compromiso por erradicar la generación a carbón a través de múltiples políticas e instrumentos se ha destacado en varios países. Por lo que, estas centrales inician su evolución hacia una modalidad de operación en el cual su importancia radica en complementar a las energías renovables variables mediante el aprovisionamiento de reservas, y la alternativa de transformar su calidad de producción de forma rápida, competitiva y sostenible en el tiempo, lo que podría significar un próximo paso a la descarbonización del sistema eléctrico, sin mutar significativamente los sistemas termoeléctricos existentes si no reconvirtiéndolos [4].

2 PROBLEMA Y OBJETIVOS

Por lo expuesto anteriormente, el presente trabajo Mapeo de alternativas para promover la transición energética en unidades generadoras, aborda la siguiente interrogante de investigación: ¿Cuáles son las alternativas de mayor factibilidad para la reconversión de las unidades generadoras a carbón que promuevan la transición energética mediante la integración de fuentes de energía más sostenibles?

El objetivo general de este estudio es; realizar un mapeo situacional, generar informaciones prácticas y presentar alternativas para la reconversión de las unidades generadoras a carbón, promoviendo la transición energética mediante la integración de fuentes de energía más sostenibles.

A partir del objetivo general se estableció los siguientes objetivos específicos:

(1) Identificar los principales estudios de la literatura científica y de propiedad intelectual, obteniendo las posibles alternativas para reconversión de las unidades generadoras a carbón, mediante el método Proknow-C.

(2) Evaluar las alternativas identificadas con énfasis en su capacidad para aprovechar la infraestructura existente y minimizar el impacto ambiental.

(3) Proponer las alternativas para la reconversión de las unidades generadoras a carbón y/o el aprovechamiento de la estructura existentes, asegurando su alineación con los objetivos de transición energética, sostenibilidad y eficiencia en las unidades generadoras a carbón.

3 JUSTIFICATIVA

La sustentabilidad y la transición energética son componentes críticos en el contexto energético global actual, donde la urgente necesidad de mitigar el impacto ambiental del sector eléctrico se ha convertido en una prioridad, un aspecto clave de esta transición es la reducción de las emisiones de los gases de efecto invernadero principalmente el dióxido de carbono. La adopción de tecnologías y fuentes energéticas más limpias reflejan el imperativo de avanzar hacia la descarbonización y de promover un sistema energético más sostenible, es fundamental reemplazar progresivamente los combustibles fósiles tradicionales y transformarlos hacia un modelo más sostenible y eficiente.

La transición energética; puede definirse como un cambio significativo en el sistema energético de un país, de una región, o incluso, a nivel global [5]. Implica abordar varios factores, como los recursos naturales, las políticas públicas, los conflictos sectoriales, el medioambiente, los derechos humanos, las estrategias empresariales, los avances tecnológicos, la diversificación productiva, la relación entre energía y distribución de la riqueza. Actualmente, nos enfrentamos al desafío de lograr una transición que no solo sea efectiva, sino también justa, esto implica reforzar la noción de patrimonio y adoptar una perspectiva que considere la energía como un derecho fundamental [6]. El concepto de transición justa ha evolucionado para incorporar aspectos de equidad y justicia energética, ambiental y climática, e incluir elementos relacionados con la distribución de costos, riesgos y beneficios, como la contaminación del aire y los empleo [7].

En el escenario internacional, la Agencia Internacional de Energías Renovables (2020) afirma la existencia de un aumento creciente del consumo y la demanda de la energía eléctrica, por lo que es imprescindible ampliar las fuentes renovables de energía [8]. En ese sentido, si bien se prevé una tendencia de aumento en la generación renovable, también se espera que la demanda aumente, y seguirá siendo necesario cierto grado de generación a carbón dentro del sistema eléctrico.

Por lo tanto, es preciso que las unidades generadoras a carbón adapten su operación de manera flexible favoreciendo la transición hacia un sistema con menores emisiones de dióxido de carbono. En este contexto, surge la necesidad de comprender, desarrollar y evaluar soluciones que impulsen una mayor descarbonización

del sistema eléctrico, sin la necesidad de una restructuración completa de los sistemas térmicos existentes, sino adaptándolos a las características del escenario económico, climático y tecnológico actual. Por lo que, se aborda el presente estudio; Mapeo de alternativas para promover la transición energética en unidades generadoras.

4 CONTRIBUCIÓN Y RELEVANCIA

Este estudio presenta contribuciones relacionadas a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), que constituyen un llamado global a la acción para erradicar la pobreza, proteger el planeta y mejorar la calidad de vida y las oportunidades para todas las personas en el mundo. Específicamente, esta investigación está relacionada con el objetivo 7; garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna. Además, está vinculada al objetivo 13; adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos [9].

Las contribuciones de este estudio relacionadas a los ODS anteriormente mencionados incluyen: i) contribución técnica: con la presentación de alternativas tecnológicas aplicables a la reconversión de las unidades generadoras que utilizan carbón como combustible primario y/o la reutilización de la infraestructura existente en dichas unidades de un modo significativo; ii) contribución ambiental: brindando alternativas que contribuyan a la descarbonización favoreciendo la transición a un sistema con menos emisiones de gases de efecto invernadero principalmente, dióxido de carbono; iii) contribución económica: presentando alternativas que permitan a las centrales termoeléctricas a seguir operando sin perder competitividad en el mercado eléctrico; iv) contribución científica: con el estudio de alternativas con potencial de intercambio de experiencias en la región latinoamericana para el fortalecimiento de estudios específicos en el área de energías y sustentabilidad; y la mejora de la vinculación entre la investigación científica de manera tal que, exista una transferencia de investigación y resultados científicos aplicables a las unidades existentes.

5 ENFOQUE Y ALCANCE

Este estudio tiene un enfoque cualitativo, con énfasis en la revisión de la literatura y la identificación de alternativas de reconversión de unidades generadoras a carbón, a través del método Proknow-C (Knowledge Development Process Constructivist). La investigación sistematiza estudios científicos y patentes relevantes, categorizando las soluciones identificadas. El uso de bases de datos científicas y de propiedad intelectual es fundamental para mapear las alternativas más viables para sustituir o complementar el carbón como fuente de energía. La investigación se centra en encontrar soluciones prácticas para reducir la dependencia del carbón, centrándose en opciones viables que aprovechen la infraestructura existente.

6 MÉTODO PROKNOW-C: REVISIÓN SISTEMÁTICA

El procedimiento metodológico tuvo como objetivo la búsqueda, selección y análisis exhaustivo de trabajos académicos científicos de gran relevancia relacionados con la temática de la reconversión de las unidades generadoras a carbón, un área clave dentro de la transición energética. Este proceso se llevó a cabo utilizando el método Proknow-C, que corresponde a un enfoque sistemático y constructivista de revisión de la literatura científica. Este método fue diseñado específicamente para organizar y estructurar la investigación bibliográfica, se desarrolló en el Laboratorio de Metodologías Multicriterio en Apoyo a la Decisión (LabMCDA) [10].

Mediante este proceso, se asegura que la revisión esté alineada con los objetivos de la investigación, ofreciendo un marco estructurado que permite tanto la organización de la literatura como su evaluación cualitativa y cuantitativa. Este método es esencial para asegurar que el estudio se sustente en las fuentes académicas más relevantes, el proceso sistemático se presenta en la Figura 1.

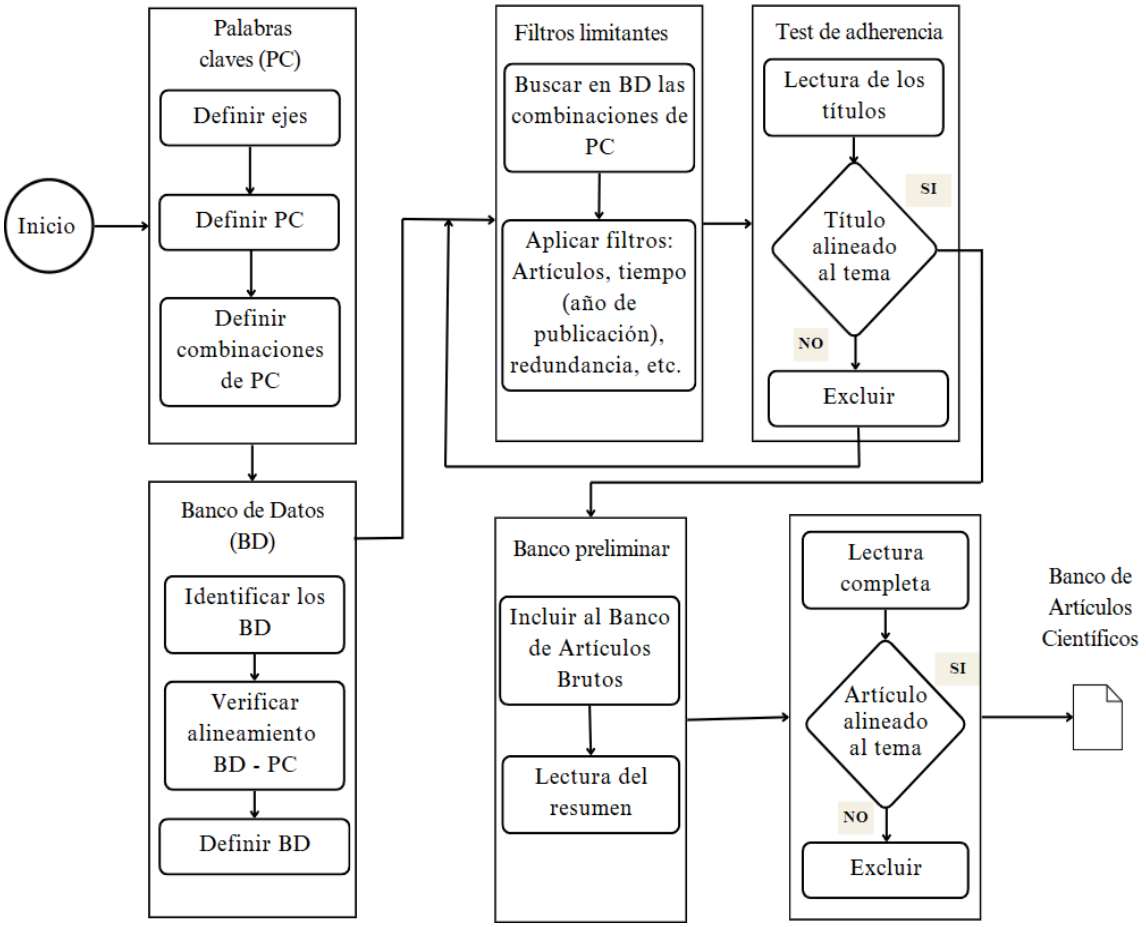


Fig. 1– Proceso sistemático del Proknow-C.

Se llevó a cabo la selección de las palabras clave (PC) que fueron identificadas según los ejes de investigación, se emplean las palabras clave en los idiomas inglés y español con el propósito de maximizar la cobertura y asegurar que la búsqueda incluya las investigaciones más relevantes y actualizadas. En la TABLA I, se presentan las palabras clave de manera estructurada, lo que permite visualizar claramente cómo cada conjunto está vinculado a un eje específico de la investigación. Esta relación entre ejes y palabras clave asegura una cobertura exhaustiva de la temática, permitiendo una búsqueda más dirigida y eficiente, la elección de palabras clave adecuadas incrementa la precisión de la búsqueda.

TABLA I. PALABRAS CLAVE (PC).

Eje (1)	**(PC)**
Especificación	"unidad generadora" OR "central" OR "planta" OR "carbón" OR "termoeléctrica" OR "térmica" "reconversión" OR "modernización" OR “transición energética" OR "descarbonización"
Eje (2)	**(PC)**
Fuentes energéticas	"alternativas" OR "integración" OR "hibridación" "energía renovable" OR "fuentes limpias" OR "energía alternativa" OR "energía sostenible"
Eje (3)	**(PC)**
Análisis	"factibilidad" OR "viabilidad" OR "impacto" "métodos" OR "criterios" OR "análisis multicriterio"

6.1 Literatura Científica

Para la búsqueda e investigación de la literatura científica se utilizó como banco de datos la plataforma especializada Scopus, reconocido por proporcionar una descripción integral de la producción científica global en los campos de la ciencia y la tecnología, el Portal de Periódicos CAPES una de las principales plataformas de acceso a publicaciones científicas en Brasil y Google Académico que permite realizar búsquedas amplias mediante un algoritmo similar al utilizado en las búsquedas generales de Google. Se utilizó la aplicación de

operadores booleanos "OR" y "AND" en la combinación de palabras clave, seleccionadas estratégicamente de los ejes temáticos observados en la Tabla II. Estos operadores fueron fundamentales para expandir y refinar la búsqueda de artículos que estuvieran alineados con los objetivos del estudio. Además, para garantizar que la información recogida fuera reciente y pertinente, se aplicó un límite temporal de 8 años, enfocándose en publicaciones comprendidas entre 2017 y 2024. En cuanto a los ejes y palabras clave seleccionadas, se realizaron 9 combinaciones para cubrir una amplia gama de temas relacionados con la reconversión de unidades generadoras a carbón y la transición energética. Como parte del proceso, se llevó a cabo la prueba de adherencia para evaluar si las palabras clave elegidas eran efectivas en la obtención de resultados relevantes y, de ser necesario, reducir el número de combinaciones para focalizar aún más la búsqueda. Como resultado, se estableció un Portafolio Bibliográfico compuesto por 26 artículos, como base para la investigación y son presentados en la TABLA II.

TABLA II. ARTÍCULOS CIENTÍFICOS SELECCIONADOS

Ítem	Título	Referencia
(1)	Una revisión de las tecnologías de captura de CO2 postcombustión en centrales eléctricas de carbón	[11]
(2)	Revisión de la flexibilidad operativa y las emisiones de las centrales eléctricas de gas y carbón en un futuro con crecientes renovables	[12]
(3)	El papel del gas natural y su infraestructura en la mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero, la mejora de la calidad del aire regional y la integración de recursos renovables	[13]
(4)	Integración de la sostenibilidad en la toma de decisiones estratégicas: un método AHP difuso para la selección de cuestiones de sostenibilidad relevantes	[14]
(5)	Gas natural: ¿un combustible de transición para la transformación del sistema energético sostenible?	[15]
(6)	Cogasificación de carbón y biomasa: una tecnología energética limpia emergente: situación y perspectivas de desarrollo en el contexto indio	[16]
(7)	Tecnología de generación de energía mediante co-combustión de carbón y biomasa: estado actual, desafíos e implicaciones políticas	[17]
(8)	Una revisión comparativa de las tecnologías de captura de carbono de próxima generación para las centrales eléctricas de carbón	[18]
(9)	¿Renovar, reducir o volverse más eficiente? La contribución climática de la co-combustión de biomasa en una central eléctrica de carbón	[19]
(10)	Un enfoque sistemático para la evaluación de la energía renovable utilizando un proceso de jerarquía analítica	[20]
(11)	Encontrar sinergias entre las energías renovables y el carbón: producción flexible de energía e hidrógeno a partir de plantas IGCC avanzadas con captura integrada de CO2	[21]
(12)	Combinación de energía solar con centrales eléctricas de carbón o co-combustión de gas natural	[22]
(13)	Análisis comparativo de un novedoso sistema de multigeneración asistido por torre solar con ciclo de energía de recompresión de CO2, generador termoeléctrico y unidad de producción de hidrógeno	[23]
(14)	Potencial de las centrales eléctricas de co-combustión de biomasa y carbón en Indonesia: un análisis PESTEL	[24]
(15)	Análisis del rendimiento de una central eléctrica de carbón alimentada por energía solar con torre y almacenamiento de energía térmica	[25]
(16)	Hibridación innovadora de los sistemas de toma de decisiones de triple objetivo y multicriterio de PROMETHEE-II y de dos archivos para la configuración óptima del sistema híbrido de energía renovable	[26]
(17)	¿Se benefician los propietarios de viviendas cuando las centrales eléctricas de carbón cambian al gas natural? Evidencias de Pekín, China	[27]
(18)	Los costos de reemplazar los empleos de las plantas de carbón con empleos locales en lugar de distantes en eólicos y solares en los Estados Unidos	[28]
(19)	Descarbonización de centrales térmicas de carbón: captura y almacenamiento de carbono aplicado a un complejo termoeléctrico en Brasil	[29]
(20)	Estudio experimental y análisis termodinámico de la producción de hidrógeno mediante gasificación química regenerativa de carbón en dos etapas	[30]
(21)	Análisis técnico y económico de la conversión de una central térmica de carbón existente en una central híbrida asistida por energía solar	[31]
(22)	Conversión de carbón a biomasa como camino hacia la sostenibilidad: un escenario hipotético en la central de Pego (Abrantes, Portugal)	[32]

(23)	Evaluación energética y económica de una planta de energía híbrida que combina carbón y energía solar	[33]
(24)	El retorno de las centrales de combustión térmica de carbón: viabilidad y evaluación ambiental en caso de conversión a otro combustible o modernización de un sistema de escape	[34]
(25)	Evaluación de la eficiencia de conversión de energía y la tasa de emisiones de GEI de las centrales eléctricas de carbón, gas natural y biomasa en Malasia	[35]
(26)	Simulación numérica de la distribución de la co-combustión de hidrógeno sobre las características de combustión y la liberación de NOx en la caldera de una central eléctrica de 660 MW	[36]

6.2 Propiedad Intelectual

Considerando la generalidad comúnmente utilizada en las solicitudes y registros de propiedad intelectual, con el fin de expandir el alcance de la investigación, se describe el proceso de búsqueda de patentes relativas a métodos, dispositivos y sistemas otorgados internacionalmente y relacionados con el tema.

Para la investigación se utilizó como bases de datos; PATENSCOPE de World Intellectual Property Organization (WIPO) y Google Patents. Se utilizó operadores booleanos “OR” y “AND” en la combinación de palabras claves entre los ejes. Seguidamente al obtener los resultados de la búsqueda se llevó a cabo un riguroso proceso de filtrado, en el que se aplicaron criterios de inclusión y exclusión para garantizar la relevancia y calidad de los documentos. Los criterios de inclusión comprendieron términos de búsqueda en texto completo, alineación del título, reconocimiento científico y alineación al tema. Los criterios de exclusión incluyeron documentos redundantes y repetidos como aquellos con fecha de publicación anterior al umbral definido. Al culminar el filtrado, se obtuvo 13 patentes que conforman la TABLA III, organizadas de acuerdo al Nombre de patente, número y el Reconocimiento Científico (RC), las cuales son expuestas a continuación.

TABLA III. PATENTES SELECCIONADAS.

Ítem	Patente	RC	Referencia
(1)	Sistema de integración sinérgica de fuentes de electricidad de origen renovable no gestionable y bombas de calor de dióxido de carbono en centrales termoeléctricas. ES2893976	B2	[37]
(2)	Método de combustión para líquido rico en hidrógeno de alta concentración. WO2019131765	A2	[38]
(3)	Método de programación de optimización del sistema de captura de CO2 para centrales eléctricas de carbón a gran escala basado en inteligencia artificial. CN113341716	B	[39]
(4)	Central eléctrica de carbón que acopla el método de generación de energía de combustión directa de biomasa. CN110388639	A	[40]
(5)	Método y sistema de cálculo para la reducción de las emisiones de CO2 de la biomasa de co-combustión de una central eléctrica de carbón. CN116502393	A	[41]
(6)	Sistema y procedimiento de captura y almacenamiento de dióxido de carbono de los gases de combustión. ES2618290	B1	[42]
(7)	Planta termoeléctrica alimentada con calor ambiental y enfriada mediante regasificación de gas natural licuado. ES2580879	B2	[43]
(8)	Sistema de generación y funcionamiento de energía solar de tipo recalentamiento secundario y método de operación. CN109185085	B	[44]
(9)	Caldera de central eléctrica de carbón de tipo ganancia de energía solar acoplada al extremo de la fuente. CN113091041	A	[45]
(10)	Sistema integrado de ahorro de carbón con calor solar de torre de alta temperatura que complementa la planta de energía alimentada por carbón. CN106918030	A	[46]
(11)	Sistema para llevar a cabo la emisión de bajo contenido de carbono de una planta de energía quemada por carbón al tomar como portador hidrógeno verde. CN118300174	A	[47]
(12)	Combustible moldeado con biomasa de alto calorífico para sustitución del carbón para central termoeléctrica mediante el uso de subproducto de aceite vegetal y técnica de moldeo por compresión de alta eficiencia y método para su fabricación. KR1020200069865	A	[48]
(13)	Sistema para la producción circular de hidrógeno y oxígeno con retroalimentación de residuos de energías térmicas, recuperados en la etapa del motor stirling y en la etapa de electrólisis. WO2023035089	A1	[49]

7 ANÁLISIS DE LA REVISIÓN SISTEMÁTICA

Se realiza un análisis exhaustivo de la literatura recopilada; categorizándolos y evaluándolos, conformando así la base teórica y conceptual que subsidiará el desarrollo de las alternativas, propuestas en este estudio. A partir de los resultados obtenidos, en la investigación de anterioridad de la de la literatura científica y propiedad intelectual se busca obtener las alternativas de reconversión de las unidades generadoras a carbón, mediante la categorización de los resultados. En el proceso de categorización se utilizó la herramienta Voyant Tools [https://voyant-tools.org/], la cual se aplica para identificar temas en textos científicos; ampliar las posibilidades de lectura de textos de varios autores; identificar las palabras más enunciadas y observar las palabras en diferentes períodos de la obra de los autores. En este estudio se utilizó la herramienta para la identificación de las palabras más enunciadas, para las cuales se realizó pruebas verificando si las palabras son asertivas, tomando la posibilidad de reducir el número de palabras conectoras, considerando las palabras más asertivas conforme el tema investigado. Primeramente, se aplicó la limitación de los primeros 75 términos más enunciados. Seguidamente, para obtener una mejor apreciación de las palabras más resaltantes, se redujo los términos a los primeros 25 más enunciados como se observa en la Figura 2.

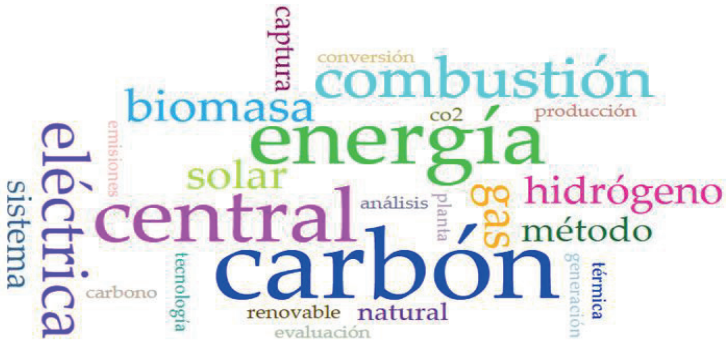


Fig. 2– Palabras enunciadas.

Las palabras con mayores resultados de enunciación fueron las siguientes; carbón, central, energía, eléctrica, combustión, solar, gas - natural, biomasa, hidrógeno, sistema, método y captura. Considerando que el objetivo general de este estudio es presentar alternativas para un posible aprovechamiento de las actuales centrales termoeléctricas a carbón, se forman las categorías presentadas en la TABLA IV.

TABLA IV. Categorización de patentes y artículos científicos.

Categorías	Gas Natural	Biomasa	Energía Solar	Hidrógeno	Sistema de Captura	Otros	Total
Artículos	5,5	6	4	3	3,5	4	26
Patentes	1	3	3	3	2	1	13
Total	6,5	9	7	6	5,5	5	39

8 RESULTADOS

Posteriormente, se comprueba que los artículos científicos y patentes estén alineados con las palabras seleccionadas, considerando las alternativas estudiadas se obtuvo el gráfico de la Figura 3 el cual permite visualizar la cantidad de documentos que corresponde a cada categoría estudiada.

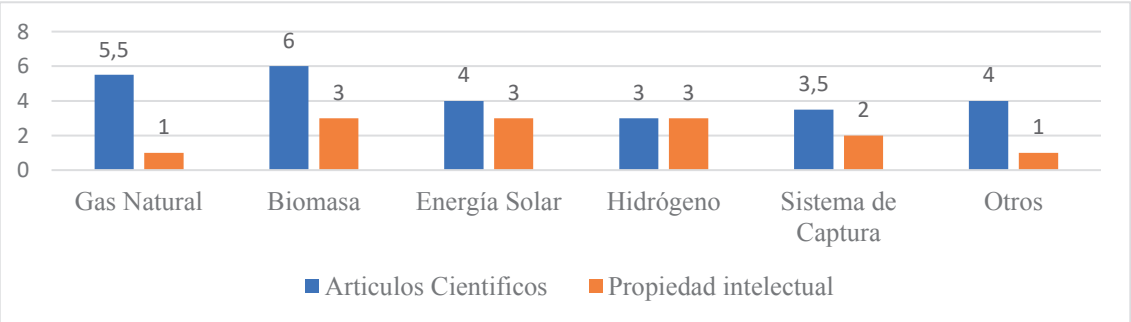


Fig. 3– Documentos por categoría estudiada

Finalmente, mediante la cuantificación de los resultados, la lectura exhaustiva de los mismos y un análisis minucioso se obtuvo las posibles alternativas para reconversión de las unidades generadoras a carbón estudiadas según la revisión de la literatura, las cuales son representadas en la Figura 4.

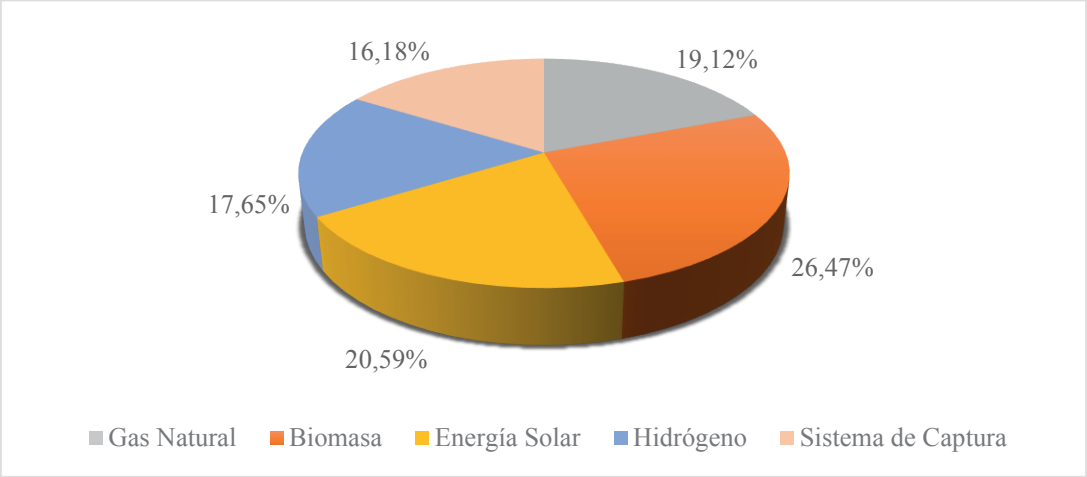


Fig. 4– Distribución porcentual de las alternativas

Las alternativas de reconversión energética según la bibliografía de literatura científica y antecedentes de propiedad intelectual, utilizando Proknow-C, ofrecen diversas opciones para reducir las emisiones de dióxido de carbono y mejorar la eficiencia en la generación de energía en las unidades generadoras a carbón. Estas alternativas incluyen hibridación carbón y energía solar en un 20,59%; la conversión total a gas natural e hibridación de carbón y gas natural (19,12%); la conversión total a biomasa e hibridación de carbón y biomasa (26,47%); la conversión hacia la cogeneración de electricidad e hidrógeno (17,65%) y la integración de sistemas con captura de carbono (16,18%). La hibridación de carbón y gas natural e hibridación de carbón y biomasa permite combinar combustibles, como el carbón con fuentes de energía más limpias, lo que resulta en una reducción de las emisiones del dióxido de carbono y la obtención de una mayor eficiencia. Por otro lado, la conversión total a gas natural o biomasa implica reemplazar por completo el combustible actual, lo que puede conducir a una reducción significativa de las emisiones. La hibridación de carbón y energía solar, combina diferentes fuentes de energía para lograr una menor dependencia del carbón. Por último, la conversión a cogeneración de electricidad e hidrógeno ofrece la producción simultánea de electricidad e hidrógeno, lo que puede aumentar la eficiencia energética y un sistema con captura de carbono facilita la transición hacia un sistema con menos emisiones de gases de efecto invernadero.

9 CONCLUSIONES

Las soluciones más viables son aquellas que combinan fuentes energéticas menos contaminantes y más maduras tecnológicamente, aprovechando las infraestructuras actuales para minimizar costes y acelerar la transición energética. El estudio contribuye a la planificación estratégica de la descarbonización, brindando alternativas prácticas para la reconversión de las unidades generadoras de forma eficiente y sostenible

Estas alternativas de reconversión energética proporcionan opciones viables para abordar el problema de las emisiones y promover un sistema energético más sustentable y limpio. La elección de las alternativas más adecuadas depende de factores como los criterios específicos de reducción de emisiones y eficiencia energética. Lo cual se hará en una siguiente etapa de este estudio, con los métodos AHP y PROMETHEE, en términos: (1) ambiental, con especial énfasis en la reducción de las emisiones de gases de dióxido de carbono; (2) estructural, en cuanto al nivel de reutilización de la infraestructura existente; (3) técnico, en términos de rendimiento y flexibilidad. En cuanto a los impactos prácticos, esta investigación proporciona una herramienta útil para la toma de decisiones en proyectos de reconversión, destacando la importancia de criterios multifactoriales que aseguren una transición energética eficiente y sostenible.

10 REFERENCIAS

[1] UNIVERSITY OF CALGARY, «Enciclopedia de la energía: Central eléctrica de carbón,» 2018. [En línea]. Available: https://energyeducation.ca/Enciclopedia_de_Energia/index.php/Central_el%C3%A9ctrica_de_carb%C3%B3n. [Último acceso: 2024].

[2] AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGIA, «Global Energy Review: CO2 Emissions,» 2021. [En línea]. Available: https://www.iea.org/reports/global-energy-review-co2-emissions-in-2021. [Último acceso: 2024].

[3] Ministerio de Minas y Energia, *Plano Decenal de Expansion de Energia 2026 (versión de consulta pública),* Brasilia, 2017.

[4] INODÚ, *Estudio de alternativas tecnológicas al retiro y/o retirado reconversión de las unidades de carbón en Chile,* 2018.

[5] P. Linares, *La transición energética,* Madrid: Escuela Técnica Superior de Ingeniería ICAI, 2018.

[6] P. Bertinat, *Transición energética justa: Pensando en la democratización energética,* Montevideo: Fundación Friedrich Ebert (FES), 2016.

[7] E. N. Mayfield, «IOP Science,» 14 Junio 2022. [En línea]. Available: https://iopscience.iop.org/article/10.1088/2634-4505/ac70f6/meta. [Último acceso: 2024].

[8] Agencia Internacional de Energías Renovables, «IRENA,» 2020. [En línea]. Available: /-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Mar/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2020.pdf.

[9] ORGANIZACIÓN DE LAS NACIONES UNIDAS, «Objetivos de desarrollo sostenible,» 2015. [En línea]. Available: ORGANIZACIÓN DE LAS NACIONES UNIDAShttps://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/. [Último acceso: 2024].

[10] J. E. Linhares, S. L. Pessa, S. C. Bortoluzzi y R. P. da Luz, «ResearchGate,» 2019. [En línea]. Available: https://www.researchgate.net/publication/330892212_Capacidade_para_o_trabalho_e_envelhecimento_funcional_analise_Sistemica_da_Literatura_utilizando_o_PROKNO. [Último acceso: 2024].

[11] Y. Wang, L. Zhao, A. Otto, M. Robinius y D. Stolten, «Una revisión de las tecnologías de captura de CO2 postcombustión en centrales eléctricas de carbón,» *Energy Procedia, Volume 114,* pp. 650-665,, 2017.

[12] M. Á. González-Salazar , T. Kirsten y L. Prchlik, «Revisión de la flexibilidad operativa y las emisiones de las centrales eléctricas de gas y carbón en un futuro con crecientes renovables,» *Reseñas sobre energías renovables y sostenibles Volumen 82, Parte 1,* pp. 1497-1513, 2018.

[13] M. . A. Mac Kinnon y J. Brouwer, «El papel del gas natural y su infraestructura en la mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero, la mejora de la calidad del aire regional y la integración de recursos renovables,» *Avances en la ciencia de la energía y la combustión, Volumen 64,* pp. 62-92, 2018.

[14] A. Calabrese, R. Costa, N. Levialdi y T. Menichini, «Integración de la sostenibilidad en la toma de decisiones estratégicas: un método AHP difuso para la selección de cuestiones de sostenibilidad relevantes,» *Pronóstico tecnológico y cambio social, Volumen 139,* pp. 155-168, 2019.

[15] d. A. Safari, D. Nandini, L. Oluf, R. Joyashree y A. Mohsen, «Gas natural: ¿Un combustible de transición para la transformación del sistema energético sostenible?,» *Ciencia e ingeniería energética, Volumen 7,* pp. 1075-1094, 2019.

[16] A. D. Kamble, V. K. Saxena, P. D. Chavan y V. A. Mendhe, «Co-gasificación de carbón y biomasa: una tecnología energética limpia emergente: situación y perspectivas de desarrollo en el contexto indio,» *Revista internacional de ciencia y tecnología minera, Volumen 29, Número 2,* pp. 171-186, 2019.

[17] Y. Xu, Kunyang, J. Zhou y G. H. Zhao, «Tecnología de generación de energía mediante co-combustión de carbón y biomasa: estado actual, desafíos e implicaciones políticas,» *Sustainability 2020, Volumen 12 , Número 9,* p. 3692, 2020.

[18] T. Lockwood, «Una revisión comparativa de las tecnologías de captura de carbono de próxima generación para las centrales eléctricas de carbón,» *Procedimientos de energía, Volumen 114,* pp. 2658-2670, 2017.

[19] J. H. Miedema, R. M. Benders, H. C. Moll y F. Pierie, «¿Renovar, reducir o volverse más eficiente? La contribución climática de la co-combustión de biomasa en una central eléctrica de carbón,» *Energía aplicada, Volumen 187,* pp. 873-885, 2017.

[20] G. Budak, X. Chen, S. Celik y B. Özturk, «Un enfoque sistemático para la evaluación de la energía renovable utilizando un proceso de jerarquía analítica,» *Energía, Sostenibilidad y Sociedad, Volumen 9 , Número 37,* 2019.

[21] S. Szima, C. A. d. Pozo, S. Cloete, P. Chiesa, Á. J. Alvaro, A.-M. Cormos y S. Amini, «Encontrar sinergias entre las energías renovables y el carbón: producción flexible de energía e hidrógeno a partir de plantas IGCC avanzadas con captura integrada de CO2,» *Conversión y gestión de energía, Volumen 231, Aritculo 113866,* 2021.

[22] E. Mills, «Combinación de energía solar con centrales eléctricas de carbón o co-combustión de gas natural,» *Clean Energy , Volumen 2, Número 1,* pp. 1-9, 2018.

[23] S. Khanmohammadi, B. Kizilkan y F. Musharavati, «Análisis comparativo de un novedoso sistema de multigeneración asistido por torre solar con ciclo de energía de recompresión de CO2 , generador termoeléctrico y unidad de producción de hidrógeno,» *Revista internacional de energía del hidrógeno, Volumen 47, Número 62,* pp. 25984-25999, 2022.

[24] A. Sugiyono, I. Febijanto, E. Hilmawan y Adiarso, «Potencial de las centrales eléctricas de co-combustión de biomasa y carbón en Indonesia: un análisis PESTEL,» *IOP Publishing, Volumen 963,* 2022.

[25] Y. Jiang, L. Duan, M. Yang, Y. Tong y L. Pang, «Análisis del rendimiento de una central eléctrica de carbón alimentada por energía solar con torre y almacenamiento de energía térmica,» *Ingeniería térmica aplicada, Volumen 206,* 2022.

[26] H. M. Ridha, H. Hizam, S. Mirjalili, M. L. Othman, M. E. Ya'acob y M. Ahmadipour, «Hibridación innovadora de los sistemas de toma de decisiones de triple objetivo y multicriterio de PROMETHEE-II y de dos archivos para la configuración óptima del sistema híbrido de energía renovable,» *Applied Energy, Volumen 341,* 2023.

[27] Y. Mei, L. Gao, W. Zhang y F.-A. Yang, «¿Se benefician los propietarios de viviendas cuando las centrales eléctricas de carbón cambian al gas natural? Evidencias de Pekín, China,» *Journal of Environmental Economics and Management, Volumen 110,* 2021.

[28] M. Vanatta, M. T. Craig, B. Rathod, J. Flórez, I. Bromley-Dulfano y D. Smith, «Los costos de reemplazar empleos en plantas de carbón con empleos locales en lugar de distantes en energía eólica y solar en todo Estados Unidos,» *iSCiencia, Volumen 25, Numero 8,* 2022.

[29] M. R. Pelissari, S. S. M. Cañas, M. O. Barbosa y C. C. G. Tassinari, «Descarbonización de centrales térmicas a carbón: captura y almacenamiento de carbono aplicado a un complejo termoeléctrico en Brasil,» *Results in Engineering, Volume 19,* 2023.

[30] W. Li, S. He y S. Li, «Estudio experimental y análisis termodinámico de la producción de hidrógeno mediante gasificación química regenerativa de carbón en dos etapas,» *Applied Sciences, Volumen 9 ,* 2019.

[31] Ç. B. y A. H., «Análisis técnico y económico de la conversión de una central térmica de carbón existente en una central híbrida asistida por energía solar,» *JOURNAL OF THE FACULTY OF ENGINEERING AND ARCHITECTURE OF GAZI UNIVERSITY,* pp. 1027-1045, 2020.

[32] M. Casau, D. C. M. Cancela, J. C. O. Matias, M. F. Dias y L. J. R. Nunes, «La conversión de carbón en biomasa como camino hacia la sostenibilidad: un escenario hipotético en la central térmica de Pego (Abrantes, Portugal),» *Resources 2021, Volumen 10,* 2021.

[33] C. Serrano-Sanchez, M. Olmeda-Delgado y F. Petrakopoulou, «Evaluación energética y económica de una planta de energía híbrida que combina carbón y energía solar,» *Applied Sciences , Volumen 9 ,* 2019.

[34] S. Chicherin, A. Zhuikov y P. Kuznetsov, «El retorno de las plantas de cogeneración a carbón: viabilidad y evaluación ambiental en caso de conversión a otro combustible o modernización de un sistema de escape,» *Sustainability 2024, Volumen 16,* 2024.

[35] R. D. R. Ahmad, T. S. Kiong, S. Zakaria, A. R. Abbas, C. C. Phing y K. Abdullah, «Evaluación de la eficiencia de conversión de energía y la tasa de emisiones de GEI de las centrales eléctricas de carbón, gas natural y biomasa en Malasia,» *Journal of Advanced Research in Fluid Mechanics and Thermal Sciences , Volumen 87,* p. 145–153, 2024.

[36] D. Wei, Z. Zhang, Y. Wang, Z. Zhu, L. Wu, T. Wang y B. Sun, «Simulación numérica de la distribución de la co-combustión de hidrógeno sobre las características de combustión y la liberación de NOx en la caldera de una central eléctrica de 660 MW,» *Energy, Volumen 305,* 2024.

[37] A. Rovira, F. R. Barbero, C. R. Abbas, P. L. F. González y P. J. M. Martínez-Val, «Sistema de integracion sinergica de fuentes de electricidad de origen renovable no gestionable y bombas de calor de CO2 en centrales termoelectricas». Patente ES2893976, 2021.

[38] M. Takeji y K. Yasuko, «Método de combustión para líquido rico en hidrógeno de alta concentración». Patente WO2019131765, 2019.

[39] L. Mingliang y L. Peizhi, «Método de programación de optimización del sistema de captura de CO2 de centrales eléctricas de carbón a gran escala basado en inteligencia artificial». Patente CN113341716, 2021.

[40] Z. Chengjun, «Central eléctrica de carbón que acopla el método de generación de energía de combustión directa de biomasa». Patente CN110388639, 2019.

[41] Y. Xiaodong, Q. Xinfeng, H. Dawei, Z. Daguang, W. Xin, Y. Li, P. Tao y L. Xiaoyu, «Método y sistema de cálculo para la reducción de las emisiones de CO2 de la biomasa de co-combustión de una central eléctrica de carbón». Patente CN116502393, 2023.

[42] R. F. Garcia, «Sistema y procedimiento de captura y almacenamiento de CO2 de los gases de combustión». Patente ES2618290, 2017.

[43] R. F. Garcia, J. R. Gomez, J. C. Carril y M. R. Gomez, «lanta termoeléctrica alimentada con calor ambiental y enfriada mediante regasificación de gas natural licuado». Patente ES2580879, 2017.

[44] Z. Yong, P. Jie, C. Chuanzhao, Z. Jiantao y X. Shisen, «Sistema de generación de energía complementaria y método de operación de plantas de energía solar y de carbón de tipo recalentamiento secundario». Patente CN109185085, 2019.

[45] W. Lin, L. Gang, Y. Bo, Z. Peng, L. Yang, G. Jinghui, W. Hongyu y M. Yingqi, «Caldera de central eléctrica de carbón de tipo ganancia de energía solar acoplada al extremo de la fuente». Patente CN113091041, 2021.

[46] D. Liqiang, Y. Xiaohui, X. Kun y L. Peng, «Sistema integrado de ahorro de carbón con calor solar de torre de alta temperatura que complementa la planta de energía alimentada por carbón». Patente CN106918030, 2017.

[47] O. Yanchao, Y. Jin, L. Shaosong, F. Zhao, S. Yi y C. Ming, «Sistema para llevar a cabo la emisión de bajo contenido de carbono de una planta de energía quemada por carbón al tomar como portador hidrógeno verde». Patente CN118300174, 2024.

[48] J. S. Seong, E. M. Seop, K. B. Kwon, S. J. Han y P. J. Wan, «Combustible moldeado con biomasa de alto calorífico para sustitución del carbón para central termoeléctrica mediante el uso de subproducto de aceite vegetal y técnica de moldeo por compresión de alta eficiencia y método para su fabricación». Patente KR1020200069865, 2020.

[49] C. H. Abarca, «Sistema para la producción circular de hidrógeno y oxígeno con retroalimentación de residuos de energías térmicas, recuperados en la etapa del motor stirling y en la etapa de electrólisis». Patente WO2023035089, 2023.

Comitê de Estudos C3 - Desempenho ambiental e sustentabilidade do sistemas de potência

ESTUDO DE EXPANSÃO DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA CONSIDERANDO APENAS FONTES DE BAIXA EMISSÃO DE CARBONO

H.N. BRAGA*
Cemig
Brasil
henrique.braga@cemig.com.br

Resumo *– O presente estudo analisa a expansão da capacidade de geração de energia elétrica no Brasil com foco exclusivo em fontes de baixa emissão de carbono até 2031. Utilizando o Modelo de Decisão de Investimentos (MDI), foi utilizado um cenário de expansão que exclui a contratação e a renovação de termelétricas movidas a combustíveis fosseis. Os resultados indicaram uma necessidade acentuada de contratação de fontes renováveis variáveis, como eólica e solar, além da adoção de baterias e usinas reversíveis para garantir a entrega de energia mesmo em momentos de baixa disponibilidade de radiação solar e vento. Conclui-se que uma matriz elétrica de baixa emissão é viável, mas enfrenta desafios operacionais e de custo que demandam adaptações no planejamento e nos modelos de remuneração.*

Palavras-chave: PDE; MDI; planejamento; fontes renováveis; baixa emissão.

1 INTRODUÇÃO

O plano decenal de energia – PDE [1] é um estudo elaborado anualmente pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE sob apoio do Ministério de Minas e Energia e tem como objetivo indicar a expansão do setor de energia para um horizonte de 10 anos.

O último estudo completo do PDE na construção desse artigo é o PDE 2031, o PDE 2032 teve cadernos publicados, mas sem o relatório final, já o PDE 2033 não houve nenhuma publicação e por fim PDE 2034 teve consulta pública finalizada, mas o relatório final ainda não foi publicado até o momento que este artigo foi escrito.

O relatório final do PDE começa com estudos econômicos e projeções, depois analisa a expansão de geração de eletricidade e transmissão, avança para estudos de petróleo e gás natural e seus derivados, por fim termina com estudos ambientais.

A expansão da geração do PDE é norteada pelos critérios de suprimentos de energia e potência aprovados pelo Conselho Nacional de Política Energética [2], a partir desses critérios, os requisitos de necessidade de expansão de energia elétrica do sistema no PDE são indicados através de uma metodologia envolvendo a utilização do modelo de decisão de investimentos para obter a expansão e depois simulações com essa proposta de expansão para se verificar o atendimento de requisitos dos critérios de suprimento que envolvem energia e potência.

O cenário de referência adotado no plano indica uma expansão diversificada como o apresentado na figura 1 logo abaixo.

* Henrique Nunes Braga – henrique.braga@cemig.com.br

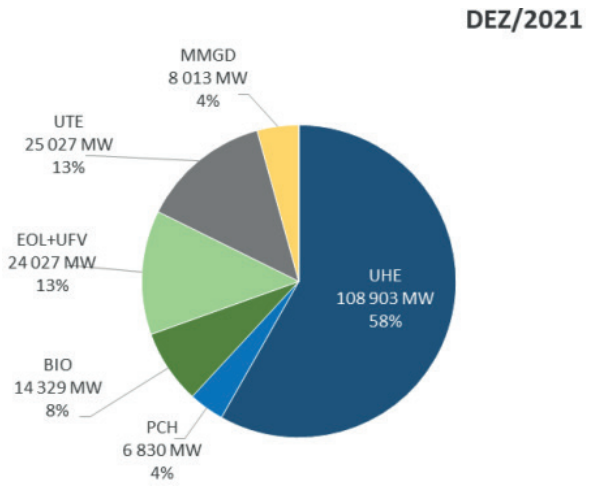


Fig. 1-(a). Configuração inicial do PDE 2031

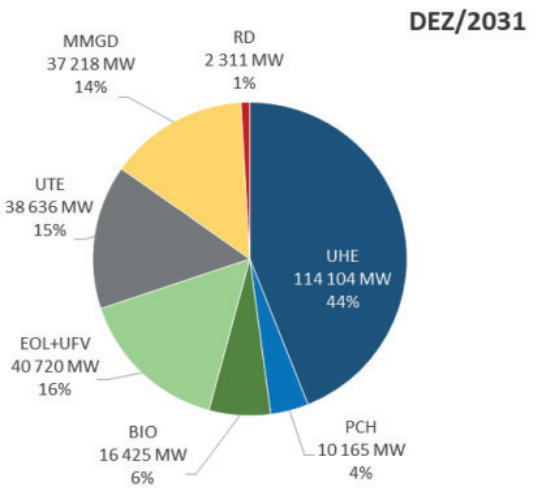


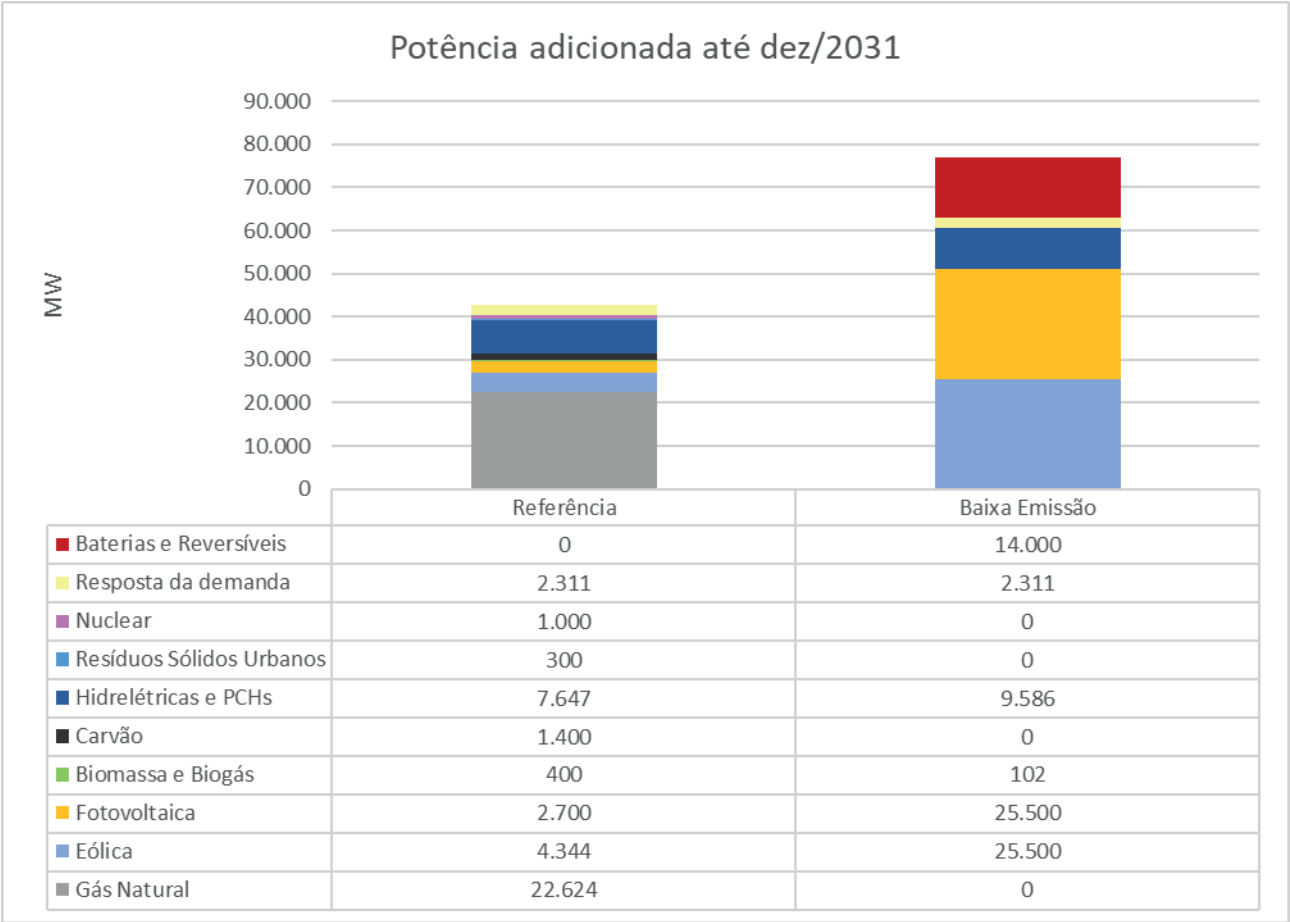
Fig. 1-(b). Configuração final do cenário de referência do PDE

Parte desta expansão é atendida por usinas termelétricas movidas por combustíveis fosseis que contribuem para emissão de CO2 bem como o aquecimento global como gás natural (+22.624 MW) e carvão (+ 1.400 MW). Parte dessa expansão termelétrica vem da prorrogação de usinas termelétricas existentes com contratos terminando dentro do horizonte do plano.

2 PROPOSTA DE EXPANSÃO COMM BAIXA EMISSÃO NA OPERAÇÃO

A proposta desse artigo é considerar como usinas aptas para a expansão apenas usinas com baixa emissão de carbono durante a operação, dessa forma serão excluídas da possibilidade de expansão a renovação de termelétricas que usem combustíveis fosseis bem como novas usinas movidas à gás natural e carvão.

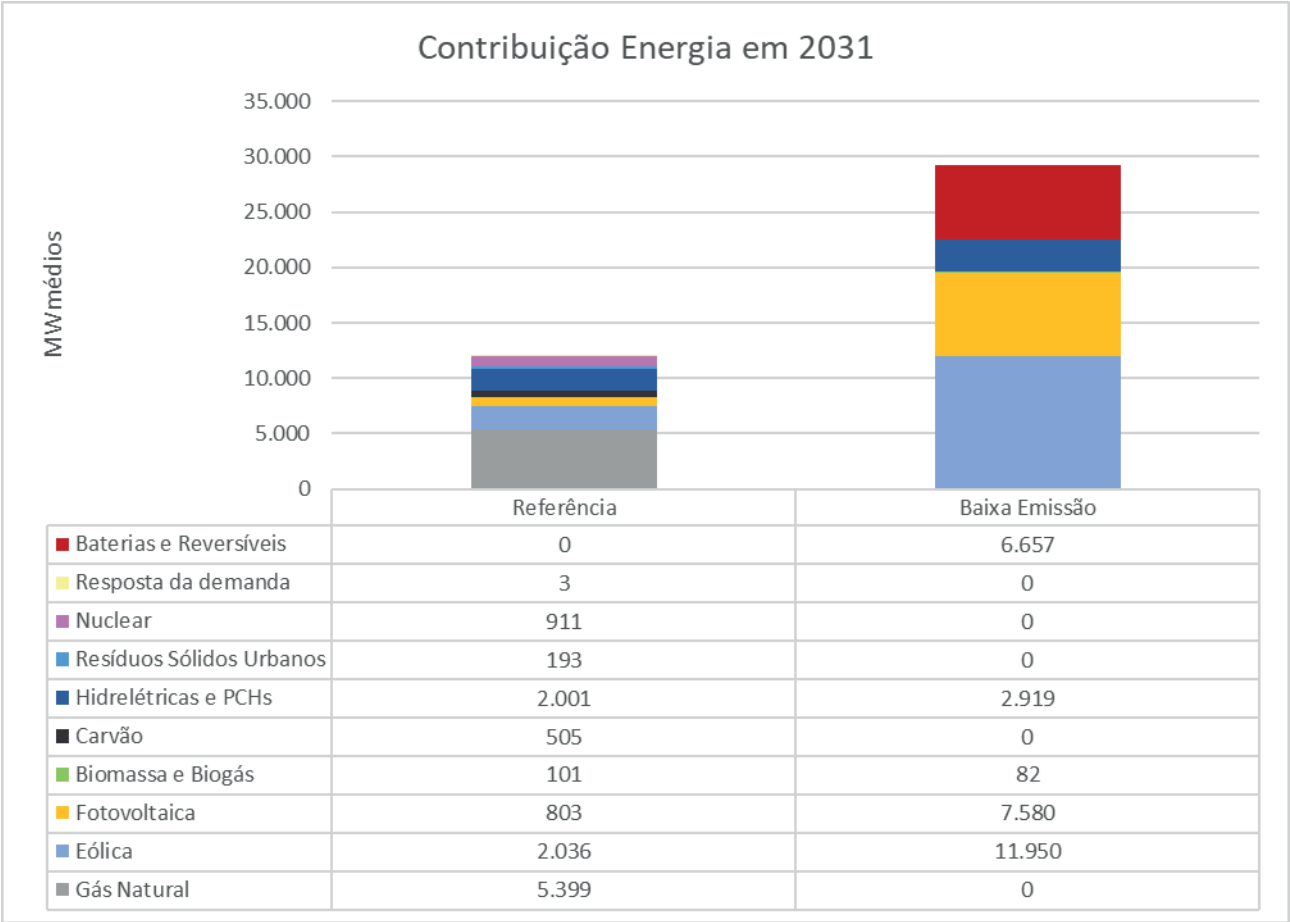
Com essa premissa foi configurado e executado o modelo de decisão de investimentos – MDI. O MDI é um modelo de indicação de expansão da oferta ótima do sistema, que busca a minimização do custo total de investimento e operação sob condições de incerteza em cenários de fontes renováveis, o resultado da expansão pode ser visto na figura 2. Lembrando que o MDI fornecido pela EPE foi escrito em linguagem Python e é executado por uma macro Excel em ambiente Windows, devido a limitações de memória RAM e disponibilidade do solver CPLEX, foi necessário a alteração no código fonte do MDI para permitir a execução em ambiente Linux com maior capacidade de memória. A título de exemplificação, a execução do caso de baixa emissão nesse ambiente teve uma duração de 7 horas e meia e chegou ao pico de consumo de 40 gigabytes de memória RAM.



	Referência	Baixa Emissão
Baterias e Reversíveis	0	14.000
Resposta da demanda	2.311	2.311
Nuclear	1.000	0
Resíduos Sólidos Urbanos	300	0
Hidrelétricas e PCHs	7.647	9.586
Carvão	1.400	0
Biomassa e Biogás	400	102
Fotovoltaica	2.700	25.500
Eólica	4.344	25.500
Gás Natural	22.624	0

Fig. 2. Comparação da expansão potência

Observa-se um o incremento massivo de potência com adição de fontes renováveis variáveis (+43 GW) e baterias e reversíveis (+14 GW) do caso baixa emissão comparado com o caso referência do PDE 2031. Como foi considerado a não renovação de termelétricas com contatos vincendos, houve necessidade de contratação maior que o caso referência, tudo isso com um custo 450% maior que o caso referência.
A contribuição de energia pode ser visualizada na figura 3 para a média de geração dos cenários para o ano de 2031.



	Referência	Baixa Emissão
Baterias e Reversíveis	0	6.657
Resposta da demanda	3	0
Nuclear	911	0
Resíduos Sólidos Urbanos	193	0
Hidrelétricas e PCHs	2.001	2.919
Carvão	505	0
Biomassa e Biogás	101	82
Fotovoltaica	803	7.580
Eólica	2.036	11.950
Gás Natural	5.399	0

Fig. 3. Comparação da geração energia em 2031

Como na potência, a contribuição de energia do caso baixa emissão é maior que o caso referência explicado pela não renovação de termelétricas em fim de contrato e pela inclusão de energia renovável variável, que pela sua característica de alta variabilidade é necessária uma contratação maior. Dessa forma, espera-se que para equilibrar a geração instantânea com o a carga se faça um uso bastante acentuado de *curtailment,* cortes de geração de fontes renováveis, neste caso, a necessidade de corte é para garantir que o sistema possua capacidade de entrega de energia sem depender das disponibilidades de vento e sol. Dessa forma espera-se que o sistema para equilibrar a geração com a carga faça uso constante de cortes de geração de fontes renováveis. Essa filosofia de operação pode pressionar a remuneração dessas usinas em uma hipótese de contratação de fontes por quantidade de energia. Assim, nesse cenário de grande penetração de renováveis variáveis com elevado *curtailment*, a contratação por disponibilidade pode ser a mais adequada sem comprometer a viabilidade do investimento.

Na metodologia original a EPE presente no PDE, para que a expansão se adeque aos critérios de suprimento, se inicia pelo MDI e com os resultados de expansão é feita uma simulação com o programa Newave para avaliar a adequabilidade dos critérios de suprimentos relativos à energia, e por último o é feito o Balanço de Ponta para avaliar a adequabilidade dos critérios de suprimento relativo à potência, caso algum alguns dos critérios sejam violados o processo e refeito.

A figura 4 mostra o resultado da avaliação do critério de suprimento do CVaR 10% do CMO para o caso baixa emissão, nota-se que durante o horizonte o critério sempre fica abaixo do limite estabelecido em 800 R$/MWh conforme [3].

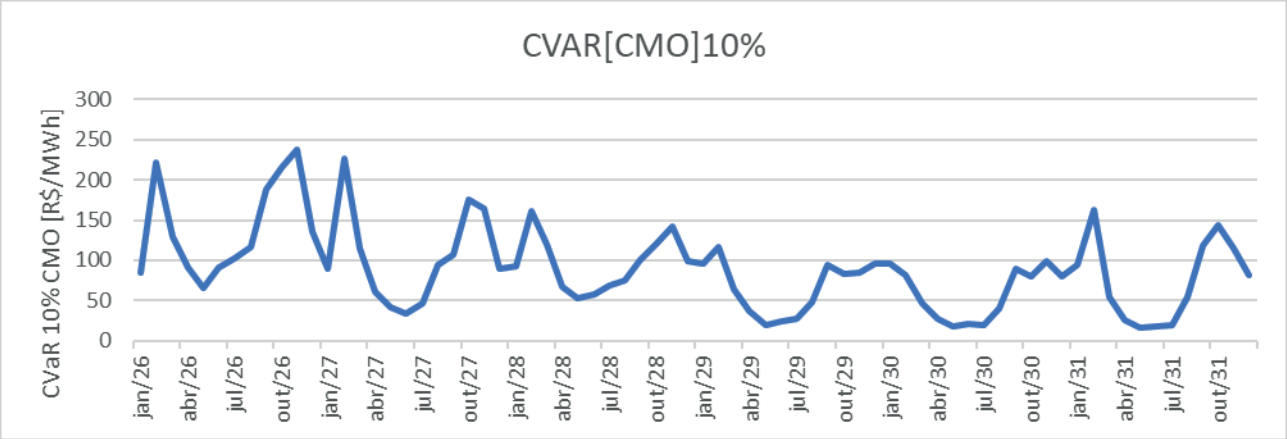


Fig. 4. Critério de suprimento de energia – CVaR CMO

Devido a uma incompatibilidade de software elaborado pela EPE em linguagem R para fazer o balanço de potência do PDE 2031 e as bibliotecas necessárias para seu uso, não foi possível executar o programa de balanço de potência. Aparentemente alguma biblioteca com versões mais recentes perdeu compatibilidade com a versão do balanço de potência do PDE 2031.

3 CONCLUSÕES

O estudo abordou a expansão da capacidade de geração de energia elétrica no Brasil considerando apenas fontes de baixa emissão de carbono até 2031. A análise demonstrou que a não renovação de contratos de termelétricas movidas a gás natural e carvão resultou em uma maior necessidade de contratação de novas fontes renováveis. O cenário proposto exigiu a ampliação de baterias e reversíveis, além de fontes solares e eólicas, mas apresentou um custo significativamente superior ao cenário de referência.

A estratégia de expansão proposta trouxe desafios operacionais, principalmente em relação ao *curtailment* elevado de fontes renováveis, que pode pressionar o modelo de remuneração vigente e demandar adaptações contratuais para garantir a viabilidade econômica dos investimentos. Além disso, a necessidade de compatibilidade de software para avaliação do balanço de potência foi uma limitação enfrentada durante o estudo

4 REFERÊNCIAS

[1] MME, EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2031. EPE, 2022. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031. Acesso em 22/01/2025

[2] CNPE, Resolução nº 29 de 2019. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/2019/resolucao_cnpe_29.pdf

[3] MME, Portaria n° 59 de 2020. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/acesso-a-informacao/legislacao/portarias/2020/portaria-n-59-2020.pdf

XX ERIAC
VIGÉSIMO ENCONTRO
REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRE
Ciudad del Este, Paraguay
25 a 29 de maio de 2025
C3.04_3581

Comitê de Estudos C3 - Desempenho ambiental e sustentabilidade do sistemas de potência

ECONOMIA CIRCULAR NAS TERMELÉTRICAS DE BASE FLORESTAL NO BRASIL: EVIDÊNCIAS SOBRE O PRESENTE E PERSPECTIVAS

L.M. COELHO JUNIOR*
UFPB - Universidade Federal da Paraíba
Brasil
luiz@cear.ufpb.br

A. M. M. NUNES
SindiEnergia PE - Sindicato das Indústrias de Energia e de Serviços do Setor Elétrico do Estado de Pernambuco
Brasil
annamanuellam@gmail.com

E. P. SANTOS JÚNIOR
UFPE - Universidade Federal de Pernambuco
Brasil
edvaldo.junior@ufpe.br

Resumo *– No setor florestal brasileiro, a economia circular é utilizada, principalmente, no uso de subprodutos industriais como combustível, para geração de vapor (calor e eletricidade), favorecendo o melhor aproveitamento dos materiais, recuperação energética e a cogeração na indústria. Este artigo analisou a estrutura da bioeletricidade florestal brasileira trazendo evidências das perspectivas e premissas da economia circular. O estudo tratou das termelétricas brasileiras de base florestal, disponíveis no Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA). Para a análise da conjuntura da oferta de bioeletricidade florestal nacional foram consideradas as 125 usinas, classificadas por combustível nível 2 (Lenha, Resíduos Florestais, Carvão Vegetal, Licor Negro e Gás de Alto Forno). Analisou-se a evolução da quantidade e potência instalada das termelétricas (MW), por combustível final, por tamanho da geração e por tipo de outorga. A potência instalada central geradora de energia elétrica foi classificada em microgeração, minigeração e geração. A conjuntura relacionou os ciclos de curto prazo da economia e da política para o setor florestal e energético brasileiro, envolvendo a estrutura produtiva. Para coleta de informações dos processos produtivos das termelétricas de base florestal, observou as especificações técnicas dos processos de outorga associando-as às premissas das oito perspectivas da Economia Circular: logística reversa, cradle to cradle, double loop, closed loop, upcycle, simbiose industrial, análise do ciclo de vida e economia espiral. Para cada perspectiva vinculou as premissas da economia circular no mercado brasileiro de bioeletricidade florestal, utilizando como critério o marketing verde, pois a responsabilidade social e ambiental solidifica a imagem das empresas, que adequa a cultura empresarial e o agir na consecução de políticas sustentáveis. O principal recurso para geração de bioeletricidade florestal foi o licor negro, seguido dos resíduos florestais. Para o regime de operação notou-se que as maiores empresas do setor (termelétricas de licor negro) estiveram categorizadas como produtoras independentes de energia (PIE). Se identificou as termoelétricas com práticas de economia circular, que em sua maioria advém das indústrias de celulose e papel, embalagens, combustível, alimentos e artefatos de madeira com participação no mercado nacional e internacional, o que lhe incube uma responsabilidade em relação às práticas circulares e à observância dos compromissos firmado no Acordo de Paris e Comitê do Clima da ONU. A autonomia e gestão da energia consumida, assim como a mitigação de riscos perante o mercado, são alguns dos principais benefícios da autoprodução.*

Palavras-chave: Bioenergia – circularidade – economia de baixo carbono – marketing verde – SDG 7 – SDG 12 – SDG 17

1 INTRODUÇÃO

A economia circular (EC) é uma evolução do modelo econômico tradicional da indústria de extração – produção – descarte, motivada pela necessidade de sistemas produtivos mais sustentáveis [1, 2]. Pode ser

descrita como conjunto de sistemas tecno-econômicos que substituem o descarte de produtos pela redução do uso, reutilização, reciclagem, e recuperação, com foco no desenvolvimento sustentável [3] e no beneficiamento da sociedade [4]. É um conceito priorizado em diversos governos, incluindo os de China, Japão, Reino Unido, França, Canadá, Holanda, Suécia e Finlândia, mas também, em menor escala, aplicado a empresas específicas ao redor do mundo [5]. A circularidade em uma indústria não está limitada a redução de custos e perdas produtivas, mas também cria fontes de receita, a exemplo da energia produzida com o reuso dos resíduos, cujo excedente pode ser vendido [6, 7]. A EC pode resultar em ganhos financeiros substanciais, sua implementação em escala mundial podendo gerar lucratividade de um trilhão de dólares [1]. A EC compartilha das metas de sustentabilidade e eficiência de recursos com a bioeconomia, principalmente com relação a gestão eficiente dos recursos da biomassa, seja esta agroindustrial ou do segmento florestal [8]. Diversos estudos tratam da EC associada à bioeconomia [8 – 10]. Bosman e Rotmans [9] investigaram as semelhanças e diferenças nos processos de transição da Holanda e da Finlândia para EC da bioeconomia, destacando que a governança facilitadora da Holanda tende a apresentar melhores resultados que a atuação do governo como diretor dos processos de EC da Finlândia. Husgafvel et al. [8] observaram as vantagens competitivas geradas pela implementação da EC no setor florestal na Finlândia e Sherwood [10] revisou a produção sustentável de biomassa e sua função como matéria-prima, na perspectiva europeia.

No Brasil, destacam-se os ensaios de Silva, Simioni e Hoff [7], que apresentaram uma política para biomassa florestal baseada em um modelo de EC, com a redução do desmatamento e uso do resíduo gerado no setor florestal, e de Paes et al. [11], sobre ações e diretrizes para políticas públicas associadas à EC para destinação dos resíduos sólidos urbanos em três municípios de São Paulo. Tedesco et al. [12] avaliaram as práticas de EC no setor brasileiro de árvores plantadas, considerando a estrutura ReSOLVE, e constataram que 14% adotam a EC de forma completa em todos os setores da empresa, 49% parcialmente e 37% apenas superficialmente. As práticas relacionadas aos processos regenerativos foram as mais e as práticas de virtualização as menos utilizadas. A indústria nacional de celulose e papel é um exemplo significativo da reutilização de recursos nos processos industriais. Segundo o IBÁ [13], em 2018, 64% da demanda elétrica foi suprida pelo licor negro e 18% com biomassa residual florestal. Outros setores industriais, como as siderúrgicas e serrarias, também utilizam da cogeração como mecanismo de EC. Para a eletricidade disponível a partir dos recursos florestais, o Brasil apresentou, em 2020, 4,42 GW de potência outorgada (2,09% da nacional), composta por: licor negro, 3,28 GW; resíduos florestais, 0,84 GW; gás de alto forno da biomassa, 0,13 GW; lenha, 0,12 GW; e carvão vegetal, 0,05 GW [14].

A aplicação de EC na produção brasileira de bioenergia florestal devido ao potencial de produção florestal, atingido 123 milhões de m³ em 2018, colocando o Brasil como o terceiro maior produtor mundial. As florestas plantadas ocupam 7,83 milhões de hectares, sendo 5,7 milhões (72,80%) de eucalipto, 1,6 milhões (20,43%) de pinus e 0,53 milhões (6,77%) de outras espécies [13, 15]. A utilização de subprodutos industriais como combustível (calor e eletricidade) é a característica mais importante da circularidade neste segmento, proporcionando a valorização dos resíduos e redução de custos [7]. A importância do tema tem levado a um crescente número de artigos científicos associando a EC e a bioeconomia [16]. No entanto, eles têm focado em análises técnicas, negligenciando as abordagens políticas sobre o significado conceitual e estratégico de negócios de bioeconomia circular. Visando reduzir esta disparidade, este artigo analisa a geração de bioeletricidade no setor florestal brasileiro, com base em informações disponíveis em bancos de dados públicos, e discute como estas informações podem auxiliar na transição para uma EC.

2 MATERIAL E MÉTODOS

2.1 Objeto de estudo

O estudo tratou das termelétricas brasileiras de base florestal, no período de 2000 a 2020. Foi realizada pesquisa exploratória e descritiva, usando os dados disponíveis no Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA). Para a análise da conjuntura da oferta de bioeletricidade florestal nacional foram consideradas as 125 usinas da biomassa florestal, classificadas por combustível nível 2 (Lenha, Resíduos Florestais, Carvão Vegetal, Licor Negro e Gás de Alto Forno). Analisou-se a evolução da quantidade e potência instalada das termelétricas (MW), por combustível final, por tamanho da geração e por tipo de outorga. A conjuntura relacionou os ciclos de curto prazo da economia e da política para o setor florestal e energético brasileiro, envolvendo a estrutura produtiva nos ciclos de longo prazo. A potência instalada central geradora de energia elétrica foi classificada, como: microgeração, menor ou igual a 75 KW; minigeração, superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para hidráulica ou menor ou igual a 5MW para as

demais fontes; e superior a 5 MW [17]. A distribuição espacial da potência instalada das usinas, por estado da federação, foi feita considerando os quartis [18].

2.2 Evidências empíricas para uma economia circular

Para coleta de informações dos processos produtivos das termelétricas de base florestal, foram observadas as especificações técnicas dos processos de outorga associando-as às premissas das oito perspectivas da EC: logística reversa, cradle to cradle, double loop, closed loop, upcycle, simbiose industrial, análise do ciclo de vida e economia espiral (Tabela I). Foi utilizado como critério o marketing verde, pois a responsabilidade social e ambiental solidifica a imagem das empresas, que adequa a cultura empresarial e o agir na consecução de políticas sustentáveis, voltadas à EC [19]. O marketing verde da EC não se limitou ao discurso, mas à existência de programas, certificações, políticas de governança e relatório de sustentabilidade disponíveis para a sociedade e o mercado [20], que reflitam a redução de custos, materiais e energia utilizada, além da geração de renda resultado dos empregos gerados com a implementação da EC [21].

TABELA I - PERSPECTIVAS E PREMISSAS DA ECONOMIA CIRCULAR NO MERCADO BRASILEIRO DE BIOELETRICIDADE.

Perspectivas	Premissas associadas
Logística reversa (foco na gestão de operações)	– Prima pela coleta e restituição dos resíduos para a indústria, a fim de que possam ser reintroduzidos na cadeia de produção ou reaproveitados; – Foco no reaproveitamento;
Cradle to cradle (foco na gestão de operações)	– Os recursos são geridos em uma lógica circular de criação e reutilização, em que cada passagem de ciclo se torna um novo berço para determinado material;
Double loop (ênfase na gestão do sistema)	– Olha para um resíduo e procura criar alternativas novas para reintroduzi-lo na cadeia de produção.
Closed loop (foco na gestão de operações)	- Preza a circularidade dos recursos; – Recicla materiais/ utiliza fontes renováveis
Upcycle (ênfase na gestão do sistema)	– Usa criatividade e inovatividade; – Enfatiza contemporâneos de sustentabilidade.
Simbiose industrial (ênfase na gestão do sistema)	– Foca no mutualismo, na cooperação e no compartilhamento.
Análise do Ciclo de Vida (foco na gestão de operações)	– Quantifica os impactos ambientais associados a um produto ou processo; – Compila a entrada de energia e materiais relevantes inseridos e emissões ambientais; – Desenvolve produtos mais sustentáveis; – Atende às leis e políticas ambientais e certificações – Melhora a imagem do setor frente à sociedade (Marketing verde);
Economia espiral (foco na gestão do sistema)	– Reutiliza/ redistribui– produto usado; – Atualiza/ remanufatura o produto; – Recicla o produto como fonte

Fonte: Sehnem e Pereira [22].

3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Em 2000, no Brasil, registraram-se apenas 11 termelétricas da biomassa florestal outorgadas, sendo nove associadas a usinas de licor negro ou lixívia, que é o principal resíduo do processo de produção da celulose (Fig. 1). Em termos de potencial instalado eram 562,9 MW, sendo97% de licor negro. Em 2020, já eram 122 termelétricas outorgadas, um incremento médio de 12,8% a.a.; tendo o potencial instalado subido para 4.761,9 MW, com aumento médio anual de 11,3% a.a. O maior crescimento (22,2% a.a nas usinas e 12,6% a.a. na potência instalada) deu-se na primeira década, em parte impulsionado pela crise do apagão do setor elétrico, ocorrida em 2001 e 2002, e a instituição dos leilões de energia renovável, que facilitaram a entrada de novas empresas no mercado de eletricidade regulada. A partir de 2002, foram instaladas usinas do carvão vegetal, gás de alto forno e lenha. Na segunda década, o aumento foi de 5,6% a.a. nas usinas, principalmente a partir do carvão vegetal (18,6% a.a.), mas a maior proporção de potência (64,9%) esteve ligada à instalação ou expansão das térmicas associadas ao segmento de celulose e papel e à busca de eficiência energética e do melhor aproveitamento de resíduos nas indústrias.

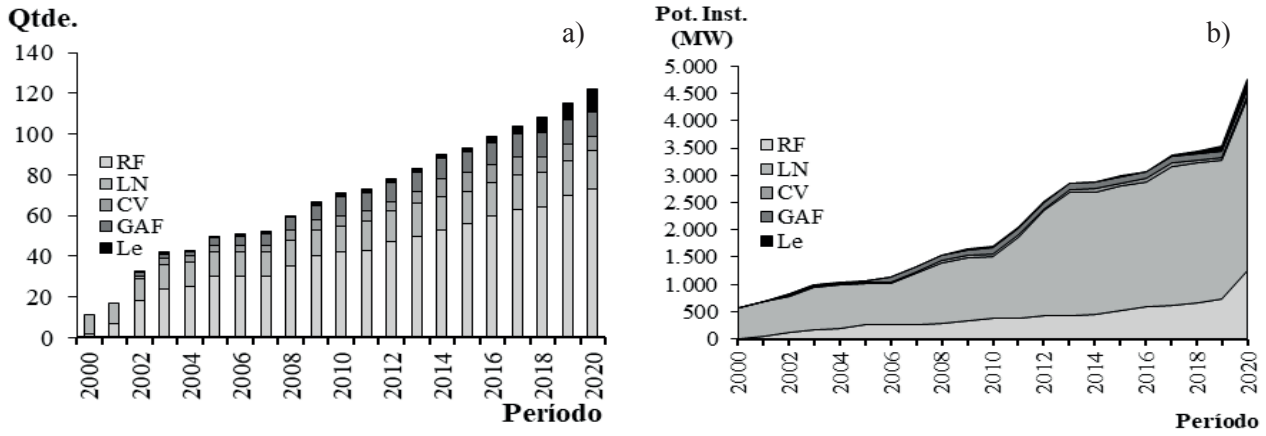


Fig. 1 - Evolução da quantidade e da potência instalada (MW) das termelétricas de biomassa florestal brasileiras, por tipo de combustível. LN = Lenha, RF = Resíduos Florestais, GV = Carvão Vegetal, LN = Licor Negro e GAF= Gás de Alto Forno
Fonte: ANEEL [14].

A oferta de bioeletricidade no Brasil tem correlação com o setor de base florestal como as indústrias de celulose, que usam o licor negro, as serrarias, com utilização dos resíduos florestais e as siderúrgicas, as quais fazem a substituição de óleo combustível por carvão vegetal. Essas associações fazem com que a oferta esteja nas regiões com maior produção madeireira, como o Sul e Centro-Oeste [23, 24]. Em 2020, apenas quatro termelétricas de base florestal estavam na categoria de microgeração, sendo o Pará o estado com maior potência instalada nesta categoria (Fig. 2): a Marfrig São Gabriel (15,00 kW), as usinas da Gaseifamaz I e II (ambas com 27,00 kW) e a Santo Antônio (60,00 kW). Para a minigeração eram 53 termelétricas, sendo Minas Gerais (38,18 MW) e Santa Catarina (32,75 MW) com maior potencial e Minas Gerais destacando-se pelo uso da cogeração a partir do gás de alto forno (7 termelétricas). Nesta categoria, o maior número de termelétricas usava resíduos florestais (35) e carvão vegetal (5). Mato Grosso do Sul (731,7 MW), São Paulo (592,3 MW) e Minas Gerais (562,2 MW) tinham as usinas com geração acima de 5 MW, a partir do licor negro. A usina Bracell, em construção em São Paulo, tem a maior potência outorgada (409,3 MW), seguida da Klabin Celulose, no Paraná (330,00 MW) e da Euca Energy, no Mato Grosso (324,00 MW).
No quartil 3 estiveram os estados do Mato Grosso (511,66 MW), com foco no uso dos resíduos florestais a partir da Euca Energy, Paraná (500,58 MW) e Bahia (466,07 MW). Para o quartil 2 estiveram Rio grande do Sul (347,99 MW), Maranhão (275,04 MW), Espírito Santo (210,40 MW) e Santa Catarina (203,06 MW), destacaram-se as termelétricas de licor negro, porém a partir de unidades mais antigas, o que pode ter reflexo sobre a capacidade instalada e no nível de eficiência da geração. Para o Q1 estiveram os estados do Pará (75,00 MW), Roraima (49,80 MW), Acre (28,97 MW), Rondônia (24,00 MW), Amazônia (17,00 MW), Tocantins (11,50 MW) e Goiás (10,20 MW), sendo apenas este localizado fora da região Norte do país. No último quartil se destacaram as térmicas dos resíduos florestais, o que pode indicar uma tentativa de aumento nos índices de sustentabilidade das serrarias presentes na região. A Fig. 3 apresenta a quantidade de termelétricas da biomassa florestal com práticas de EC estabelecidas em seus processos produtivos, no Brasil, em 2020. As 126 usinas de bioeletricidade florestal em operação estão distribuídas quantitativamente entre as seguintes fontes: 9 de carvão vegetal, 11 de lenha, 12 gás de alto forno, 19 licor negro e 76 resíduos florestais. Tais usinas foram analisadas a partir do critério do marketing verde, de acordo com as informações divulgadas pelas empresas nos canais de comunicação, disponíveis na rede, ao passo que foi submetida à classificação das premissas da EC. Do total de usinas termelétricas analisadas, 78% (99 empresas) possui práticas de EC em seu processo produtivo, com políticas internas de engajamento, na otimização de processo e na sustentabilidade.
Das 99 empresas de biomassa florestal com práticas de EC, destacam-se as de Resíduo Florestal, representada por 61% e Licor Negro, com 18% de participação ativa no setor elétrico. Estas 77 termelétricas são representadas, em sua maior parte, por indústrias do setor de papel, embalagens, combustível, alimentos e artefatos de madeira com participação no mercado nacional e internacional, o que lhe incumbe uma responsabilidade às práticas circulares e a observância dos compromissos firmado no Acordo de Paris e Comitê do Clima da ONU [25]. A empresa de celulose, mantém a termelétrica na unidade de Guaíba a base de Licor Negro e gera 83% da energia consumida na planta. A empresa divulga em seus relatórios de

governança disponíveis, que atua orientado pelos conceitos da EC, de forma que toda uma cadeia de negócios e pessoas vinculados a atividade seja favorecida de forma sustentável. Do total de resíduos sólidos gerados na produção de celulose, 99,8% são reciclados.

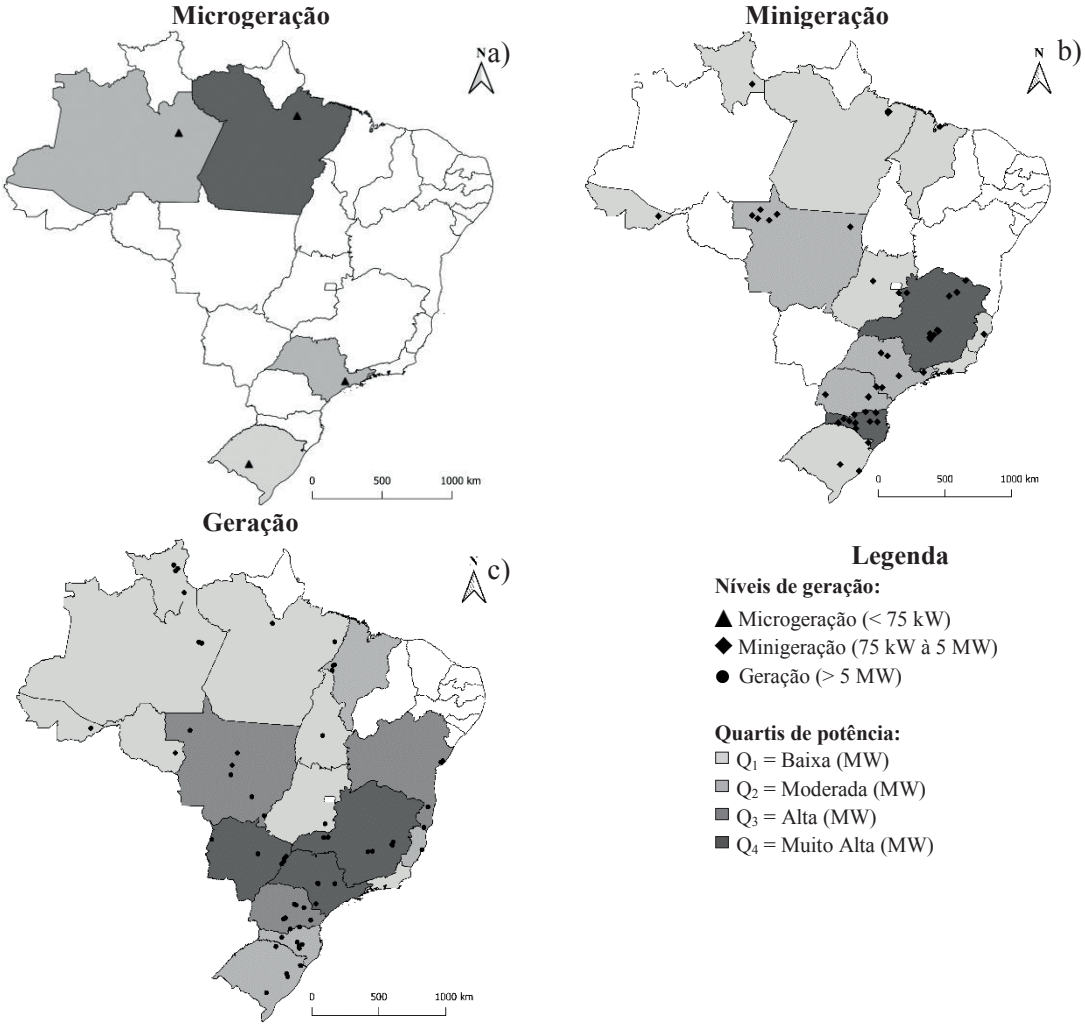


Fig. 1 - Distribuição espacial das termelétricas brasileiras de base florestal, por níveis de geração e quartis de potência instalada (MW) nos estados, em 2020.
Fonte: ANEEL [14].

A empresa busca fazer o melhor uso de todo material consumido, aproveitando resíduos e materiais descartados, para transformá-los em novos produtos, que beneficiam a comunidade. Ao todo são geradas 600 mil toneladas por ano da produção de celulose que são tratados no Hub da indústria de EC e, posteriormente, transformados em mais de 15 novos produtos como fertilizante orgânico para o solo, chapas de madeira MDF, matéria-prima para produção de cimento, palmilhas de calçados, caixas de ovos, entre outros. Em seguida, aparecem as empresas termelétricas com prática circular a base de Lenha com 8%, Gás de Alto Forno com 7% e Carvão Vegetal com 5%, que remetem a um total de 20 empresas, que são destaques no setor do papel e celulose, agroindústrias, alimentos e aço. Saes, Miranda e Sá [26] apresentaram o estudo de caso da indústria de alimentos Sadia, com a termelétrica Chapecó-SC, a base de lenha. Dado que a produção de aves consome muita energia, há incentivo do plantio de florestas de rápido crescimento para energia proporcionando uma alternativa de redução de custos no processo produtivo. Além do meio hectare de lenha consumido anualmente por aviário mais a demanda deste recurso energético para o suprimento das caldeiras da planta industrial, aumentando a parceria entre integrados e a empresa, ou quem sabe, a inserção dos avicultores em outros mercados do setor florestal. Tais estratégias dependem do engajamento entre empresas e integrados, que é fundamental a conscientização com os ganhos potenciais decorrentes às práticas de EC.
Entre as perspectivas da EC foi observado que é essencial o engajamento das empresas no fornecimento de educação aos seus parceiros, fortalecimento de políticas, marketing verde e uma governança sustentável,

atribuições estas não observadas em 22% das usinas termelétricas de biomassa florestal, representadas por 28 termelétricas, pois não disponibilizam informações (ausência de páginas/sites e relatórios de sustentabilidade em empresas de consultoria) em canais de comunicação na rede, tampouco sinalizam em reportagens a execução de práticas circulares em seus processos, não praticando o marketing verde que é sinônimo de compromisso com a sustentabilidade [27]. Entre as 28 usinas de biomassa florestal que não possuem práticas circulares expostas em seus canais de comunicação estão as termelétricas de Resíduo Florestal com 61%, Licor Negro 3%, Lenha 3%, Gás de alto Forno 18% e Carvão Vegetal com 14%. Estas não apresentaram informações publicadas quanto as práticas de sustentabilidade e EC, mas cabe refletir que a não divulgação não, necessariamente, significa que as empresas não adotam as práticas circulares. Logo, as firmas devem alcançar as premissas da circularidade com a minimização de resíduos, replanejamento do uso de energia, redesenho de produtos, melhor uso da água e serviços sustentáveis, como sugere a Comissão Europeia procurando maneiras de incentivar a adoção da EC atividades das pequenas e médias empresas da União Europeia [28]. As práticas das empresas de bioeletricidade foram classificadas com base nas 8 perspectivas da EC proposta por Sehnem e Pereira [22].

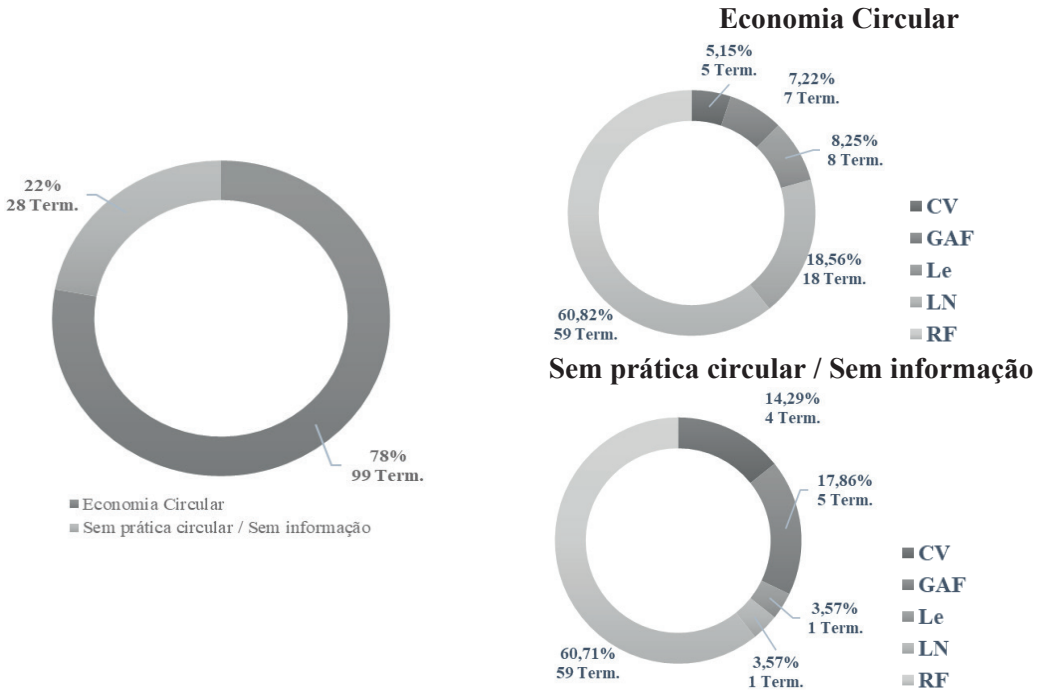


Fig. 3 - Participação brasileira das termelétricas de base florestal com práticas de EC estabelecidas em seus produtivos, em 2020. CV = Carvão vegetal; GAF = Gás de alto forno; LE = Lenha; LN - Licor Negro; RF = Resíduos Florestais.

A Figura 4 apresenta a quantidade de termelétricas de base florestal, no Brasil, que cumprem com algum preceito associado a circularidade. Necessário destacar que as perspectivas se sobrepõem e se complementam na busca de práticas plenamente circulares em seus negócios. Para a perspectiva de logística reversa foram identificadas 97 empresas, sendo a terceira perspectiva com maior aplicação nas usinas termelétricas de base florestal. Essa perspectiva é responsável pelo processo de mover mercadorias de seu destino típico, com o objetivo de recuperar o valor ou disposição adequada [29]. Estão associadas duas premissas, as quais apresentaram ações significativas de reaproveitamento dos resíduos para geração de energia de suas plantas e em alguns casos, possuem receita com a venda do excedente da energia gerada. Di Fraia et al. [30] mostraram que as usinas termoelétricas de base florestal centraram suas atividades em reaproveitar os resíduos para reintroduzir na cadeia produtiva ou ser reaproveitados para geração de energia renovável, para formar comunidades locais inteligentes e resilientes, melhorando a segurança do fornecimento de energia doméstica e valorização de resíduos.

No Cradle to Cradle foram identificadas 74 termelétricas, que buscam a eficácia e ultrapassam as abordagens convencionais de sustentabilidade, com o uso seguro e infindável de materiais em ciclos. Uma economia baseada no recondicionamento, remanufatura e reciclagem. Nessa perspectiva foi observado, principalmente,

o reaproveitamento de resíduos para geração de energia nos processos produtivos, o que reduz a extração de produtos virgens para produção de energia. Integram este grupo de forma significativa as empresas de embalagens que buscam a reciclagem como forma de otimizar custos em seus processos produtivos [7, 31]. A perspectiva do Doube Loop foi observada em 75 termelétricas que procuram criar novas alternativas para reintroduzir o resíduo na cadeia de produção. Tal preceito busca substituir os produtos de alto impacto convencionais com bio-recursos, reforçando a sustentabilidade dentro de uma EC [32].

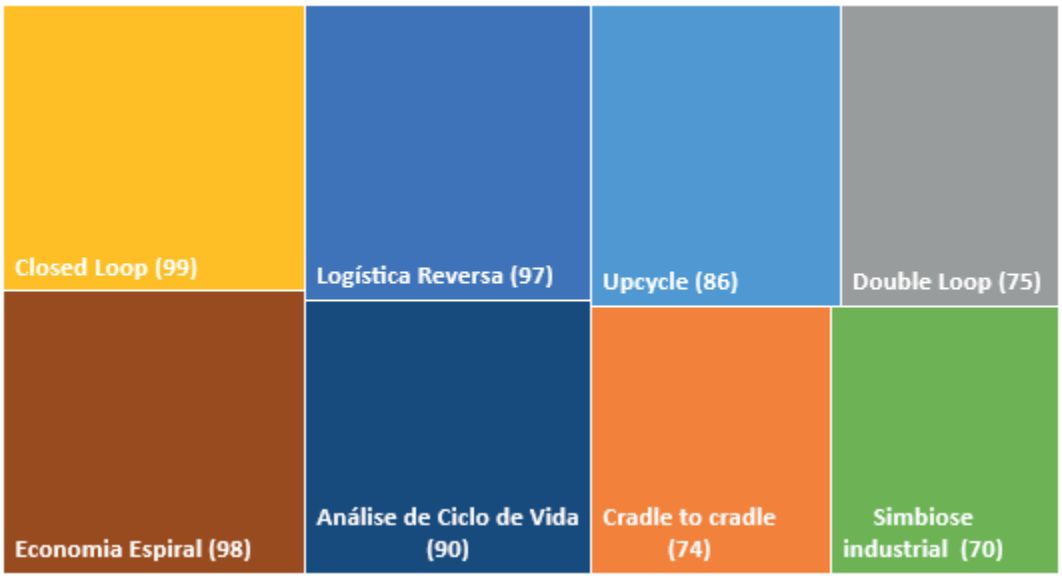


Fig. 4 - Participação das termelétricas de base florestal que atenderam às perspectivas da economia circular no Brasil, em 2020.

As premissas do Closed Loop estiveram associadas a 99 termelétricas. Foi a característica mais presente nas termelétricas de bioeletricidade florestal em operação, por ser nítido a gestão estabelecida na circularidade e utilizar a energia renovável como premissa. Para ilustração desta prática circular, o complexo industrial que mantém, termelétrica a base de Licor Negro, em Três Lagoas (MS), é completamente autossuficiente em energia elétrica. A eletricidade gerada vem do reaproveitamento da biomassa não utilizada no processo fabril, que alimenta uma caldeira que produz vapor e movimenta turbogeradores [33]. Esta empresa utiliza duas turbinas para a transformação de parte da energia do vapor em energia elétrica, e o excedente é utilizado no processo de produção de celulose. As turbinas distribuem a energia gerada para a fábrica e para rede externa. O parque de geração tem potência instalada de 220 MW/hora, que 95 MW são utilizados na fábrica de produção de celulose, 50 MW são fornecidos para as indústrias que produzem insumos necessários ao processo e o excedente vai para o sistema elétrico nacional, para comercialização. A quantidade de energia gerada consegue abastecer uma cidade com cerca de 1 milhão de habitantes.

A perspectiva da Simbiose Industrial esteve presente em 70 termelétricas, cuja atividade base foi o mutualismo, a cooperação e o compartilhamento, tal como descrito por Wahrlich e Simioni [34]. Foi a menor participação encontrada entre a classificação e as perspectivas da EC, pela necessidade de vislumbrar uma prática circular beneficiando todos os envolvidos na cadeia produtiva. As energias renováveis, a partir de práticas circulares não seria apenas ecologicamente interessante, mas melhora a qualidade de vida dos produtores, parceiros e todos aqueles inseridos no processo produtivo, promovendo emprego, renda e sustentabilidade [35]. Batista et al. [36] sugerem o uso das fontes viáveis na área rural, para melhorar a condição de vida dos produtores rurais, com base nas experiências de outros países, havendo um beneficiamento mútuo. Para a perspectiva do upcycle foram classificadas 86 termelétricas que utilizam práticas de inovação e mecanismos de sustentabilidade com objetivo de atingir uma maior circularidade com ressignificação do produto com o objetivo final de evitar desperdício em por material de fabricação em sumidouros, bem como evitar criar resíduos tóxicos [37]. Uma das termelétricas a base de Resíduo Florestal que compõe o grupo, apresentou a perspectiva a partir da uma agenda com três marcos: Comitê de Sustentabilidade; Lançamento de um produto inovador que reaproveita resíduos do seu processo e Cogeração de energia elétrica e vapor a partir de fontes 100% renováveis [38].

O produto inovador foi o primeiro poliestireno, 100% reciclável, fabricado no Brasil com até 30% de material pós-consumo em sua composição e propriedades similares às do produto fabricado com resina 100% virgem. Este poliestireno insere na EC, visto que deixou de ser lixo tornando-se matéria-prima. A coleta seletiva na cidade onde está localizada a indústria, desenvolveu um programa a fim de manter a circularidade do produto e conscientização da sociedade, sendo laureada com o Prêmio em Educação Para o Desenvolvimento Sustentável pela UNESCO [38]. Esta perspectiva aplicada pela citada usina, é um exemplo de Política Pública aplicada às transformações territoriais, gerado por um grupo de políticas empresariais que pode ser implementada de forma a beneficiar empresários, investidores e sociedade [39].

A perspectiva da análise do ciclo de vida apresentou em 90 usinas térmicas de base florestal, que comumente avaliaram os benefícios ambientais da recuperação e reciclagem de materiais na cadeia de suprimentos de fabricação e no final de sua vida útil. As empresas neste grupo buscam analisar alternativas para redução de impactos, possuir as certificações e praticar o marketing verde, relacionando as boas práticas sustentáveis do seu produto a imagem da empresa. As empresas deste grupo estão incorporadas a sustentabilidade e investindo na EC. Os resultados demonstram que o marketing verde preza pela sustentabilidade tanto na divulgação de suas ações sociais e ambientais, nos produtos verdes e seus processos produtivos, como na conscientização dos consumidores, ampliando a responsabilidade social para todos [19, 40].

A perspectiva da economia espiral apresentou 98 empresas que exercem as práticas do Reusar/Redistribuir, Remanufaturar e Reciclar os resíduos, seja na cadeia produtiva, beneficiamento, ou na geração de eletricidade para suprir as demandas energéticas. As indústrias de celulose conseguem adequar suas práticas circulares à maior eficiência, sustentabilidade e economia. A realização de uma EC através do uso de resíduos lignocelulósicos como recursos renováveis, reduz a dependência de recursos fósseis e contribui para gestão sustentável dos resíduos [41].

As perspectivas da EC descritas na Figura 7 podem ser aplicadas em toda a cadeia de valor de um produto ou serviço, desde a sua criação até a sua destinação final. No entanto, é percebido em sua caracterização que são necessárias diversas práticas em cada etapa da cadeia de produção e circulação do produto ou serviço, e passam a exigir maior engajamento com ações sustentáveis desde a concepção do produto, dos serviços utilizados e os que serão fornecidos, como aumenta também a necessidade de inovações que viabilizem o desenvolvimento sustentável. A circularidade será plenamente atingida e os seus efeitos serão perceptíveis na sociedade ao construir uma cadeia de valor que agregue todas ou a maior quantidade de perspectivas. As perspectivas são complementares e possuem interfaces entre si, seja no âmbito da gestão de operações, dos sistemas, que podem ser de produção ou biológicos [42].

4. CONCLUSÕES

Com base nos resultados obtidos verificou-se da análise de conjuntura, um aumento de 12,78% a.a. para a quantidade e de 11,27% a.a. para a potência instalada de termelétricas de base florestal. O principal recurso para geração de bioeletricidade florestal foi o licor negro, seguido dos resíduos florestais. Em 2020, a oferta esteve centrada nos estados do Mato Grosso do Sul, São Paulo e Minas Gerais, indicando um polo para geração de bioeletricidade no país. Para o regime de operação notou-se que as maiores empresas do setor (termelétricas de licor negro) estiveram categorizadas como produtoras independentes de energia.

Com relação ao total de usinas termelétricas de biomassa florestal, foi identificado que 78% possuíam práticas de EC e destacam-se as de Resíduo Florestal e Licor Negro. Estas termelétricas são do setor de papel, embalagens, combustível, alimentos e artefatos de madeira com participação no mercado nacional e internacional, o que lhe incube uma responsabilidade em relação às práticas circulares e à observância dos compromissos firmado no Acordo de Paris e Comitê do Clima da ONU.

Observou que 22% das termelétricas de biomassa florestal não disponibilizam informações publicadas em suas páginas, dissociadas do marketing verde e das práticas de governança sustentável, havendo uma maior participação do setor de carvão vegetal neste grupo. A falta de tecnologia na modernização das plantas e a falta de investimento, contribuem para o resultado.

A autonomia e gestão da energia consumida, assim como a mitigação de riscos perante o mercado, são alguns dos principais benefícios da autoprodução. Outro diferencial relevante é a possibilidade de exportação do excedente de geração para a rede. Essa operação torna ainda mais atrativo o resultado da autoprodução e produção independente para as empresas, à medida que adotam mais premissas circulares em seu processo produtivo. Outro aspecto bastante favorável no estudo está na possibilidade de política pública para

abatimento dos encargos setoriais por meio da alocação de geração própria de energia para os consumidores que fazem uso de autoprodução.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - CNPq pela Bolsa de Produtividade em Pesquisa (nº: 310871/2021-2). O apoio financeiro da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado da Paraíba - FAPESQ - Edital N 19-2022 Programa de Apoio ao Núcleo Consolidador do Estado da Paraíba - Projeto N 057-2023.

5. REFERÊNCIAS

[1] Ellen MacArthur Foundation. *Towards the Circular Economy*. EMAF, 2013

[2] S. Sehnem, N.O. Ndubisi, D. Preschlak, R.J. Bernardy, S. Santos Junior, "Circular economy in the wine chain production: maturity, challenges, and lessons from an emerging economy perspective". *Prod. Plan. Control.*, pp. 1-21, 2020

[3] J. Kirchherr, D. Reike, M. Hekkert, "Conceptualizing the circular economy: An analysis of 114 definitions", *Resour Conserv. Recycl.*, 127, pp. 221-232, 2017.

[4] C. Sassanelli, P. Rosa, R. Rocca, S. Terzi, "Circular economy performance assessment methods: A systematic literature review", *J. Clean. Prod.*, 229, pp. 440–453, 2019.

[5] J. Korhonen, A. Honkasalo, J. Seppälä, "Circular economy: the concept and its limitations", *Ecol. Econ.* 143, pp. 37-46, 2019.

[6] A.M. Zamfir, C. Mocanu, A. Grigorescu, "Circular economy and decision models among European SMEs", *Sustainability-Base*, 9, pp. 1507, 2019.

[7] F.A. Silva, F.J. Simioni, D.N. Hoff, "Diagnosis of circular economy in the forest sector in southern Brazil". *Sci. Total Environ*, 706, pp. 135973, 2020.

[8] R. Husgafvel, L. Linkosalmi, M. Hughes, J. Kanerva, O. Dahl, "Forest sector circular economy development in Finland: A regional study on sustainability driven competitive advantage and an assessment of the potential for cascading recovered solid wood", *J. Clean. Prod.*, 181, pp. 483-497, 2018.

[9] R. Bosman, J. Rotmans. "Transition governance towards a bioeconomy: A comparison of Finland and The Netherlands", *Sustainability-Basel*, 8(10), pp. 1017, 2016.

[10] J. Sherwood. "The significance of biomass in a circular economy", *Bioresource Technol.*, 300, pp. 1222755, 2020.

[11] M.X. Paes, G.A. Medeiros, S.D Mancini, F.M. Ribeiro, J.A.P. Oliveira, "Transition to circular economy in Brazil", *Manag. Decision.*, 57, pp. MD-09-2018-1053, 2019.

[12] M. Tedesco, F.J. Simioni, S. Sehnem, J.F. Soares, L.M. Coelho Junior. "Assessment of the circular economy in the Brazilian planted tree sector using the ReSOLVE framework", *Sustain. Prod. Consum.* 31, pp. 397-406, 2022.

[13] Indústria Brasileira de Árvores – IBA, *Relatório IBÁ 2019*, São Paulo, 2019.

[14] Agência Nacional de Energia Elétrica, *Sistema de Informações de Geração da ANEEL*, 2020. https://www.aneel.gov.br/siga. [Accessed: 03.05.2024].

[15] Food and Agriculture Organization of the United Nations Statistics, *FAO Data*. 2022. http://faostat.fao.org/. [Accessed: 12.10.2024].

[16] A. Toppinen, D. D'amato, T. Stern, "Forest-based circular bioeconomy: matching sustainability challenges and novel business opportunities?" *Forest Policy Econ.* 110, pp. 102041, 2020.

[17] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, *20 anos do mercado brasileiro de energia elétrica* / Roberto Rockmann (Organizador), - 1. ed. - São Paulo: CCEE, 2019.

[18] R. Dawson, "How significant is a boxplot outlier?" *J. Stat. Educ*, 19(2), 2011.

[19] S.F. Machado. *A Relação do Marketing com a sustentabilidade*, Fortaleza: 000193, 2020.

[20] R. Costa, M.M. Conceição, A.R. da Silva, "Marketing verde – A importância do consumo sustentável para as empresas", *Res. Soc. Dev.*, 10:7, pp. e26310716812, 2021.

[21] J.A. Neto. *A era do Ecobusiness: Criando negócios sustentáveis*. Barueri: Editora Manole, 2015.

[22] S. Sehnem, S.C.F. Pereira. "Rumo à Economia Circular: Sinergia Existente entre as Definições Conceituais Correlatas e Apropriação para a Literatura Brasileira", *RECADM*, 18(1), pp. 35-62, 2019.

[23] L.M. Coelho Junior, E.P. Santos Júnior, A.M.M. Nunes, F.J. Simioni, R. Abrahão, P. Rotella Junior. "Concentration and Spatial Clustering of Forest-Based Thermoelectric Plants in Brazil". *IEEE Access*, 8, pp. 221932-221941, 2020.
[24] F.J. Simioni, M.J. Magalhães, P.Á. Moreira, L.A. Fachinell, A.C.C. Buschinelli, F.S.I.M. Matsuura, "Evolution and concentration of the production of firewood and charcoal from forestry in Brazil", *Ciênc. Florest*, 27, 731–742, 2017.
[25] A.C.C. Leite, E.E.C. Alves, L. Picchi, "A cooperação multilateral climática e a promoção da agenda da transição energética no Brasil", *Des. e Meio Amb.*, 54., 2020.
[26] M.S.M. Saes, B.V. Miranda, C.D. de Sá, "Estudo de caso Sadia: Desafios de uma cadeia produtiva", in *Seminário Iniciativa Pró Alimento Sustentável (IPAS)*, 2008.
[27] J.A. Ottman, *As novas regras do marketing verde: Estratégias, ferramentas e inspiração para o brading*, São Paulo: M. Books do Brasil, 2009.
[28] T. Katz-Gerro, J. S. López, "Mapping circular economy activities in the European Union: Patterns of implementation and their correlates in small and medium-sized enterprises", *Bus. Strategy Environ.*, 28(4), pp. 485–496, 2019.
[29] D.S. Rogers, R.S. Tibben-Lembke, *Going Backwards: Reverse Logistics Trends and Practices*, University of Nevada, Reno, 1998.
[30] S. Di Fraia, N. Massarotti, M.V. Prati, L. Vanoli, "A new example of circular economy: Waste vegetable oil for cogeneration in wastewater treatment plants", *Energ. Convers. Manage.*, 211, pp. 112763, 2020.
[31] N. Gregson, M. Crang, S. Fuller, H. Holmes, "Interrogating the circular economy: the moral economy of resource recovery in the EU". *Econ Soc*, 2(44), pp. 218–243, 2015.
[32] W.A.V. Stiles, et al. "Using microalgae in the circular economy to valorise anaerobic digestate: challenges and opportunities", *Bioresour. Technol.* 267, 732–742, 2018.
[33] Eldorado Brasil. *Relatório de Sustentabilidade*, 2019. http://eldoradobrasil.com.br/Sustentabilidade/Sustentabilidade-Eldorado/Relatorio-de-Sustentabilidade. [Accessed: 12.10.2024].
[34] J. Wahrlich, F.J. Simioni, "Industrial symbiosis in the forestry sector", *J. Ind. Ecol.*, 23, pp. 1470-1482, 2019.
[35] A.B. Pinheiro, A.C.C. Chagas, S.M.D.S. Santos, S.M. Silva, F.M.A. "Lopes, Obstáculos para a adoção da Simbiose Industrial no Distrito Industrial de Maracanaú: Insights para o Desenvolvimento Sustentável". *Revista de Casos e Consultoria*, 11(1), pp. e11113, 2020.
[36] A.G. Batista, R.C. Betini, M.L.E. Bareta, Á.A. Sandim, L.A. Pepplow, "Public policies to be implemented to encourage the use of renewable energy sources in the rural area of Parana". *Braz. Arch. Biol. Techn*, 62(special issue), pp. 1–8, 2019.
[37] W. McDonough, M. Braungart, *The upcycle: beyond sustainability designing for abundance*. New York: Melcher Media, 2013.
[38] INNOVA. *Relatório Sustentabilidade INNOVA 2019*, 2019. https://innova.com.br/wp-content/uploads/2021/01/RELAT%C3%93RIO-DESUSTEN TABILIDADE-2019.pdf. [Accessed: 25.05.2024].
[39] M.A. Arrese, W.E.L.L.S. Hernando, G.E. Blanco, "Territory and non-conventional renewable energy: Lessons for the construction of public policy from the case of rukatayo alto, region of los ríos, Chile". *Gest. Polit. Publica*, 25:1, pp. 165-202, 2016.
[40] S. Walker, N. Coleman, P. Hodgson, N. Collins, L. Brimacombe, "Evaluating the environmental dimension of material efficiency strategies relating to the circular economy". *Sustainability-Basel*,10:3, pp. 1–14, 2018.
[41] R. Liguori, V. Faraco, "Biological processes for advancing lignocellulosic waste biorefinery by advocating circular economy", *Bioresource Technol*, 215, pp. 13–20, 2016.
[42] L.C. Stocco, *Framework de economia circular 4.0 para o setor atacado distribuidor: perspectivas a partir da regionalidade*, Dissertation (Master in Business Administration) - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2020.

Comité de Estúdios C3 – Sostenibilidad y desempeño ambiental de sistemas de potencia

ANÁLISIS DE ESCENARIOS DE TRANSICIÓN EN LA MATRIZ ENERGÉTICA DEL PARAGUAY: INSERCIÓN DE VEHÍCULOS CON CELDAS DE COMBUSTIBLE EN EL SECTOR TRANSPORTE

M.M. FERNÁNDEZ*
Grupo de Investigación en Sistemas Energéticos (GISE)
Paraguay
monii.fer@fpuna.edu.py

R.J. JARA
Grupo de Investigación en Sistemas Energéticos (GISE)
Paraguay
ricardojose1999@fpuna.edu.py

D.A. RÍOS
Grupo de Investigación en Sistemas Energéticos (GISE)
Paraguay
dfestner@pol.una.py

S.B. LOPEZ
Grupo de Investigación en Sistemas Energéticos (GISE)
Paraguay
slopez@pol.una.py

Resumen *– El Paraguay enfrenta desafíos significativos en su matriz energética con un sector transporte que depende en gran medida de los combustibles fósiles. Para abordar estos desafíos este estudio analiza escenarios de transición tecnológica y sostenible para el sector transporte pesado. Este estudio presenta tres escenarios: Moderado, Optimista y Ambicioso, con reporte en los años: 2030, 2040 y 2050, donde se establecen distintas metas de reemplazo. Dichas metas toman como punto de partida estudios realizados en Paraguay, los cálculos de reemplazo se focalizaron en el sector transporte de pasajeros y de carga del parque automotor de Paraguay, sectores indicados como los preferenciales para una posible introducción de la movilidad con celdas de hidrógeno. Los escenarios dieron como resultado la generación eléctrica requerida para cubrir el nuevo consumo de hidrógeno para transporte, pero señalando a la vez la disminución en el consumo de diésel. En el escenario Optimista se logró un aumento del 7% de la participación de la electricidad en la demanda final de energía, mientras que en el consumo de hidrocarburos se redujo un 3% para el año 2030. En forma adicional, se realizaron también los cálculos de las emisiones de gases de efecto invernadero, para cada escenario considerado. El trabajo demostró los beneficios de una futura introducción de la movilidad con hidrógeno verde, a nivel de consumo de hidrocarburos o de emisiones de CO2; por otra parte, también evidenció las necesidades de generación eléctrica que el país debe asegurar si desea incursionar en movilidades eléctricas, sin perder de vista la satisfacción de la demanda eléctrica ya existente. Las políticas públicas serán decisivas en este punto, a la hora buscar la diversificación la matriz energética nacional.*

Palabras clave: Hidrógeno Verde – Demanda Eléctrica – Matriz Energética

1 INTRODUCCIÓN

El cambio climático es un fenómeno global, cuyas consecuencias incluyen el calentamiento global, la variabilidad de las condiciones climáticas y el agotamiento masivo de la biodiversidad. Por esta razón, los países han iniciado esfuerzos para combatir el cambio climático, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero [1]. Un concepto que ha surgido de estos esfuerzos es el de la descarbonización, término que indica la reducción en las emisiones de carbono, mediante la utilización de fuentes energéticas bajas en carbono. Desde la *Agencia Internacional de Energías Renovables* (IRENA), se ha indicado la importancia de un cambio en la modalidad en que la sociedad produce y consume energía. En [2], se han identificado 6 vías

* monii.fer@fpuna.edu.py

tecnológicas para lograr reducir las emisiones de carbono para el año 2050: 1) Energías Renovables 2) Eficiencia Energética 3) Electrificación 4) Hidrógeno 5) Eliminación de CO2 basada en Bioenergía con Almacenamiento y Captura de Carbono (BECCS) 6) Eliminación de CO2 basado en Captura y Almacenamiento de Carbono (CCS).

Paraguay tiene la capacidad de producir abundante energía hidroeléctrica, sin embargo, en el consumo final, la participación de la electricidad es de apenas el 18%, mientras que las participaciones de la biomasa y derivados del petróleo, representan el 41% cada una [3]. En función a la estructura actual de la matriz energética de Paraguay, son necesarias intervenciones en la línea de la descarbonización, sobre los usos de la biomasa y los hidrocarburos. En [4] se exponen desafíos dentro del sector energético paraguayo, tanto para la oferta como la demanda. En cuanto a la oferta, surge la necesidad de explorar nuevas alternativas para la generación, ante un crecimiento sostenido de la demanda en los últimos años. El suministro energético podría ser enriquecido, aprovechando las *Energías Renovables No Convencionales* y vectores energéticos como el hidrógeno verde. Por el lado de la demanda, se visualizan patrones de consumo energético poco sostenibles, con alta dependencia en derivados de petróleo y biomasa no sostenible. El gobierno de Paraguay, reconoce la necesidad de explorar nuevas oportunidades de desarrollo sostenible utilizando como estímulo su margen de electricidad disponible [5].

Una evaluación realizada a nivel nacional ha indicado tres ventajas para el desarrollo del hidrógeno verde [6]: la abundancia de energía hidroeléctrica es señalada como la primera ventaja. En segundo lugar, los bajos consumos en determinadas horas del día (horas "valle"), plantean la posibilidad de destinar la energía, normalmente disponible pero finalmente no utilizada, para la producción de hidrógeno verde. Como tercera ventaja, se indica que la ubicación regional de Paraguay, resulta estratégica en el centro del continente sudamericano, posición ideal para el desarrollo del potencial energético del hidrógeno. El acceso de Paraguay a los principales ríos de Sudamérica puede situar al país como un exportador de hidrógeno verde a los mercados regionales y mundiales.

De acuerdo a [3], el sector transporte ha consumido cerca del 98% de los hidrocarburos importados en el año 2021. Esto no solo representa una importante fuga de recursos económicos, sino que sitúa al sector como el mayor responsable de las emisiones de GEI, provenientes de los usos finales energéticos, alcanzando un 88% de las emisiones originadas en el sector energético [7].

En Paraguay, el sector transporte contó con un parque automotor de 2.821.121 unidades en el año 2022 [8]. De dicho parque, se estima una composición del 68,5% para el transporte de pasajeros y un 3,2% para el transporte de carga. En el sector de transporte de pasajeros, la participación se desglosa en automóviles (42,2 %), Motocicletas (47,5 %), Camionetas (9,3 %) y Ómnibus (1 %).

Según datos de [9, 10], en el subsector transporte de pasajeros se registró en el 2020 un parque compuesto por 11.558 unidades de transporte público en Asunción y el Área Metropolitana, y 1.669 unidades de transporte intermunicipal e internacional. En el subsector transporte de carga, se registró 93.863 unidades [8].

En la actualidad, existen marcas y tecnologías a hidrógeno consolidadas en el mercado de transportes. La disponibilidad de unidades en el mercado, con proyección a incrementarse durante los próximos años, permite comenzar a analizar el reemplazo de las unidades convencionales prevalecientes.

En [6] se recomiendan metas progresivas de reemplazo en el transporte de pasajeros, indicando porcentajes esperados para los años 2023, 2030, 2040 y 2050. Existen otras metas contenidas en la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica 2030, correspondientes a la sustitución de la flota en instituciones públicas, transporte público y puntos de carga públicos.

2 REVISIÓN DE LA LITERATURA

2.1 Producción de hidrógeno verde

Desde el punto de vista energético, el hidrógeno presenta una alta densidad energética por unidad de masa, con un poder calorífico de 120-140MJ/kg (inferior y superior), frente a la densidad energética de algunos hidrocarburos (44MJ/kg).

Paraguay tiene la capacidad de producción de hidrógeno verde, producido mediante electrólisis del agua a partir de fuentes renovables de energía, en la región oriental del país. La introducción de dicho vector energético podría representar un cambio positivo en la matriz energética del Paraguay [11]. En [12], se

examina la potencial producción de hidrógeno verde en Paraguay, a partir de la central hidroeléctrica Itaipú, de 14 GW, donde por medio del proceso Haber-Bosch, el hidrógeno producido se convierte en amoníaco

2.2 Hidrógeno para transporte

Para el Paraguay, la producción de hidrógeno verde podría representar el camino a seguir para impulsar la transición energética en el sector transporte [13]. La literatura sugiere el uso de la tecnología hidrógeno dentro del sector transporte de carga o público, debido a la madurez tecnológica [14, 15]. En [1, 16] se analiza la viabilidad del hidrógeno verde como un energético capaz de abastecer a los vehículos de carga. Por otra parte, existen artículos que examinan la utilización de vehículos ligeros, de carga eléctrica de pila de combustible [17, 18, 19]. En [20] se estudia trascendencia del hidrógeno verde en el transporte público alemán, donde se demostró que la flota de autobuses con celdas de combustible de hidrógeno, tendría la capacidad de competir con la flota convencional, a partir del año 2035.

2.3 Sector energético de Paraguay

El consumo final de Paraguay está basado en biomasa e hidrocarburos, con una participación del 41% y 39% respectivamente, mientras que la electricidad participa en un 20%. Sin embargo, la oferta es predominantemente renovable, con un 41% correspondiente a hidroenergía y 32% biomasa, ambos de origen nacional y derivados del petróleo con un 27% de origen importado en su totalidad [3].

Cabe resaltar la predominante participación de los combustibles tipo Diesel Oil y Gasolina en el uso final dentro del sector transporte, con un 59.5% y un 38.7% respectivamente [21].

Según tendencias observadas en [22], se proyecta un aumento del 42% en el consumo de hidrocarburos para el año 2050, frente a un aumento del 73% en el consumo eléctrico. De esta manera, frente a un consumo total de 6.611 ktep en el año 2021, se proyecta un consumo de 13.593 ktep para el año 2050. (Ver Fig. 1)

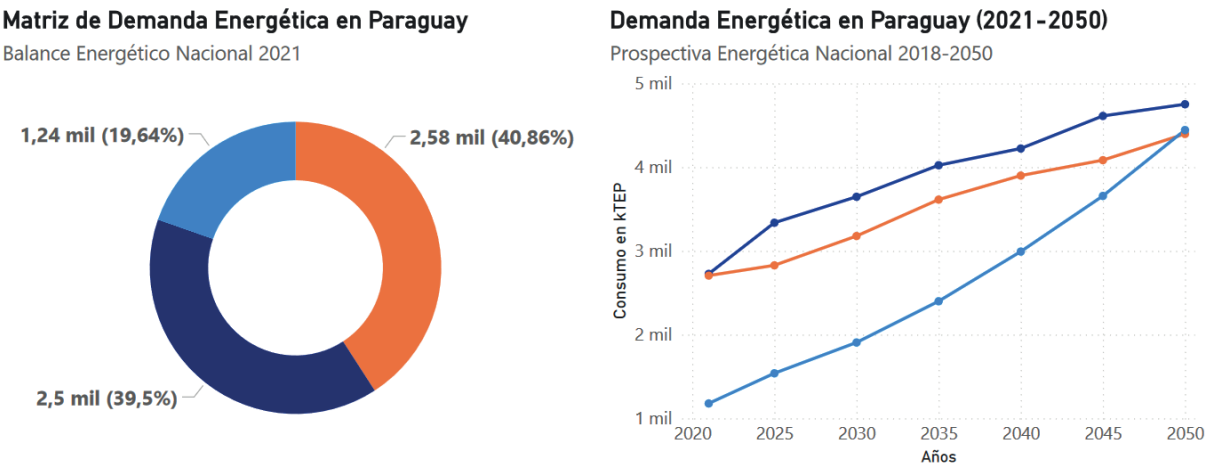


Figura 1 - Sector Energético en Paraguay. Electricidad (celeste), Biomasa (naranja) y Derivados (azul oscuro). Fuente: Viceministerio de Minas y Energía.

3 SECTOR TRANSPORTE EN PARAGUAY

Una estimación de la reducción de hidrocarburos del sector transporte requiere una caracterización del parque automotor a ser reemplazado. Los cálculos se han centrado en dos subsectores en particular: el transporte de pasajeros y el transporte de carga pesada o de larga distancia, indicado como ideales para el reemplazo de unidades impulsadas a hidrógeno [14].

3.1 Transporte pesado de carga

En este subsector, el parque se halla conformado por 85.331 unidades registradas como transporte de carga, en la categoría camiones. Esta categoría incluye vehículos del tipo camiones, tractocamiones y grúas [10]. A efectos de este trabajo, se ha seleccionado a la subcategoría tractocamiones para los estudios de reemplazo. Los tractocamiones son vehículos diseñados para el arrastre de un semirremolque, lo que los distingue del camión común cuyo espacio de carga forma parte de la estructura del vehículo. Los tractocamiones tienen mayor capacidad de transporte y pueden recorrer largas distancias.

Se ha considerado una población de 9.892 unidades categorizadas como tracto, cantidad extraída de la base de datos disponible en [9], dentro del parque registrado para el transporte de carga Internacional.

3.2 Transporte de pasajeros

El transporte de pasajeros se compone por aquellas unidades del transporte público de pasajeros para Asunción y el área metropolitana, con 1.675 buses operativos, mientras que para el transporte del tipo intermunicipal e internacional se registran unos 1.669 buses operativos [10].

4 METODOLOGÍA

Para el cálculo de impacto de la integración del hidrógeno verde en el transporte de pasajeros y de carga, se elaboraron escenarios con diferentes niveles de penetración de las unidades de transporte alternativo. El procedimiento se dividió en 3 etapas presentadas a continuación:

4.1 Primera Etapa

Se partió de una revisión de la literatura, iniciando con documentos oficiales de políticas públicas del Paraguay, donde se aborda el contexto y los compromisos suscitados a nivel internacional, de manera a identificar los planes de transición energética. Luego, se procedió a la revisión de varios artículos científicos, de origen internacional, con la intención de robustecer y establecer el diseño metodológico. Posteriormente, se procedió a la selección de la unidad de estudio, en base a la revisión de la literatura realizada, la cual indicó al sector transporte pesado de larga distancia, como el uso final idóneo para descarbonizar.

4.2 Segunda Etapa

Se seleccionaron fuentes secundarias de datos, referentes al sector energético y al sector transporte. Las fuentes secundarias fueron sometidas a criterios de validación, los cuales consistieron en que los datos provengan de fuentes oficiales, sean actualizados y puedan ser comparados entre documentos publicados por los distintos representantes del sector energético. Los datos de electricidad fueron comparados entre las instituciones del sector energético, para el periodo 2000-2021. En la línea del sector transporte terrestre, se realizó la selección de la población automotor a ser reemplazada. Paralelamente, se consultaron fichas técnicas de transporte, tanto del tipo convencional como con celdas de combustible. Con esto, se procedió a la elaboración de la base de datos técnicos, indicando valores como la capacidad del tanque, capacidad de carga, autonomía y el consumo de combustible por distancia recorrida (diésel e hidrógeno). Del mismo modo, mediante la revisión de la literatura, se definió el consumo energético para la producción del hidrógeno para celdas de combustible.

4.3 Tercera Etapa

Los escenarios se abordaron mediante la introducción de un determinado parque de transporte terrestre de carga y pasajeros. Los mencionados reemplazos se basaron en recomendaciones halladas para la tipología de bus eléctrico a baterías en [6]. Con el fin de presentar resultados en los años 2030, 2040 y 2050, el consumo resultante de dichas sustituciones fue agregado como una variación a los números estimados en [22], para el escenario de referencia. Los escenarios calculados fueron 3:

- Moderado, con metas provenientes de compromisos oficiales asumidos hasta el año 2030;
- Optimista, donde se aplicó un mayor porcentaje de metas de sustitución de parque automotor;

- Ambicioso, que añade la participación del transporte internacional de carga para la sustitución.

Para cada categoría de transporte (carga y pasajeros), se definió una unidad teórica representativa, con un consumo energético establecido a partir de fichas técnicas y suposiciones de distancia recorrida. Al mismo tiempo, se proyectó la población de las unidades de transporte terrestre de pasajeros y de carga mediante la regresión lineal de la serie histórica recopilada de fuentes oficiales (Tabla III). Con los resultados obtenidos, se planteó los escenarios de sustitución, con sus respectivas metas, y se extrajo una participación de las fuentes energéticas en la nueva hipotética matriz energética. De igual manera, se recogieron de los resultados el cálculo de emisiones GEI evitadas por el reemplazo en los escenarios mencionados.

4.4 Metas de reemplazo y parámetros por tipo de transporte

Las metas de reemplazo indican la cantidad de unidades de transporte operativas para un determinado año o el porcentaje reemplazado del parque estimado en los pronósticos del transporte. Se establecen como marcas temporales a los años 2030, 2040 y 2050.

TABLA I. PORCENTAJES PROPUESTOS POR ESCENARIO

Objetivo	**Moderado**			**Optimista**			**Ambicioso**		
	2030	**2040**	**2050**	**2030**	**2040**	**2050**	**2030**	**2040**	**2050**
Transporte de pasajeros	4%	10%	18%	5%	12%	20%	7%	15%	25%
Transporte de carga	4%	10%	18%	5%	12%	20%	7%	15%	25%

TABLA II. UNIDAD TEÓRICA PARA EL TRANSPORTE DE PASAJEROS Y DE CARGA

Tipo	**Pasajeros**		**Carga**	
	Diésel	**Hidrógeno**	**Diésel**	**Hidrógeno**
Modelo	Mercedes Benz Citaro	Mercedes Benz eCitaro Fuel Cell	SCANIA R580 Streamline	HYUNDAI XCIENT Fuel Cell
Capacidad	86 pasajeros	88 pasajeros	33t	34t
Tanque	300 litros	25 kg	400 litros	68.6 kg
Autonomía	750km	400km	1140km	724km

4.5 Emisiones de Gases de Efecto Invernadero

La metodología para el cálculo de las GEI se basa en la Ecuación 1:

$$\boldsymbol{Emisión} = \sum_{\boldsymbol{a}} [\boldsymbol{Combustible_a} \times \boldsymbol{EF_a}]$$

Ecuación 1: Fórmula del CO_2 emitido por el transporte terrestre. [23]

Emisión: Emisiones de CO_2 (kg)

$Combustible_a$: Combustible vendido/consumido (TJ)

EF_a: Factor de emisión (kg/TJ). Es igual al contenido de carbono del combustible multiplicado por 44/12

a: tipo de combustible (gasolina, diésel, gas natural, etc)

5 RESULTADOS

Las tendencias calculadas han demostrado un comportamiento creciente del parque automotor. En la Tabla III se enseña la evolución del transporte de carga internacional para los años *2030, 2040 y 2050.*

TABLA III. PORCENTAJES PROPUESTOS POR ESCENARIO

Año	Transporte de pasajeros (unidades)	Transporte de carga (unidades)	Transporte de carga internacional (unidades)
2030	22.590	97.680	14.790
2040	23.861	100.793	19.425
2050	24.377	101.408	24.061

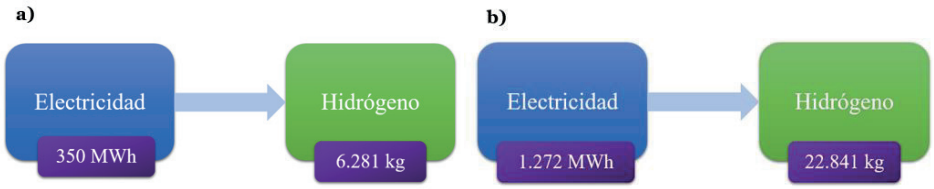


Figura 2: Consumo energético anual requerido por una unidad teórica de: a) Transporte de pasajeros b) Transporte de carga.

Para alcanzar las metas de sustitución de flota de transporte utilizando hidrógeno, se calculó el consumo anual teórico de hidrógeno de una unidad de transporte, tanto de carga como de pasajeros. En la Figura 3 se presentan los resultados de la proyección de generación eléctrica anual para la producción de hidrógeno. Estos resultados sugieren una relación de compromiso, especialmente en el mediano y largo plazo. A medida que aumenta la producción de hidrógeno, también lo hace la demanda de electricidad, lo que puede generar tensiones en el sistema de generación. Si se sigue este camino, es probable que se requieran inversiones significativas y refuerzos en la red eléctrica.

En general, los resultados indican, como era de esperarse que el reemplazo del transporte terrestre convencional por unidades a hidrógeno produciría una reducción en la demanda de hidrocarburos, junto a un aumento del consumo de electricidad.

En cuanto a la reducción el consumo de hidrocarburos, para el año 2030: el escenario Moderado arrojó una reducción del 1.15%, el escenario Optimista arrojó una reducción del 10.8% y el escenario Ambicioso arrojó una reducción del 17,6%.

A partir de lo anterior, se presenta la evolución de la demanda energética en los plazos establecidos, para los Escenarios considerados en este trabajo (ver Figura 3 y Figura 4).

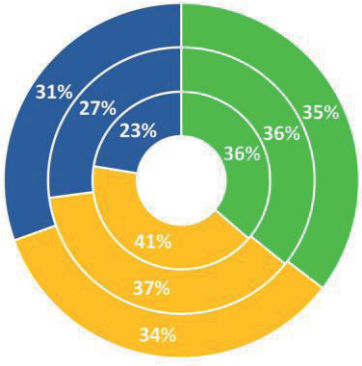


Figura 3: Participación de la demanda de energía por energético para el año 2030 (Escenario Moderado interior, Optimista medio, Ambicioso exterior).

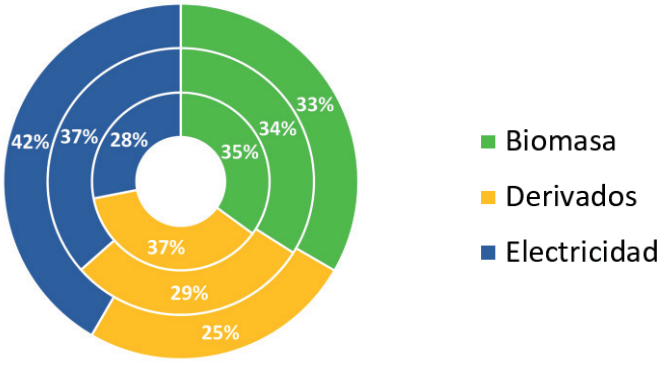


Figura 4: Participación de la demanda de energía por energético para el año 2040 (Escenario Moderado interior, Optimista medio, Ambicioso exterior.

En la Tabla IV se muestran la nueva estructura de la matriz energética nacional para el año 2030. Se verifica que los resultados de los escenarios Optimista y Ambicioso, no así el Moderado, colaboran con el primer indicador del objetivo específico 2.4.2 del PND 2030 "Desarrollar una matriz energética sostenible" [10].

TABLA IV. COMPARACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS CON OBJETIVOS NACIONALES

Objetivo Específico 2.4.2 Desarrollar una matriz energética sostenible					
Indicadores	Unidad/ Escala de medición	Meta	Escenarios H2 al 2030		
		2030	Moderado	Optimista	Ambicioso
Porcentaje del consumo total de energía hidroeléctrica respecto al consumo final total de energía	%	28	23	27	31
Porcentaje del consumo total de energía fósil respecto al consumo final total de energía	%	30	41	37	34

6 CONCLUSIONES

La literatura indica la existencia de un potencial de producción de hidrógeno verde en Paraguay. El mismo, es señalado como un energético con la capacidad de propiciar una transición hacia la sustitución de los derivados del petróleo, dentro del sector transporte, que tiene a su vez, el subsector de transporte pesado. Por consiguiente, la participación de la electricidad dentro del mix de generación podría verse aumentada, resultado en una mayor necesidad de disponibilidad de electricidad para el mediano y el largo plazo.

Los resultados obtenidos dentro del año 2040, para el escenario *Optimista*, arrojaron una participación de la Electricidad del 42% frente a los derivados del petróleo con un 25%. La meta de reemplazo para dicho escenario, fue tan sólo del 25% de introducción de unidades de celdas de hidrógeno, para las categorías consideradas. Un primer análisis indica que los resultados obtenidos para el nuevo consumo no superan a la capacidad de generación prevista acorde al *Plan Maestro de Generación* 2021-2040. Por otro lado, la disminución de los gases de efecto invernadero (GEI) fueron muy significativas para los años 2040 y 2050.

El hidrógeno puede ser una alternativa pero su uso energético implica un consumo intensivo de electricidad y puede tener un impacto positivo en la reducción de emisiones de GEI. Además, los combustibles alternativos como el etanol, biodiésel, podrían significar un avance en materia de transición energética.

Las proyecciones contenidas en los documentos de prospectiva, han demostrado una tendencia creciente para la demanda de hidrocarburos, si las condiciones actuales de consumo dentro del sector transporte se mantienen constantes.

En los escenarios *Optimista y Ambicioso*, se han observado una reducción significativa en el consumo de los derivados del petróleo, logrando cumplir con el primer del objetivo específico del PND 2030 "*Desarrollar una matriz energética sostenible*".

Por otra parte, se ha podido demostrar el importante peso del sector transporte de carga y pasajeros, en el consumo de hidrocarburos. Dicho sector, representa tan solo un 4% del parque automotor total, sin embargo, el reemplazo de una muestra reducida ha resultado en una disminución importante en el consumo de los hidrocarburos importados.

Para avanzar con la descarbonización de la matriz energética, será necesario un acompañamiento integral con leyes que guíen el futuro de las *Energías Renovables No Convencionales* (ERNC).

7 REVISIÓN CRÍTICA

El estudio no analizó los requerimientos para establecer la cadena productiva para abastecer el hidrógeno que se proyectó. Esto incluye las plantas de producción, almacenamiento y distribución hasta los centros de carga/estaciones de servicio (hidrogeneras).

No se analizaron los costos implicados en el reemplazo. La sustitución planteada implicaría en su conjunto una inversión multimillonaria. La decisión de sustituir o no estaría a cargo de cada usuario, de manera

individual. Corresponde analizar a futuro la estructura de costos y la comparativa con las convencionales (análisis TCO), lo incentivos existentes (o falta de incentivos), y la perspectiva de las concesionarias, si tiene en el radar las unidades a hidrógeno, cuáles marcas podrían ser las primeras en traerlas, cómo sería el servicio post venta, etc.

No se analizó el impacto de las inversiones requeridas para reforzar el sistema eléctrico por encima del requerimiento de crecimiento natural de la demanda ante la entrada en operación de plantas de producción de hidrógeno. No sólo de generación, sino que dependiendo de los centros de producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno, también podrían ser necesarias obras de transmisión y distribución.

El hidrógeno es una de las alternativas para la transición energética en el sector transporte. Existen otras, Paraguay de hecho resulta atractivo también para el desarrollo de los biocombustibles. Un análisis posterior podría replicar esta metodología tomando como cado de estudio otro energético con potencial de sustitución

8 REFERENCIAS

[1] Perez, Rapha Julysses, Alan C. Brent y James Hinkely. "Assessment of the Potential for Green Hydrogen Fuelling of Very Heavy Vehicles in New Zealand", Energies 2021, 14 (9), 2636. Recuperado el 22 de julio de 2023, doi: https://doi.org/10.3390/en14092636

[2] IRENA (2022), Perspectiva mundial de las transiciones energéticas 2022: ruta de 1.5°C, Agencia Internacional de Energías Renovables, Abu Dabi. Recuperado de 22 de junio de 2023, de https://bit.ly/452sQoF

[3] Viceministerio de Minas y Energía. "Balance Energético Nacional 2021". En términos de energía final. Recuperado de 27 de mayo de 2023, de https://bit.ly/3KEfsPv

[4] F. Lucantonio, J. Sosa y R. G. Aiello, "Breve reseña del sector de energía en Paraguay". Recuperado el 10 de julio de 2023, doi: http://dx.doi.org/10.18235/0004321

[5] Decreto N° 6092/2016. Se aprueba la Política Energética de la República del Paraguay. Recuperado el 28 de julio de 2023, de https://bit.ly/3w3H6Ph

[6] Columbia Center on Sustainable Investment (CCSI), Quadracci Sustainable Engineering Lab at Columbia University y Centro de Recursos Naturales, Energía y Desarrollo (CRECE). Evaluación y Planificación del Sector Energético del Paraguay: Vías de Descarbonización. Nueva York: CCSI, octubre de 2021, http://ccsi.columbia.edu/content/paraguay-energy

[7] Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible. Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero. Recuperado el 22 de julio de 2023, de https://bit.ly/3QBKDyL

[8] Instituto Nacional de Estadística. Compendio Estadístico 2022. Transporte, p. 65. Recuperado el 17 de agosto de 2024, de https://shorturl.at/XooQ5

[9] Direccción Nacional de Transporte. Anuario Estadístico de Transporte 2021. Recuperado el 17 de agosto de 2024, en https://shorturl.at/9SY7O

[10] Secretaría Técnica de Planificación del Desarrollo Económico y Social, Plan Nacional de Desarrollo Paraguay 2030. Recuperado el 22 de julio de 2023, de http://bit.ly/448cpG2

[11] P. Fausto, M. Galeano, C. Baranda, D. Franco, A, Rincón, J. Zambrano, C. Cavaliero, D. Lópes, "Towards the hydrogen economy in Paraguay: Green hydrogen production potential and end-uses". International Journal of Hydrogen Energy, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.05.217

[12] M. Rivarolo, G. Riveros-Godoy, L. Magistri, A. Massardo, "Clean hydrogen and ammonia synthesis in Paraguay from the Itaipu 14 GW Hydroelectric Plant", ChemEngineering 2019, doi: https://doi.org/10.3390/chemengineering3040087

[13] Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones, Viceministerio de Minas y Energía, "Hacia la ruta del hidrógeno verde en Paraguay", junio 2021. Recuperado el 20 de julio de 2023, de https://bit.ly/3P53aCd

[14] S. Cerniauskas, T. Grube, A. Praktiknjo, D. Stolten, M. Robinius, “Future hydrogen markets for transportation and industry: The impact of CO2 Taxes”, Energies, doi: https://doi.org/10.3390/en12244707

[15] M. Camacho, D. Jurburg, M. Tanco, “Hydrogen fuel cell heavy-duty trucks: Review of main research topics”, International Journal of Hydrogen Energy, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.06.271

[16] M. Gallo, M. Marinelli, “The use of hydrogen for traction in freight transport: estimating the reduction in fuel consumption and emissions in a regional context”, Energies, doi: https://doi.org/10.3390/en16010508

[17] S. K. Kar, R. Bansal, S. Harichandan, “An empirical study on intention to use hydrogen fuel cell vehicles in India”, International Journal of Hydrogen Energy, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.04.137

[18] J. Yan, J, Jing, Y. Li, “Hydrogen fuel cell commercial vehicles in China: Evaluation of carbon emission reduction and its economic value”, International Journal of Hydrogen Energy, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.04.164

[19] M. Gallo, M. Marianelli, “The impact of fuel cell electric freight vehicles on fuel consumption ans CO2 emissions: the case of Italy”, Sustainability, doi: https://doi.org/10.3390/su142013455

[20] E. R. Sadik-Zada, E. Santibanez Gonzalez, A. Gatto, T. Althaus, F. Quliyev, “Pathways to the hydrogen mobility futures in German public transportation: A scenario analysis”, Renewable Energy, doi: https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.12.087

[21] Fundación Bariloche, Paraguay – Consolidación del BEU 2021 y Metodología de actualización, junio 2023. Recuperado el 25 de agosto de 2023, de: https://bit.ly/44pT6Zg

[22] Viceministerio de Minas y Energía, Estudio de prospectiva energética 2018 – 2050, julio 2023. Recuperado el 12 de agosto de 2023, de https://bit.ly/45EOv6Z

[23] Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático, Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios de gases de efecto invernadero, Volumen 2, Capítulo 3, Combustión móvil. Recuperado el 18 de agoto del 2023, de: https://bit.ly/3PbYRFg

Comité de Estúdios C3 – Sostenibilidad y desempeño ambiental de sistemas de potencia

ANÁLISIS DEL IMPACTO ENERGÉTICO, FINANCIERO Y AMBIENTAL DE LA INCORPORACIÓN DE BUSES ELÉCTRICOS A LA FLOTA DE TRANSPORTE PÚBLICO EN LAS PRINCIPALES ÁREAS METROPOLITANAS DE PARAGUAY

Dana Aguilera*
Facultad Politécnica – Universidad Nacional de Asunción
Paraguay
danaaguilera27@fpuna.edu.py

Diana Valdéz
Facultad Politécnica – Universidad Nacional de Asunción
Paraguay
dvaldez@pol.una.py

Estela Riveros
Facultad Politécnica – Universidad Nacional de Asunción
Paraguay
eriveros@pol.una.py

Resumen *– Paraguay es reconocido como uno de los mayores productores de hidroenergía per cápita a nivel mundial, gracias a las centrales hidroeléctricas de Itaipu y Yacyretá. A pesar de esta abundancia, el país presenta un alto consumo de combustibles fósiles, principalmente debido al sector transporte, que constituye uno de los mayores consumidores de derivados del petróleo. Este consumo no solo conlleva un impacto ambiental significativo, sino también económico, ya que Paraguay importa la totalidad de derivados de petróleo, quedando expuesto a las fluctuaciones de precios del mercado internacional. Al mismo tiempo, Paraguay cuenta con un gran potencial para electrificar el transporte público, ya que existen excedentes de energía, que actualmente son exportados a sus países vecinos. En este contexto, el presente trabajo realiza un análisis de impacto energético, financiero y ambiental de la incorporación de buses eléctricos a la flota de transporte público en las principales áreas metropolitanas del Paraguay: Asunción, Ciudad del Este y Encarnación, con el fin de brindar un modelo útil que facilite la planificación de la transición hacia la electromovilidad en el sector transporte público de pasajeros. El análisis se basa en las metas proyectadas en el Plan Maestro de Movilidad Eléctrica para el Transporte Público Urbano y Logístico de Paraguay (PMME). En base al mencionado Plan, se utilizaron itinerarios de empresas de transporte público del área de estudio mencionadas, con los cuales se desarrollaron tres escenarios financieros, siendo el más favorable aquel que propone la transición total hacia la electromovilidad del transporte público de pasajeros. Además, fueron modelados tres escenario energéticos y ambientales, mediante un software de modelado que permite analizar el consumo energético y las emisiones del sector transporte. Se destaca que la transición hacia la electromovilidad, siguiendo las metas del PMME, eliminaría las emisiones de gases de efecto invernadero del sector transporte para el año 2030.*

Palabras clave: Movilidad eléctrica – Gases de efecto invernadero – Buses eléctricos – Combustibles fósiles.

1 INTRODUCCIÓN

La sostenibilidad ambiental se ha convertido de un tema de gran relevancia global, no solo por sus implicancias medioambientales, sino también por sus efectos sociales y económicos. Ante esta problemática, muchos gobiernos han optado por avanzar hacia economías bajas en carbono, con el objetivo de reducir emisiones de gases de efecto invernadero. Una de las alternativas para reducir dichas emisiones es la electrificación del transporte, ya que el sector transporte es uno de los mayores emisores de gases contaminantes.

En el caso de Paraguay, el sector transporte está constituido casi exclusivamente de motores a combustión interna, lo que genera una alta dependencia de combustibles fósiles, siendo este componente el mayor consumo de la matriz de demanda energética nacional. Además de las consecuencias medio ambientales, esta

* danaaguilera27@fpuna.edu.py

dependencia genera consecuencias económicas, ya que el país importa la totalidad del petróleo, causando vulnerabilidad económica al depender de los precios de los mercados internacionales.
A pesar de que Paraguay es un país que basa su generación en energías renovables, el consumo final de electricidad solo llega al 22,2% [1]. El país posee un gran potencial para electrificar el sector transporte público debido al excedente de energía hidroeléctrica que actualmente es exportado a los países vecinos.
La transición del transporte público hacia la movilidad eléctrica traería beneficios, tanto ambientales, al reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), como económicos, al reducir el consumo de combustibles fósiles, por ende, la importación del petróleo. Para fomentar esta transición, se han elaborado diversas iniciativas, entre ellas, el Plan Maestro de Movilidad Eléctrica para el Transporte Público Urbano y Logístico de Paraguay (PMME), el cual propone la sustitución de la flota actual de transporte público por buses eléctricos en las principales áreas metropolitanas del país. Esta propuesta está alineada a los objetivos del Plan Nacional de Desarrollo 2030, la Política Energética Nacional 2040 y a las Contribuciones Nacionales Determinadas (NDC).
Debido a ello, surge el interés por analizar el impacto que tendrá la implementación del PMME, dado que el mismo no detalla ciertos aspectos fundamentales para su ejecución, como los costos asociados al reemplazo de la flota de transporte público por buses eléctricos, lo que dificulta la planificación financiera tanto para las instituciones públicas como para las empresas de transporte. Además, no se detalla el impacto en la matriz energética, un aspecto importante que se debe tener en cuenta para comprender los efectos de la transición hacia tecnologías más limpias en el sector transporte.

2 OBJETIVOS

El objetivo principal de este trabajo es realizar un análisis del impacto de la incorporación de la flota de buses eléctricos del transporte público desde una perspectiva energética, ambiental y financiera en las principales áreas metropolitanas de Paraguay con base en el PMME.
Los objetivos secundarios son a) Analizar la eficiencia energética y el impacto ambiental de la flota de buses de transporte público del año base. b) Realizar un estudio de factibilidad financiera ante la incorporación de buses eléctricos en la flota de transporte público a corto, mediano y largo plazo con base en el PMME. c) Determinar el impacto energético y ambiental derivados de la implementación de buses eléctricos a la flota de transporte público utilizando un software para modelado energético y ambiental con base en el PMME.

3 METODOLOGÍA

En base a la información proporcionada a través de entrevistas con la empresa de transporte Magno S.A. y datos proveídos por el Viceministerio de Transporte de Paraguay y la Municipalidad de Ciudad de Este sobre la cantidad existente de unidades de transporte público se realizó un modelo energético mediante la utilización un software para modelado energético y ambiental, a partir del cual se realizaron tres escenarios energéticos. Dichos escenarios introducen las cantidades establecidas en las metas del Plan Maestro de Movilidad Eléctrica para el Transporte Público Urbano y Logístico de Paraguay, aplicadas a las áreas metropolitanas de Asunción, Ciudad del Este y Encarnación.
Se realizó el cálculo financiero para los diferentes escenarios propuestos, en los cuales se estimó los costos asociados a la implementación para cada uno de estos escenarios y se evaluó la viabilidad de los mismos mediante el cálculo del Valor Presente Neto (VPN).
Se llevó a cabo la proyección de las emisiones de GEI correspondiente a cada escenario utilizando un software para modelado energético y ambiental, permitiendo comparar el impacto ambiental de los diferentes escenarios.

4 CASOS DE ESTUDIO

Tomando como año base el 2023, fueron representados modelos energéticos y financieros a partir de las metas establecidas en el Plan Maestro de Movilidad Eléctrica para el Transporte Público Urbano y Logístico de Paraguay (PMME), el cual tiene como misión ordenar las acciones del Gobierno de Paraguay, facilitando la implementación de la transición hacia un transporte público y logístico eléctrico en el marco de un sistema de movilidad urbana sostenible para la mejora de la calidad de vida de la población y el cumplimiento de los

compromisos de mitigación y adecuación para la reducción de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero e incrementar el uso de energías limpias [2].

Tabla I. METAS PROYECTADAS, EN CANTIDAD DE BUSES, A CORTO, MEDIANO Y LARGO PLAZO EN EL PMME.

Área Metropolitana	2025	2030	2040
Alto Paraná	60	496	1.704
Asunción y Central	200	1.112	3.820
Guairá y Caaguazú	40	100	345
Itapúa	50	123	423
Totales	350	1.831	6.292

Por falta de datos, el presente trabajo analiza las áreas metropolitanas de Asunción, Ciudad del Este y Encarnación. A continuación, se presentan los escenarios propuestos.

4.1 Escenario Tendencial

El escenario tendencial se basa en la renovación de la flota de transporte público de pasajeros, siguiendo los porcentajes de participación de cada tecnología (diésel o electricidad), que se observa en la Tabla II, según las cantidades proyectadas en el PMME para el Área Metropolitana de Asunción, Ciudad del Este y Encarnación, las cuales tendrán una introducción progresiva desde el año 2025, llegando a 5.947 unidades para el año 2040.

Tabla II. PORCENTAJES DE PARTICIPACIÓN DE CADA TECNOLOGÍA DE BUSES EN EL AÑO 2023.

Porcentaje de Participación de cada tecnología		
Área Metropolitana	**Buses a combustión**	**Buses eléctricos**
Asunción	99,88%	0,12%
Ciudad del Este	81%	19%
Encarnación	100%	0%

4.2 Escenario Alternativo

El escenario alternativo plantea la transición total del transporte público de pasajeros a buses eléctricos, en las áreas metropolitanas de Asunción, Ciudad del Este y Encarnación según las metas proyectadas en el PMME, la incorporación de estas unidades se proyecta de manera gradual, abarcando el período comprendido entre 2025 y 2040. Para el 2040, se tendrá una incorporación total de 5.947 buses eléctricos.

4.3 Escenario Intermedio

El escenario intermedio propone la transición parcial hacia la electrificación del transporte, plantea que el 50% buses a incorporar sean eléctricos, mientras que el 50% restante sea a combustión, siguiendo las metas proyectadas en el PMME, contempla la introducción gradual de las unidades a partir del año 2025, alcanzado un total de 5.947 nuevas unidades para el año 2040.

4.4 Datos de entrada de los escenarios

La cantidad de buses habilitados que fueron utilizados como base del modelo fueron proveídas por el Viceministerio de Transporte y la Municipalidad de Ciudad del Este. Para la estimación del consumo específico se tuvo en cuenta los datos de proporcionados por la empresa de transporte Magno S.A. y el Viceministerio de Transporte, de los cuales se determinó un consumo promedio. Para determinar las distancias recorridas fueron utilizados diversos itinerarios de varias empresas de transporte que operan en las zonas de mayor influencia de las áreas analizadas en el presente trabajo.

En las siguientes tablas se pueden observar las cantidades de buses habilitados para el transporte público de pasajeros en el año base, el consumo de combustible según el tipo de tecnología y las distancias de los itinerarios utilizados en el análisis según la zona de estudio.

TABLA III. CANTIDAD DE BUSES HABILITADOS UTILIZADOS EN EL AÑO BASE DEL MODELO.

Área Metropolitana	**Buses a combustion**	**Buses eléctricos**
Asunción	1.705	2
Ciudad del Este	88	20
Encarnación	30	0
Total	**1.845**	

TABLA IV. CONSUMO ESPECÍFICO DE ELECTRICIDAD Y DIÉSEL.

CONSUMO ESPECÍFICO		
Electricidad (kWh/km)	Diésel – Bus Convencional (Lt/km)	Diésel – Bus Diferencial (Lt/km)
1,78	0,39	0,42

Para el área metropolitana de Asunción y Ciudad del Este fueron analizados para cada uno cinco itinerarios de empresas de transporte, siendo el destino el centro de Asunción y el microcentro de Ciudad del Este, respectivamente. Para el área metropolitana de Encarnación fue analizado un itinerario de una empresa de transporte el cual tiene como destino el centro de Encarnación. A continuación, se presentan las distancias promedio de cada zona de estudio.

TABLA V. DISTANCIA DE RECORRIDO PROMEDIO DE UN BUS CLASIFICADO POR ZONA DE ESTUDIO.

Zona	**Distancia recorrida (km)**
Área Metropolitana de Asunción	79,31
Área Metropolitana de Ciudad del Este	41,34
Área Metropolitana de Encarnación	38,3

Las eficiencias utilizadas como dato de entrada en el modelo fueron clasificadas según el tipo de tecnología de bus utilizada, en este caso las tecnologías de buses son: diésel y eléctrico

TABLA VI. EFICIENCIA SEGÚN EL TIPO DE TECNOLOGÍA DE BUSES UTILIZADA.

EFICIENCIA	
Tipo de Tecnología	**Porcentaje (%)**
Diésel	24
Eléctrico	95

Para las proyecciones del precio del diésel y la electricidad se tuvo en cuenta lo establecido en la Prospectiva Energética de la República del Paraguay 2018-2050, tomando como referencia el costo del diésel tipo III del escenario tendencial, el cual para el año 2025 tiene un costo de 8.630,72 Gs/litro y para el final de la proyección, en el año 2050 se tiene un costo de 13.182,30 Gs/litro. (ver Fig. 1).

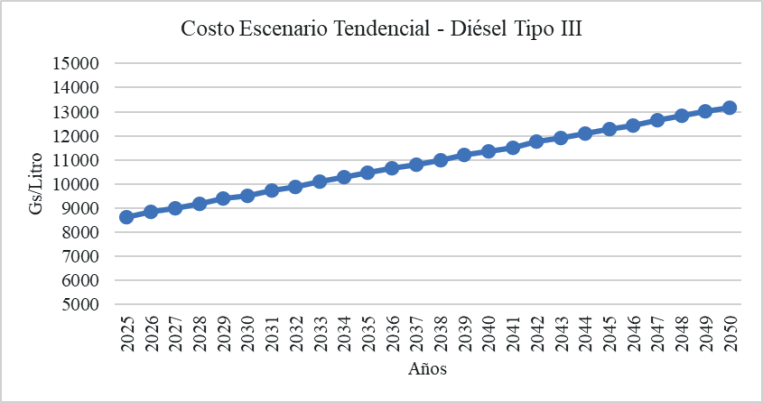


Figura 1. Proyección de costo del diésel tipo III.

Para la proyección de los costos de electricidad se utilizó como base la tarifa binómica en media tensión – línea, categoría 412 del Pliego de tarifas 21 de la ANDE [3], teniendo un costo promedio de 414,34 Gs/kWh en el año 2025, y un costo de 590,24 Gs/kWh para el año 2050 (ver Fig. 2).

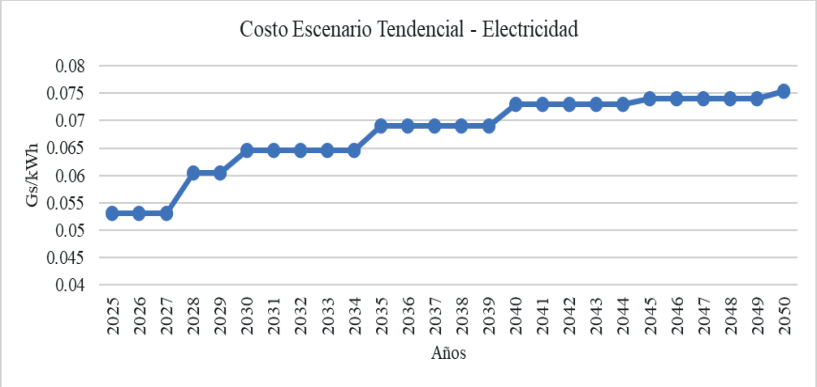


Figura 2. Proyección de costos de electricidad

5 RESULTADOS

5.1 Resultados del modelo energético

5.1.1 Escenario Tendencial

Se puede observar que, el consumo energético de la flota de transporte público del área metropolitana de Asunción, Ciudad del Este y Encarnación en el caso de renovar la flota de transporte siguiendo los niveles de participación de tecnología de buses utilizada en el año 2023, se tuvo un consumo energético de 79,2 ktep para dicho año. Se observa un gran aumento del consumo de combustible desde el año 2030, debido a que en dicho año se ingresan 1.731 nuevas unidades, llegando a su punto máximo de consumo en el año 2040, consumiendo 1.191,2 ktep con una introducción total de 5.947 buses (ver Fig. 3).

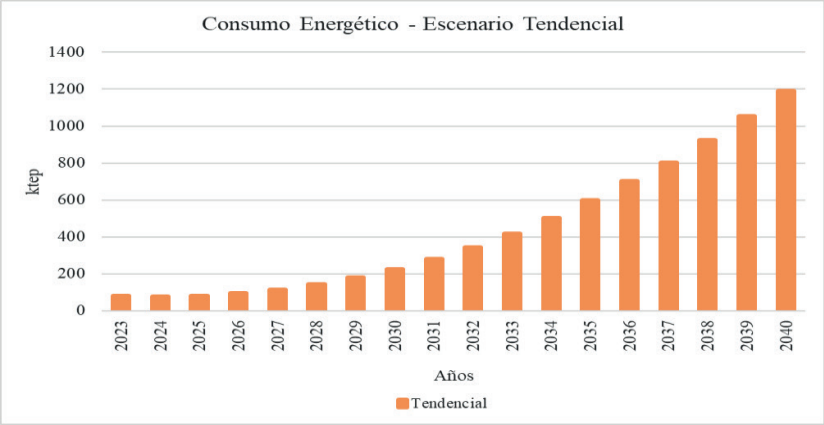


Figura 3. Consumo energético del escenario tendencial.

5.1.2 Escenario Alternativo

Se puede observar que, en el año 2023, siendo el mismo el año base, un consumo energético de 79,2 ktep. También se puede notar que en 2030 disminuye el consumo energético, debido a que en dicho año ya no circulan buses a combustión, circulan solamente buses eléctricos. Luego, empieza un aumento progresivo del consumo, debido a la introducción de nuevas unidades. Para el año 2040, se tiene una flota de transporte totalmente electrificada, teniendo un consumo de 499,6 ktep (ver Fig. 4).



Figura 4. Consumo energético del escenario alternativo.

5.1.3 Escenario Intermedio

Se puede observar que el año 2023, con la flota de transporte público de pasajeros de dicho año, se tuvo un consumo energético de 79,2 ktep. También se puede notar que en 2030 disminuye el consumo energético, esto se debe a que la renovación del transporte público ocurre en su totalidad, siendo el 50% de la flota eléctrica, y el 50% restante a combustión. Para el año 2040, se tiene un consumo de 860,4 ktep (ver Fig. 5).

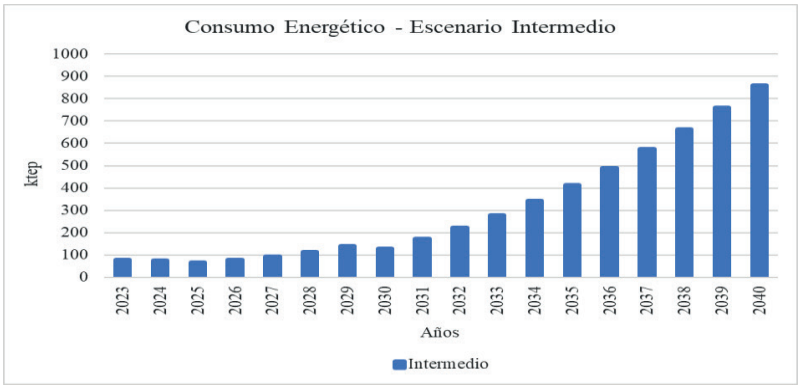


Figura 5. Consumo energético del escenario intermedio.

5.1.4 Eficiencia de los escenarios

Los escenarios analizados tienen como base al año 2023, en dicho año la flota presenta una eficiencia del 24,1%. A partir del año 2025 empiezan las variaciones de las eficiencias en los escenarios, para el año 2040 se puede notar que el escenario tendencial posee la menor eficiencia en comparación con los demás escenarios, con 25,1%. El escenario alternativo para el año 2040, alcanzó una eficiencia del 95%. Mientras que el escenario intermedio llegó a una eficiencia del 44,6% para el año 2040 (ver Fig. 6).

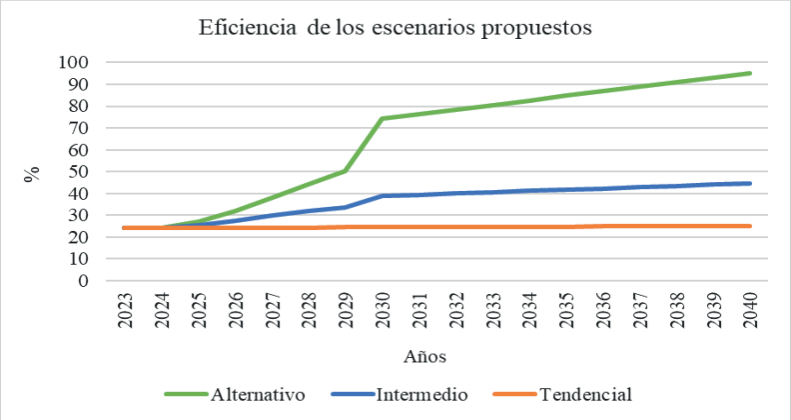


Figura 6. Eficiencia de los escenarios analizados.

5.2 Comparación con la matriz energética

Para la comparación de los escenarios con la matriz energética del Paraguay, se ha utilizado el Balance Energético Nacional 2023 y las proyecciones establecidas Prospectiva Energética de la República del Paraguay 2018 – 2050, específicamente del sector transporte carretero y se contrastó con los escenarios analizados (ver Fig. 7).

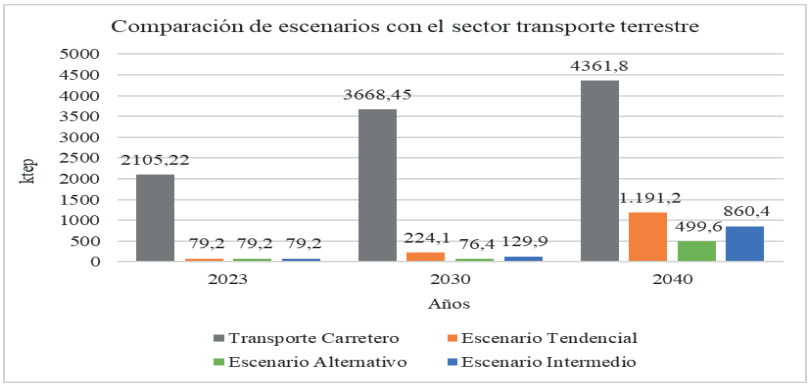


Figura 7. Comparación de consumo de los escenarios analizados con las proyecciones del sector transporte terrestre.

En la siguiente tabla, se pueden observar la comparativa de consumos presentados en porcentajes de participación de cada escenario, primeramente, con el año base, luego con las proyecciones de consumo del sector transporte terrestre.

TABLA VII. RESUMEN COMPARATIVO DE LOS PORCENTAJES DE PARTICIPACIÓN DE CADA ESCENARIO EN EL SECTOR TRANSPORTE TERRESTRE.

Porcentaje de Participación en el sector transporte terrestre			
Escenario	**2023 (%)**	**2030 (%)**	**2040 (%)**
Tendencial	3,76	6,11	27,31
Alternativo	3,76	2,08	11,45
Intermedio	3,76	3,54	19,73

5.3 Resultados del análisis de las emisiones de gases de efecto invernadero.

En todos los escenarios, los datos históricos correspondientes a los años 2023 y 2024 son los mismos, con emisiones de 243,2 y 232,2 mil toneladas métricas de CO_2 equivalente, respectivamente.

5.3.1 Escenario Tendencial

En el año 2025 se inicia la introducción de nuevas unidades de transporte, en su mayoría a combustión, por lo que se observa un aumento en las emisiones, alcanzo 248,1 mil toneladas métricas de CO_2 equivalente. Debido al aumento de la flota, las emisiones también aumentan, llegando a su punto máximo en 2040, con emisiones de 3.616 mil toneladas métricas de CO_2 equivalente (ver Fig. 8).

5.3.2 Escenario Alternativo

Se puede observar una disminución progresiva de las emisiones de gases de efecto invernadero, hasta que en el año 2030 las mismas se vuelven nulas. Esto se debe a que, en el año 2030, toda la flota de transporte se encuentra totalmente electrificada según las metas establecidas en el PMME (ver Fig. 8).

5.3.3 Escenario Intermedio

En el año 2025, debido a la renovación de la flota de transporte tanto unidades a combustión como eléctricas, las emisiones disminuyen, teniendo una reducción de 33,3 mil toneladas métricas de CO_2 equivalentes, con respecto al año anterior. Se puede observar que en el año 2030 hay una reducción de las emisiones, esto se debe a que la flota de transporte ha sido renovada en su totalidad. En los siguientes años se observa un aumento progresivo de las emisiones, llegando a 1.880,8 mil toneladas métricas de CO_2 equivalente en el año 2040 (ver Fig. 8).

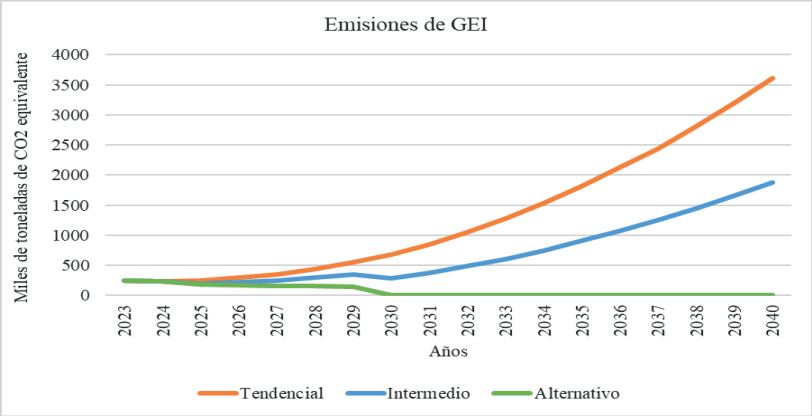


Figura 8. Emisiones de GEI de los escenarios analizados.

5.4 Resultados del análisis financiero

Para el análisis financiero se elaboró un flujo de caja proyectado a 25 años, abarcando el periodo 2025-2050. En cada escenario, se tuvo en cuenta los costos de adquisición de los buses, registro vehicular, patente vehicular, impuestos, seguros, combustible, mantenimiento y baterías de buses eléctricos y cargadores. Los costos de venta de servicios se obtienen por medio de la tarifa del pasaje, capacidad del bus, recorrido por año y subsidio si el mismo aplica en la zona. Se consideró una tasa de cambio de 7.817,78 PYG por USD.

5.4.1 Escenario Tendencial

El escenario tendencial proyecta seguir con la utilización de buses a combustión y utilizar buses eléctricos en menor medida, proporcionales a los porcentajes de participación de cada tecnología según el área de estudio. Mediante el cálculo de flujo de caja para cada año de la proyección, con una tasa de descuento del 9% [4], se realizó el cálculo del valor presente neto. En este escenario, los costos de operación y mantenimiento representan los costos más elevados del escenario, arroja un resultado de valor presente neto negativo de 570,96 millones de USD (ver Fig. 9).

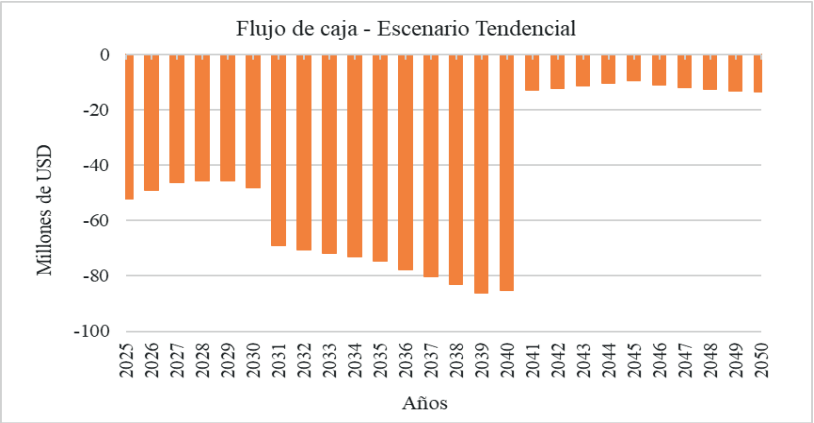


Figura 9. Flujo de caja del escenario tendencial.

5.4.2 Escenario Alternativo

El escenario alternativo propone la transición total del transporte público a buses eléctricos. Mediante el cálculo de flujo de caja para cada año de la proyección, con una tasa de descuento del 9%, se realizó el cálculo del valor presente neto. En este escenario, se puede observar que, en los primeros años presenta flujos de caja negativos, debido a la adquisición de nuevas unidades, que luego fueron compensados por los bajos costos de operación y mantenimiento, arrojando un resultado de valor presente neto positivo de 434,87 millones de USD (ver Fig. 10).

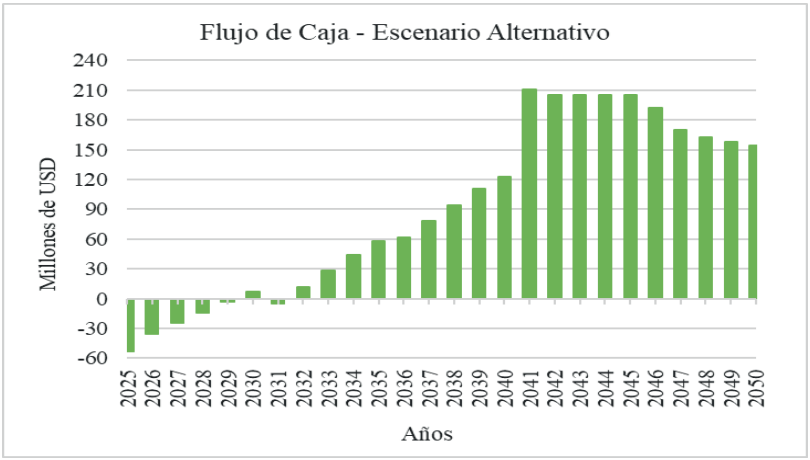


Figura 10. Flujo de caja del escenario alternativo.

5.4.3 Escenario Intermedio

Este escenario propone una transición equilibrada hacia la electrificación de la flota de transporte público, donde el 50% se mantienen con tecnologías de combustión interna y el 50% restante corresponde a vehículos eléctricos. Mediante el cálculo de flujo de caja para cada año de la proyección, con una tasa de descuento del 9%, se realizó el cálculo del valor presente neto. Este escenario arroja un resultado de valor presente neto negativo de 36,23 millones de USD (ver Fig. 11).

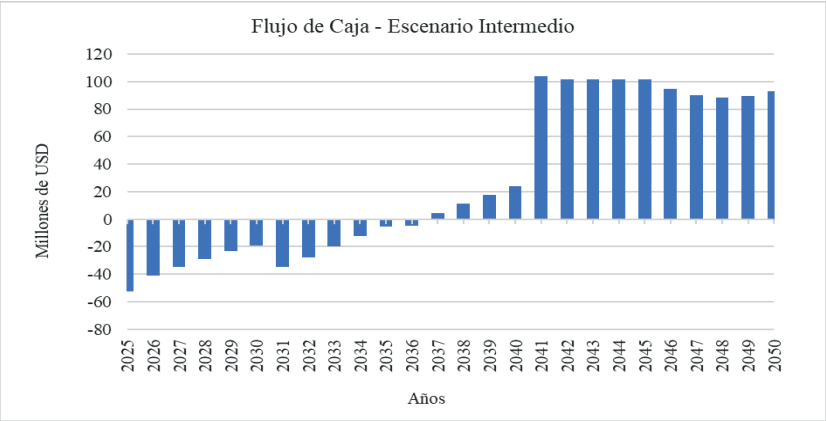


Figura 11. Flujo de caja del escenario intermedio.

6 CONCLUSIONES

La flota actual de transporte público presenta una baja eficiencia energética, y genera niveles significativos de emisiones de gases de efecto invernadero debido a que la flota de transporte utiliza predominantemente vehículos que utilizan combustibles fósiles.

Para el análisis de factibilidad financiero se desarrollaron tres escenarios financieros, los cuales reflejan las diferentes políticas que pueden ser aplicadas para mejorar el transporte público de pasajeros. Los resultados indican que la transición hacia la electromovilidad es financieramente viable, destacando al escenario alternativo como el más favorable, el cual se encuentra alineado con las proyecciones del Plan Maestro de Movilidad Eléctrica para el Transporte Público Urbano y Logístico de Paraguay.

Se modelaron tres escenarios para analizar los impactos energéticos y ambientales de la electrificación del transporte público de pasajeros. Los resultados obtenidos evidencian que la adopción de la electromovilidad permitiría elevar los niveles de eficiencia energética, debido a que los motores eléctricos presentan mayor eficiencia energética en comparación a los motores a combustión interna. En lo referente a la reducción de emisiones, se destaca que el escenario alternativo no genera emisiones contaminantes desde el año 2030.

7 REFERENCIAS

[1] *MOPC - VMME. (2024). Balance energético nacional 2023.* https://minasyenergia.mopc.gov.py/pdf/balance2023/BEN%202023_Analitico%20VF.pdf

[2] MADES. (2023). *Plan Maestro de Movilidad Eléctrica para el Transporte Público Urbano y Logístico de Paraguay*. https://www.mades.gov.py/wp-content/uploads/2023/05/PMME_Mayo18_2023.pdf

[3] ANDE. (2017). *PLIEGO DE TARIFAS Nº 21*. https://www.ande.gov.py/docs/tarifas/PLIEGO21.pdf

[4] Ministerio de Economía y Finanzas. (2017). *Actualización de la tasa social de descuento*. https://www.stp.gov.py/v1/wp-content/uploads/2022/10/Tasa-Social-de-Descuento-SNIP.pdf

Comité de Estudio C3 – Sostenibilidad y desempeño ambiental de sistemas de potencia

ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA RENOVABLE PARA UNA ZONA AISLADA. CASO DE ESTUDIO ESTACIÓN BIOLÓGICA LOS TRES GIGANTES, BAHÍA NEGRA, PANTANAL DEL CHACO PARAGUAYO

A. PRADO*
GISE - Facultad Politécnica
UNA
Paraguay
antoprado_@fpuna.edu.py

G. RAMÍREZ
GISE - Facultad Politécnica
UNA
Paraguay
guada-rf@fpuna.edu.py

F. FERNÁNDEZ
GISE - Facultad Politécnica
UNA
Paraguay
ffernandez@pol.una.py

E. BUZARQUIS
GISE - Facultad Politécnica
UNA
Paraguay
ebuzarquis@pol.una.py

Resumen *– La Estación Biológica Los Tres Gigantes, ubicada en el Pantanal paraguayo, se enfrenta a desafíos energéticos debido a su aislamiento geográfico y la falta de acceso a la red eléctrica de la ANDE. Este trabajo presenta una metodología para analizar alternativas de generación eléctrica renovable adaptadas a las necesidades de esta zona remota, comparándolas con la generación convencional basada en combustibles fósiles. A través del estudio de la curva de carga, recursos energéticos locales, y criterios técnicos, financieros y ambientales, se evaluaron alternativas como energía solar fotovoltaica, generación eólica y biogás, utilizando como biomasa el camalote. Las simulaciones, realizadas con herramientas de optimización de sistemas energéticos híbridos y de diseño fotovoltaico, validaron la viabilidad técnica y económica de las alternativas, destacando su potencial para mejorar el suministro eléctrico de manera sostenible en esta región del Chaco paraguayo.*

Palabras clave: Generación renovable – Zona aislada – Generación solar fotovoltaica – Generación eólica – Generación a biogás – Estación Biológica Los Tres Gigantes – TRL.

1 INTRODUCCIÓN

Las microrredes eléctricas combinan fuentes renovables para un suministro eficiente y confiable. En el Chaco paraguayo, donde la extensión de red es costosa y los combustibles fósiles son costosos y generan altas emisiones, las energías renovables son una alternativa viable. Este estudio analiza el consumo energético de la Estación Los Tres Gigantes y evalúa las alternativas como la generación solar, generación eólica y generación a biogás a partir del camalote, usando programas especializados para determinar su viabilidad técnica y económica. El objetivo es el de mejorar la infraestructura energética y contribuir a la conservación del Pantanal, tomado como caso de estudio.

* antoprado_@fpuna.edu.py

2 SITUACION ACTUAL

En Bahía Negra, una nueva línea en 23 kV de la ANDE reemplazó a la antigua central térmica, beneficiando a la ciudad. Sin embargo, la Estación Los Tres Gigantes, al estar aislada de la red, aún depende de generadores a diésel y nafta, con un sistema fotovoltaico obsoleto de 2140 W y un generador de 6,4 kW. Este sistema presenta altos costos de operación, fallas y capacidad insuficiente, afectando el suministro eléctrico. Este estudio evalúa alternativas como energía eólica, solar y biogás para mejorar la situación actual.

3 ETAPAS DE LA INVESTIGACIÓN

La investigación se desarrolla en tres etapas: definición del problema, evaluación de alternativas energéticas y análisis de datos clave como irradiancia, viento, biomasa y perfil de carga. La Fig. 1 muestra el detalle del proceso, descrito en las siguientes subsecciones.

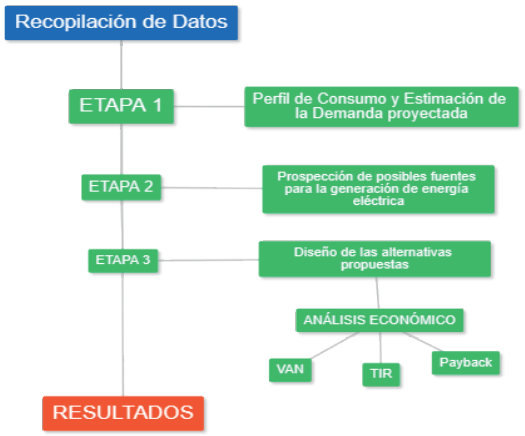


Fig. 1. Diagrama de las etapas de la investigación

3.1 Etapa 1: Perfil de consumo y estimación de crecimiento de la demanda

3.1.1 Perfil de consumo de la Estación Los Tres Gigantes

Se caracterizó la demanda energética de la reserva mediante una visita técnica, considerando tamaño, población y patrones de consumo. La Estación Los Tres Gigantes tiene una capacidad instalada de 6,3 kW y un pico de demanda de 1,5 kW.

3.1.2 Estimación de crecimiento de la demanda proyectada´

Se proyectó un crecimiento anual del 2% en la demanda de energía para 20 años. El análisis identificó dos estaciones: la calurosa (octubre-marzo) con 11.162 W y 44.1 kWh de consumo, y la fría (abril-septiembre) con 10.962 W y 33.7 kWh. Para dimensionar el sistema eléctrico, se consideró el escenario más crítico.



Fig. 2. Demanda de energía horaria y estacional

El escenario crítico ocurre cuando todos los equipos operan simultáneamente. El consumo anual de la Estación Tres Gigantes es de 14.816,07 kWh, sumando el consumo diario de cada mes.

3.2 Etapa 2: Prospección de posibles fuentes para la generación de energía eléctrica

3.2.1 Energía Eólica

El análisis de Weibull [1] indica que la velocidad del viento (1-3 m/s) es insuficiente para aerogeneradores [2]. Además, el impacto en la fauna de la Reserva Los Tres Gigantes descarta la viabilidad de la generación eólica [3]. Por dichas razones, la generación eólica fue descartada.

3.2.2 Energía Solar

Paraguay posee alta radiación solar con mínima variación anual, lo que hace viable la energía solar como alternativa energética (13 horas al día, en verano y 10 horas al día, en invierno) [4].

3.2.3 Biogás a partir de camalote

La generación de biogás con camalote produce 300-400 L/kg, con 60% de metano, ofreciendo un rendimiento energético comparable a otras fuentes y sin impacto ambiental negativo [5]. La disponibilidad de camalote en la zona es suficiente para garantizar la producción de biogás.

3.3 Etapa 3: Diseño de las alternativas propuestas

El análisis del sistema solar fotovoltaico y del biodigestor se basa en ecuaciones y factores críticos que influyen en el diseño técnico. Luego, se emplearon softwares para optimizar las alternativas y, finalmente, se realizó un análisis económico de cada propuesta.

3.3.1 Pre Diseño

3.3.1.1 Sistema Fotovoltaico Aislado de la Red

El diseño del sistema solar fotovoltaico se basó en manuales de cálculo, considerando la demanda diaria y la irradiación solar, estableciendo un voltaje de 48 V [7]. La selección de módulos fotovoltaicos tuvo en cuenta garantía, reemplazo, temperatura, suciedad y tolerancia del fabricante [8]. Para las baterías, se compararon tecnologías de plomo-ácido gel y litio, evaluando descarga, autonomía, vida útil, eficiencia y costos. Los inversores fueron dimensionados según potencia, crecimiento esperado y sobrecorrientes, incluyendo parámetros de tensión, corriente y MPPT [9], [10]. También se calcularon los conductores, cuyos resultados se detallan en la Tabla I.

TABLA I. RESULTADOS DEL DIMENSIONAMIENTO FOTOVOLTAICO

Componentes	**Capacidad**		**Cantidad**
Paneles fotovoltaicos	19.75 kW		40 unit.
Baterías plomo acido	3281 Ah		48 unit.
Baterías Litio	2041 Ah		10 unit.
Inversor	15 kW		
Conductores	Inversor y batería	Cargas e inversor	Paneles e inversor
	32 mm^2	3 mm^2	4 mm^2

3.3.1.2 Sistema Biodigestor a partir de camalote

El proceso para dimensionar este sistema incluye un análisis detallado del pre tratamiento y mantenimiento del recurso energético, alineado con los niveles de madurez tecnológica (*TRL*) como etapa previa del diseño para la generación de energía. Esta metodología se basa en una métrica que evalúa el grado de madurez de una tecnología y busca asegurar la eficiencia y sostenibilidad del sistema considerando los aspectos técnicos, viabilidad práctica y aplicación en un entorno real. Este trabajo se limita a un nivel de madurez *TRL* 4,

basado en los siguientes criterios: investigación, desarrollo tecnológico e innovación y aplicación futura. La metodología *TRL* se basa en los siguientes parámetros descritos a continuación [11].

- TRL 1: Principios básicos observados y reportados.

Los principales problemas son el suministro eléctrico deficiente y la invasión del camalote, que obstruye el acceso fluvial a la Estación Biológica Tres Gigantes.

- TRL 2: Concepto y/o aplicación tecnológica formulada.

Como una alternativa se consideró evaluar la implementación de un biodigestor tubular, que utiliza como recurso energético el camalote para la producción de biogás, y se planteó un modelo para el manejo de la biomasa, siendo estas:

- Recolección de la biomasa: Ubicación de las zonas de fácil extracción. Se estimó un tiempo de recolección de 60 a 90 minutos en promedio, para la cantidad de biomasa requerida por el sistema propuesto.

- Pre tratamiento de la biomasa: Se diseñó un invernadero como depósito del material recolectado, para su secado por radiación solar. Este proceso de secado tarda alrededor de 15 a 20 días en condiciones ambientales favorables [12].

- Proceso de molienda del camalote: Luego de obtener el camalote seco se lo reduce a partículas para su introducción en las geomembrana de los biodigestores. Para este proceso, en una primera etapa se utiliza gasolina como combustible del molino diseñado, posteriormente se utiliza el propio biogás generado como fuente energética para el molino a martillos [13], [22], [23].

- Determinación de la cantidad de biogás para el proceso de cocción de alimentos: Se determina que para la cocción son necesarios 0,2 m^3 por hora de biogás, incluyendo la eficiencia de los quemadores, obteniendo así que para 3 horas de cocción se necesitarían 0,6 m^3 de biogás al día, equivalente a 1,5 kg al día de camalote procesado [14].

- TRL 3: Concepto experimentado: Conversión electromecánica y generación de electricidad

Conocida la demanda de energía eléctrica se realizó la estimación inicial de la cantidad de biogás para la generación eléctrica. La relación de cantidad de biogás por kWh es de 0,693 m^3. La producción teórica de electricidad (PTE) es de 43,2 kWh/día, mientras que la producción real se determina teniendo en cuenta la eficiencia de conversión global de máquinas térmicas, obteniendo así 69,17 kWh/día. Por motivos de seguridad y flexibilidad, se optó por un valor de factor de simultaneidad de 0,64, obteniéndose así un equipo generador de 7 kVA por cada biodigestor a ser diseñado [15], [16].

- TRL 4: Componentes finales del dimensionamiento

Los componentes y procesos claves del sistema biodigestor han sido validados en laboratorios según [13], [17], [18]. Estos han sido adaptados a las condiciones específicas del caso de estudio. Este nivel sienta las bases para la siguiente fase de validación en condiciones de campo. Los resultados finales previos necesarios para el dimensionamiento de la planta de biodigestión se encuentran en la Tabla II.

TABLA II. ESQUEMA DE PROCESO PARA LOS RESULTADOS DEL DIMENSIONAMIENTO A BIOGÁS

Datos de entrada	**Resultados preliminares**	**Resultados finales**
Temperatura media anual: 25 ^{O}C	Tiempo de retención: 41 días	Generación de electricidad: 44,10kWh/día
Carga diaria de materia prima: 780 kg	Volumen requerido: 43,1 m^3	Producción de biogás y biol: 178,21 kg

Teniendo en cuenta la tabla anterior, el diseño del sistema biodigestor incluye cuatro biodigestores de geomembrana tubular en paralelo, con carga continua de 12 m³ cada uno. Se integran dos generadores de 7 kW por rama, alcanzando 48 m³ de biogás, 14 kW de potencia eléctrica y una generación de 44,10 kWh/día para abastecer la Estación. Según los niveles de madurez tecnológica, la siguiente etapa *(TRL* 5) consiste en

una implementación piloto para validar la eficiencia del sistema en un entorno práctico, antes de una implementación a mayor escala.

3.3.2 Software

Para el diseño y evaluación, se utilizaron los programas para la optimización de sistemas energéticos híbridos y, para el diseño y simulación de instalaciones fotovoltaicas, facilitando las simulaciones y optimizaciones técnicas y económicas.

3.3.2.1 Software para la optimización de sistemas energéticos híbridos

El software de optimización de sistemas energéticos híbridos se utilizó para simular sistemas de generación que combinan diversas fuentes de energías renovables y convencionales. El objetivo fue identificar la configuración del sistema que minimiza los costos mientras cumple con los requisitos técnicos mínimos. Esta herramienta permite evaluar combinaciones de generadores, paneles solares, baterías y biodigestores, priorizando el aspecto económico [19]. En las Fig. 3 y Fig. 4 se presenta, a modo de ejemplo, el proceso de introducción de datos relacionados con la creación del perfil de demanda energética, así como la información sobre los recursos de biomasa, como los camalotes. Estos datos son fundamentales para llevar a cabo la simulación y el análisis de viabilidad de los sistemas de generación de energía solar y biogás.

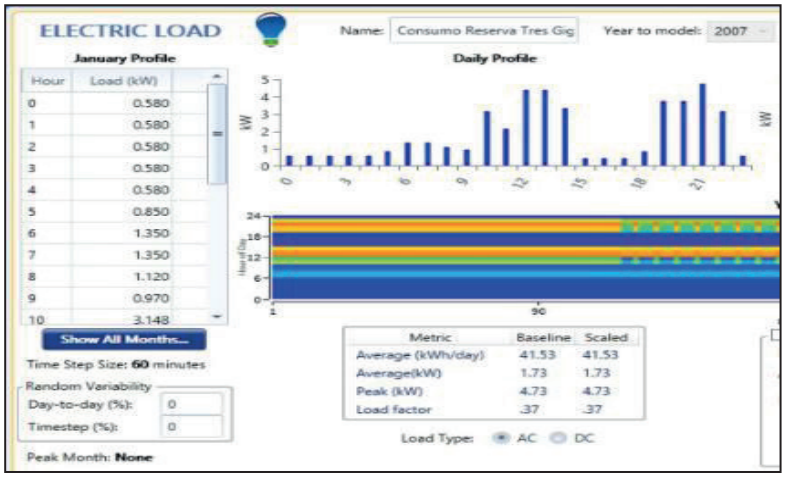


Fig. 3. Introducción de los datos de consumo del perfil en el software



Fig. 4. Introducción de datos sobre recursos de la biomasa.

El software de optimización de sistemas energéticos híbridos no considera costos como depreciación, salarios u obras civiles, los cuales fueron calculados externamente para mayor precisión. Se ingresaron manualmente datos de demanda, precios y costos operativos [19]. Además, se evaluaron las emisiones de GEI, incluyendo dióxido de carbono (CO_2), dióxido de azufre (SO_2), monóxido de carbono (CO) y óxido de nitrógeno (N_2O), cuyos totales anuales se presentan en la Tabla III.

TABLA III. EMISIONES DE GEI PARA LOS SISTEMAS PROPUESTOS

Emisiones (kg/año)				
Sistemas	**Dióxido de carbono CO2**	**Monóxido de Carbono CO**	**Dióxido de Azufre SO2**	**Óxido de Nitrógeno N2O**
Nafta	16.240	115	3,56	108
Biogás	16,5	0,188	0	0,176

3.3.2.2 Software para el diseño y simulación de instalaciones fotovoltaicas

El software especializado en el análisis y simulación de sistemas solares fotovoltaicos se utilizó para proporcionar detalles sobre la eficiencia y la producción de energía en diversas condiciones. Complementó los resultados del software de optimización de sistemas energéticos híbridos, ofreciendo una evaluación integral del diseño fotovoltaico. Ambos programas realizaron estimaciones iniciales basadas en manuales de cálculo, considerando múltiples variables para optimizar el diseño y funcionamiento de los sistemas [20]. La Tabla IV presenta, en resumen, las configuraciones óptimas para cada tipo de generación evaluadas. Estos resultados técnicos han sido utilizados para llevar a cabo el análisis financiero.

TABLA IV. CONFIGURACIÓN PROPORCIONADA POR EL SOFTWARE

Sistemas	**Nafta**	**Solar Batería Plomo – Ácido**	**Solar Batería Litio**	**Biogás**
Configuración	Generador: 15 kW Energía Generada: 32.636 kWh/año	Paneles Fotovoltaicos: 21,6 kW Baterías: 40 unidades, arreglo de 8 string, 5 string en paralelo (7,2 kWh). Energía útil baterías: 31.180 kWh Autonomía: 41,6 h. Energía Generada: 30.654 kWh/año Inversor: 15 kW.	Paneles Fotovoltaicos: 23,8 kW Baterías: 8 unidades, arreglo de 1 string. 8 string en paralelo (9,6 kW) Energía útil baterías: 151.629 kWh. Autonomía: 35,5 h Energía Generada: 33.754 kWh/año. Inversor: 15 kW.	Generador 1: 7 kW Generador 2: 7 kW Biodigestor: 4 con capacidad de 12 m^3 Energía Generada: 32.636 kWh/año.

En la Fig. 5 se aprecia la diferencia de resultados en los cálculos para el dimensionamiento de los sistemas propuestos.

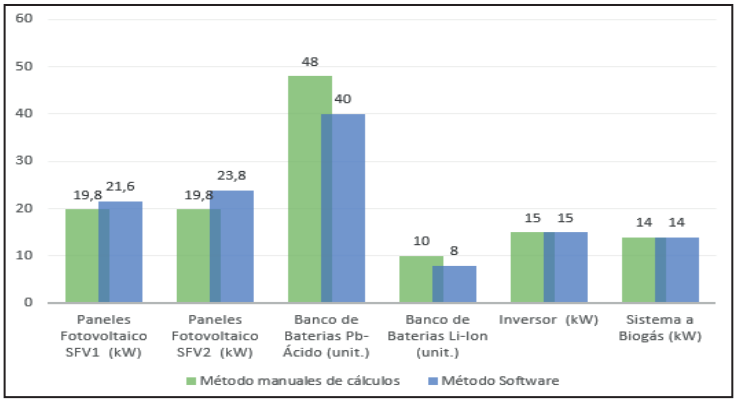


Fig. 5. Cuadro de comparación de resultados con ambos métodos utilizados.

3.4 Análisis Económico

Con este estudio se buscó identificar la alternativa que ofrezca la mejor relación entre la inversión y los costos de operación y mantenimiento, calculando los indicadores de VAN, TIR y *Payback*. La factibilidad financiera es un componente crucial para una toma de decisión informada.

4 RESULTADOS

Para cada alternativa de generación propuesta se realizó una comparación del ahorro energético que se obtendría respecto a la generación convencional. Cabe resaltar que el costo del combustible es significativo en esta zona del Chaco, por lo que se torna necesario migrar hacia un sistema eficiente y sostenible, que además ayude a reducir la huella de carbono. Luego del análisis económico del sistema fotovoltaico con baterías de plomo ácido, se obtuvo un valor de USD 302.359 (VAN) y 78% (TIR), con un retorno de 3 años y 4 meses, que lo convierte en una alternativa rentable. Cabe destacar que esta configuración implica un reemplazo de baterías cada 4 años. Para la alternativa de ion litio, se observó un valor de inversión inicial superior comparada con la anterior, esto se debe al costo de las baterías de litio, las que, debido a su vida útil de 20 años, no presentan gastos de reemplazo para el período de análisis. A pesar de la diferencia en la inversión inicial, el análisis económico reflejó valores de 64% (TIR) y USD 318.897 (VAN), con un retorno de 4 años y 3 meses, lo que demuestra su rentabilidad, con más tiempo de recuperación en comparación con la anterior. La elección de la alternativa dependerá de las prioridades del tomador de decisión.

5 CONCLUSIONES

La investigación se enfocó en dimensionar, simular y calcular los flujos de energía para satisfacer la demanda de la Estación. Para un horizonte de 20 años se evaluaron diferentes alternativas y se estimaron las inversiones necesarias. La energía solar y biogás presentaron ventajas significativas en comparación con las fuentes convencionales. En el futuro, si la Estación opta por aumentar la capacidad de su sistema de generación, tendría la flexibilidad de rediseñar y agregar componentes al sistema, aprovechando la modularidad. Las simulaciones revelan que la generación a biogás muestra una disminución sustancial de emisiones de GEI en comparación con la convencional. Las alternativas solares fotovoltaicas no emiten GEI. El trabajo presenta una metodología fundamentada que brinda mayor precisión en el proceso de cálculo y diseño, respaldada y validada con los resultados de las simulaciones. En el análisis se evaluaron varios recursos, incluyendo la energía eólica y la solar. Se descartó la opción eólica debido al bajo potencial del viento en la zona. Se encontró que la radiación solar es una opción viable, dadas las condiciones climáticas del lugar. Además, se consideró el biogás como una alternativa prometedora, respaldada por su abundante disponibilidad. Para calcular los ingresos de la evaluación económica, se valoró el ahorro derivado del no consumo de combustibles fósiles. Se analizó el flujo de caja y se aplicaron los métodos de VAN, TIR y *Payback*: la alternativa Solar Fotovoltaica 1 dio un resultado de 302.359 USD, una TIR del 78% y un retorno de inversión de 3 años, 4 meses; la alternativa Solar Fotovoltaica 2 dio un resultado de 318.897 USD, una TIR del 64% y un retorno de inversión de 4 años, 3 meses. Los resultados demostraron el atractivo económico de las alternativas solares. La elección de una de ellas dependerá exclusivamente de las prioridades del tomador de decisión.

6. REFERENCIAS

[1] Ignacio Mártil, “Energía eólica, líder de las tecnologías renovables modernas”, Universidad Complutense de Madrid, 2018.

[2] K.Ulgen and A. Hepbasli. Determination of Weibull parameters for wind energy analysis of Izmir, Turkey. Int. J. Energy Res. Vol. 26, pp 495-506. 2002.

[3] Jaber, S. 2013. Environmental Impacts of Wind Energy. Journal of Clean Energy Technologies. 1 (3) 251-254).

[4] Ayala, M. et al. (2022). Revisión del Potencial Eólico y Solar del Paraguay. LSPyC, Universidad Nacional de Asunción, IEEE ICA ACCA, Curicó Chile.

[5] Maioli, J., Pulfer, F., & Mitjans, F. (2016). Generación de electricidad en horas de punta a partir de la digestión anaeróbica de camalote. Asunción Paraguay Editorial. Carrera de Maestría en Energía para el Desarrollo Sustentable, FTC-UCA.
[6] Ishaq, M., et al. (2013). Design of an Off Grid Photovoltaic System: A Case Study Of Government Technical College, Wudil, Kano State. International Journal of Scientific & Technology Research, 2(12)
[7] Friedrich Sick and Thomas Erge,(1996)"Photovoltaic's in BuildingsA Design Handbook forArchitects and Engineers",Frieburg Germany
[8] Assad Abu-Jasser,(2010), "A Stand Alone Photovoltaic System, Case Study: A Residence in Gaza", Journal of Applied Sciences in Environmental Sanitation.
[9] Sandia,(1995), "Stand-Alone Photovoltaic Systems: A Handbook of Recommended Design Practices", Sandia National Laboratories
[10] Albuquerque New Mexico.
[11] E. Rojas, D. Ruiz, (2018). Determinación del nivel de madurez y las capacidades de las tecnologías existentes para la transformación de biomasa residual en energía eléctrica. Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Bogotá.
[12] Bray, D.G.; Nahar, G.; Grasham, O.; Dalvi, V.; Rajput, S.; Dupont, V.; Camargo-Valero, M.A.; Ross, A.B. The Cultivation of Water Hyacinth in India as a Feedstock for Anaerobic Digestion: Development of a Predictive Model for Scaling Integrated Systems. Energies 2022, 15, 9599.
[13] S. Gutierez Vargas. (2016). Producción de biogás a partir del lirio acuático para la sustentabilidad económica, social, ambiental y energética en la Laguna de Yuriria. Universidad de Guanajuato.
[14] Herrero, J. M. (2008). Biodigestores familiares: Guía de diseño y manual de instalación. Jaime Martí Herrero.
[15] Fandiño, M. (2018). Estudio de viabilidad tecnico-economica para sistema de trigeneración a partir de biogás en explotación ganadera [Trabajo de grado, Universidade da Coruña]. Recuperado de https://ruc.udc.es/dspace/bitstream/handle/2183/24322/FandinoSanchez_TFG_2018.pdf ?sequence=2&isAllowed=y
[16] Freitas, F. F. et al. (2019). The Brazilian market of distributed biogas generation: Overview, technological development and case study. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 96, 146-157. https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.11.007.
[17] Nesic, N; Jonanovic, L. (1996). Potencial use Of Water Hyacinth (E. Crassipes) for Wastewater Treatment in Serbia. Institute of Forestry, 2 Center for multidisciplinary studies, University of Belgrade Belgrade, Serbia and Montenegro.
[18] Gonzalez, E; Kunzli, A. Estudio de Factibilidad de una Planta de Biogás de 65 Kw a partir de camalotes (2020). Universidad Nacional de Noreste
[19] HOMER Pro Microgrid Analysis Tool (versión 3.7.6) Energy. Recuperado de http://www.homerenergy.com/
[20] PVSyst. (Versión 7.2). Manual de Ayuda. Recuperado de https://www.pvsyst.com/

Comité de Estúdios C3 - Sostenibilidad y desempeño ambiental de sistemas de potencia

INTERVENCIONES URBANAS SOSTENIBLES EN COMUNIDADES VULNERABLES: DERECHO A LA CIUDAD, PARTICIPACIÓN CIUDADANA Y SOSTENIBILIDAD EN JUSTICIA, PAZ Y VIDA, EL TAMBO, HUANCAYO; VICSO, ORCOTUNA, CONCEPCIÓN; Y BARRIO SAN CRISTÓBAL, CHILCA, HUANCAYO.

A.M. FABIAN ROJAS
Universidad Continental
Perú
afabian@continental.edu.pe

Resumen *–Este artículo aborda la implementación de intervenciones urbanas en comunidades vulnerables, centrándose en la incorporación del derecho a la ciudad a través de la acción participativa como un enfoque central. A través de proyectos desarrollados en tres localidades Justicia Paz y Vida, Vicso y Barrio San Cristóbal se ha buscado empoderar a los residentes, involucrándose en todas las fases, desde la investigación hasta la ejecución de los proyectos de intervención. Este enfoque participativo ha generado un fuerte sentido de pertenencia, mejorando la calidad de vida al revitalizar espacios públicos y fomentar la cohesión social.*
El uso de herramientas y acciones ha facilitado la comunicación y la toma de decisiones, permitiendo que un amplio espectro de la comunidad participe activamente. Además, se han establecido comités de sostenibilidad que han promovido prácticas ambientales responsables, generando conciencia sobre la conservación de la biodiversidad local. Los resultados evidencian un impacto positivo en el bienestar de los habitantes y una reducción en los conflictos comunitarios.

La validación del proceso se demuestra con encuestas y talleres antes y después de las intervenciones, además de actas, informes de evaluación y compromisos firmados por los participantes, estableciendo un modelo replicable para futuras intervenciones urbanas en contextos similares

Palabras clave: *Derecho a la ciudad, Intervenciones urbanas, Participación ciudadana, Comunidades vulnerables, Zonas rurales, Zonas marginadas, Sostenibilidad urbana, Desarrollo comunitario, Planeamiento participativo e Inclusión social*

* **afabian@continental.edu.pe**

1 INTRODUCCIÓN

Las intervenciones urbanas en comunidades vulnerables son fundamentales para mejorar la calidad de vida de sus habitantes. Estas acciones no solo buscan la mejora física de los espacios públicos, sino también promover la participación ciudadana, la justicia social y la sostenibilidad ambiental. En este artículo, se analizarán las intervenciones urbanas realizadas en Justicia Paz y Vida, El Tambo, Huancayo; Vicso, Orcotuna, Concepción; y Barrio San Cristóbal, Chilca, Huancayo, destacando su impacto en el derecho a la ciudad y la cohesión social.

2 MARCO TEÓRICO

2.1 DERECHO A LA CIUDAD

El derecho a la ciudad es un concepto que aboga por la justicia espacial y la igualdad de oportunidades para todos los ciudadanos. Implica no solo el acceso a servicios básicos, sino también la participación activa en la toma de decisiones urbanas (Lefebvre, 1968). En comunidades vulnerables, este derecho se ve afectado por la falta de infraestructura adecuada y la exclusión social.

2.2 PARTICIPACIÓN CIUDADANA

La participación ciudadana es crucial para el éxito de las intervenciones urbanas. Involucrar a la comunidad en el proceso de diseño y ejecución de proyectos garantiza que se aborden las necesidades locales y se fomente la apropiación del espacio público (UN-Habitat, 2016). Esto se logra a través de procesos participativos que articulan esfuerzos entre vecinos, organizaciones locales y gobiernos municipales.

2.3 SOSTENIBILIDAD

La sostenibilidad urbana se refiere a la gestión eficiente de los recursos naturales y la minimización del impacto ambiental. En intervenciones urbanas, esto significa incorporar principios de urbanismo sostenible que promuevan la eficiencia metabólica y la cohesión social (Vásquez Alvines, 2020).

2.4 METODOLOGÍA DE INTERVENCIONES URBANAS

La metodología utilizada en este estudio se basa en la participación activa de las comunidades vulnerables, asegurando que el derecho a la ciudad sea un principio central en cada fase de la intervención urbana.

2.4.1 Diagnóstico Participativo:

Se realizó un diagnóstico colectivo en cada comunidad para identificar las condiciones y necesidades locales. A través de talleres y reuniones, los residentes expresaron sus preocupaciones y

sugerencias sobre los desafíos que enfrentan en sus espacios. Se utilizaron mapas colaborativos y encuestas para capturar la información.

- **2.4.2 Codiseño Colaborativo:**
- Tras el diagnóstico, se realizó el codiseño del proyecto, donde los habitantes desempeñaron un papel activo. A través de sesiones creativas, los miembros de la comunidad contribuyeron con ideas sobre cómo mejorar sus espacios públicos.
- **2.4.3 Validación Comunitaria:**
- Se llevó a cabo un proceso de validación, donde los pobladores evaluaron y priorizaron las propuestas diseñadas. Los foros abiertos y dinámicas permitieron que la comunidad participará en la toma de decisiones.
- **2.4.4 Ejecución Conjunta:**
- Durante la fase de ejecución, los habitantes se involucraron activamente en la implementación de las intervenciones urbanas. Los residentes colaboraron en tareas de construcción, embellecimiento y mantenimiento.
- **2.4.5 Monitoreo Colaborativo:**
- Después de la implementación, se estableció un sistema de monitoreo colaborativo en cada comunidad, donde los residentes asumieron la responsabilidad de supervisar el uso y el impacto de las intervenciones.
- **2.4.6 Evaluación y Retroalimentación:**
- Finalmente, se llevó a cabo una evaluación participativa para reflexionar sobre los resultados de las intervenciones. Los habitantes se reunieron para discutir los logros alcanzados y las áreas que aún necesitan atención.

3. CASOS DE ESTUDIO

3.1 Justicia Paz y Vida, El Tambo, Huancayo

En Justicia Paz y Vida, las intervenciones han buscado mejorar la accesibilidad y la seguridad del espacio público. Mediante la participación ciudadana, se han implementado proyectos de iluminación pública y mejoras en la infraestructura vial, lo que ha aumentado la percepción de seguridad y ha fomentado la actividad económica local. Además, se han creado espacios comunitarios para actividades recreativas y culturales, fortaleciendo los lazos sociales entre los residentes.

3.2 Vicso, Orcotuna, Concepción

En Vicso, las intervenciones han centrado su atención en la recuperación de espacios verdes y la promoción de actividades comunitarias. La creación de parques y jardines ha mejorado la calidad del aire y ha proporcionado áreas de recreación para los residentes, fortaleciendo los lazos comunitarios. Además, se han implementado programas de educación ambiental para concienciar sobre la importancia de la conservación de la biodiversidad local.

3.3 Barrio San Cristóbal, Chilca, Huancayo

En el Barrio San Cristóbal, se han llevado a cabo proyectos de intervención urbana que buscan mejorar la accesibilidad peatonal y vehicular. La construcción de aceras y la pavimentación de calles han facilitado la movilidad y han aumentado la conectividad del barrio con el resto de la ciudad.

Además, se han creado espacios públicos para la realización de eventos comunitarios, lo que ha fomentado la cohesión social y la identidad barrial.

4. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Las intervenciones urbanas en Justicia Paz y Vida, Vicso y Barrio San Cristóbal han promovido el empoderamiento comunitario, con un 85% de los participantes sintiéndose protagonistas de su desarrollo. Las mejoras en espacios públicos han reducido conflictos en un 30% y aumentado la participación en actividades recreativas en un 40%. La implementación de herramientas digitales ha facilitado la participación activa y garantizado transparencia en la toma de decisiones. Además, se establecieron comités de sostenibilidad que fomentan la conservación ambiental, con un 90% de los habitantes asumiendo responsabilidades ecológicas.

La experiencia resalta el derecho a la ciudad como principio esencial en el desarrollo urbano. La participación ciudadana es clave para el éxito de las intervenciones, adaptando proyectos a las necesidades locales. La innovación tecnológica ha transformado la manera de involucrar a las comunidades, mientras que la sostenibilidad garantiza el impacto positivo a largo plazo. Se demuestra la validación a través de actas de reuniones, informes de evaluación y compromisos firmados por los residentes, sentando las bases para futuros proyectos replicables en contextos vulnerables.

5. IMPLICACIONES FUTURAS

Las intervenciones urbanas en comunidades vulnerables pueden servir como modelo para futuras iniciativas en contextos similares. Es importante que los gobiernos locales y las organizaciones internacionales apoyen estas iniciativas, proporcionando recursos y asistencia técnica para asegurar su éxito. Además, la colaboración entre diferentes actores sociales es fundamental para garantizar la sostenibilidad y el impacto positivo de estas intervenciones.

6. REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

- Lefebvre, H. (1968). *Le Droit à la ville*. Éditions Anthropos.
- UN-Habitat (2016). *Urban Planning for City Leaders*. UN-Habitat.
- Vásquez Alvines, H. (2020). *Intervenciones urbanas sostenibles como respuesta a la fragmentación urbana*. Tesis de Maestría, Universidad de San Agustín.
- Fundación Avina (2019). *Intervenciones urbanas hechas por ciudadanos: Estrategias hacia mejores espacios públicos*. Manual de Intervenciones Urbanas.

7. PALABRAS CLAVE

1. Derecho a la ciudad
2. Intervenciones urbanas
3. Participación ciudadana
4. Comunidades vulnerables
5. Zonas rurales
6. Zonas marginadas
7. Sostenibilidad urbana
8. Desarrollo comunitario
9. Planeamiento participativo
10. Inclusión social

SOSTENIBILIDAD Y ARQUITECTURA: ESTRATEGIAS DE PARTICIPACIÓN COMUNITARIA Y EVALUACIÓN SOCIOAMBIENTAL EN PROYECTOS DE IMPACTO

E.L. CONDOR ALDANA*
Universidad Continental
Perú
econdora@continental.edu.pe

A.M. FABIAN ROJAS
Universidad Continental
Perú
afabian@continental.edu.pe

Resumen *– Este artículo aborda el analizar y el proponer estrategias de participación comunitaria y evaluación socioambiental en proyectos arquitectónicos sostenibles, desarrollados en comunidades gubernamentales y no gubernamentales trabajados desde la academia. A través del diseño curricular de las diferentes asignaturas en la escuela académica profesional de arquitectura de la Universidad Continental, se busca generar investigaciones y patentes que aborden necesidades locales, con un enfoque en la sostenibilidad. Se pretende, además, integrar el uso de inteligencia artificial para evaluar el impacto socioambiental, optimizando la gestión ambiental desde la planificación hasta el descomisionamiento de sistemas eléctricos y arquitectónicos.*

Palabras clave: Sostenibilidad – Participación comunitaria – Innovación.

1 INTRODUCCIÓN

La sostenibilidad en la arquitectura ha cobrado una relevancia importante en el desarrollo de proyectos contemporáneos. La interacción entre la arquitectura y la comunidad, especialmente en el contexto de proyectos gubernamentales y no gubernamentales, se fundamenta en la participación activa y la aceptación pública [1]. Esto no solo asegura la viabilidad técnica y económica de los proyectos, sino que también maximizar el impacto social y medioambiental positivo. En este contexto, el papel de la academia es vital, ya que forma a los futuros profesionales con una perspectiva de sostenibilidad. Dentro de la Escuela Académica Profesional de Arquitectura de la Universidad Continental, se han desarrollado iniciativas que permiten generar investigaciones y patentes que responden a las necesidades locales a través del enfoque en sostenibilidad, gestionando así proyectos de impacto.

2 MARCO TEÓRICO

2.1 Participación comunitaria y evaluación económica de impactos socioambientales

Un aspecto clave de la sostenibilidad es la participación comunitaria. Para lograr la aceptación pública de proyectos arquitectónicos, es crucial diseñar estrategias que involucren a las comunidades desde la fase inicial de planificación [4]. Esto implica no solo la consulta y el diálogo con los habitantes, sino también la incorporación de sus necesidades y expectativas en el diseño del proyecto. Las estrategias de participación comunitaria permiten anticipar posibles conflictos, fomentando la transparencia y el compromiso a largo plazo con el desarrollo sostenible [1][2].

Además, la evaluación económica de los impactos sociales y ambientales en la arquitectura sostenible requiere un análisis integral. Esto incluye la valoración de costos y beneficios a lo largo del ciclo de vida de un proyecto, considerando aspectos como la eficiencia energética, el uso de recursos renovables y la

* Av. San Carlos 1980 Urb. San Antonio - Huancayo / E-mail: econdora@continental.edu.pe

reducción de emisiones de carbono [3][5]. La correcta evaluación de estos impactos socioambientales asegura que los proyectos no solo sean viables económicamente, sino que también generen beneficios tangibles para las comunidades locales.

2.2 Aspectos ambientales en el ciclo de vida de proyectos arquitectónicos

El ciclo de vida de los sistemas arquitectónicos y eléctricos, desde su planeamiento hasta el descomisionamiento, es otro factor determinante para garantizar la sostenibilidad. En cada etapa, es esencial aplicar prácticas ambientales responsables que minimicen el daño ecológico. El análisis del ciclo de vida (ACV) se ha convertido en una herramienta clave para evaluar el impacto ambiental de los proyectos, proporcionando una visión integral que abarca desde la extracción de materiales hasta la disposición final [9].

El uso de buenas prácticas en la gestión y conservación de la biodiversidad es igualmente importante. Esto implica no solo minimizar la huella ambiental, sino también integrar soluciones innovadoras que promuevan la restauración de los ecosistemas afectados por los proyectos arquitectónicos [5][9]. En este sentido, la arquitectura tiene el potencial de ser un vehículo para la regeneración ambiental, especialmente en comunidades vulnerables.

2.3 Innovación tecnológica y el rol de la inteligencia artificial

La incorporación de la inteligencia artificial (IA) en la evaluación de impactos ambientales y sociales está transformando la forma en que se diseñan y gestionan los proyectos. En la Universidad Continental, se están explorando nuevas formas de utilizar la IA para optimizar el seguimiento y análisis del desempeño socioambiental. Esto permite un monitoreo más eficiente y preciso del impacto de los proyectos a lo largo de su ciclo de vida, lo que facilita la toma de decisiones basadas en datos en tiempo real [10].

La IA también puede mejorar el proceso de evaluación económica de los proyectos, proporcionando simulaciones que anticipan cómo diferentes variables, como el cambio climático o el crecimiento poblacional, pueden afectar el impacto socioambiental y económico de los proyectos en el futuro. Estas innovaciones tecnológicas permiten a los arquitectos y urbanistas adaptar sus diseños para maximizar la sostenibilidad a largo plazo.

2.4 Proyectos de impacto y generación de patentes

El enfoque académico de la Universidad Continental está centrado en generar proyectos de impacto a partir del diseño curricular de asignaturas clave como Estructuras 2, Estructuras 3, Acondicionamiento del Edificio, Urbanismo, Construcciones y Bioarquitectura [8][7]. Estas materias no solo proporcionan una base teórica, sino que también fomentan la investigación aplicada y la innovación, lo que ha permitido desarrollar patentes que responden a las necesidades específicas de las comunidades [10].

Los proyectos resultantes tienen un fuerte componente de impacto socioambiental, ya que están diseñados para ser sostenibles y para mejorar la calidad de vida en las comunidades donde se implementan. Esta vinculación entre la academia y la práctica profesional crea un ciclo continuo de innovación, donde las necesidades locales inspiran soluciones arquitectónicas sostenibles y escalables.

3 CASOS DE ESTUDIO

3.1 Actividades en espacio público

Se han trabajado en cinco espacios públicos de la zona regional en la cual se han expuesto los trabajos de la academia al público en general, en diversas actividades de vínculos académicos y de apropiación de espacio con la conversación y exposición de producción académica [4]. Con instrumentos que monitorea criterios de

sostenibilidad, innovación y sociales. Así también el uso del espacio virtual, adaptando problemas de nuestro territorio.

3.1.1 Parque Huamanmarca: Centrados en la zona urbana principal del Valle de Mantaro con tres versiones plasmadas en organización de asignaturas en 03 días de exposición y conversatorios de tecnología e innovación [2].

3.1.2 Parque Cáceres de El Tambo: Vínculos con agrupaciones de apropiación publica y entornos complicados en materias de exposición de participación comunitaria [1][4].

3.1.3 Parque Chupaca: Focalizados en la segregación de espacios e integración de proyectos reales con organizaciones públicas [3].

3.1.4 Parque de la Identidad Wanka: Estado de arte con la historia y el reconocimiento de pasado de la ciudad [6].

3.1.5 Parque de Justicia, Paz y Vida: El regreso de la academia a actividades presenciales y actividades remotas, un primer enlace de participación comunitaria.

4 RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Los proyectos desarrollados en la Escuela Académica Profesional de Arquitectura de la Universidad Continental han generado un impacto positivo en las comunidades gubernamentales y no gubernamentales. A través de la participación comunitaria y la evaluación económica de los impactos socioambientales, se ha logrado una mayor aceptación pública y sostenibilidad en los proyectos. Además, el uso de inteligencia artificial ha mejorado significativamente el monitoreo y la evaluación del desempeño ambiental de los sistemas arquitectónicos. Estos proyectos han derivado en investigaciones aplicadas y patentes que responden a necesidades locales, promoviendo la conservación de la biodiversidad y el uso responsable de recursos.

La integración de estrategias participativas y herramientas tecnológicas como la IA ha permitido optimizar el diseño y gestión de proyectos arquitectónicos sostenibles. Los enfoques educativos de la Universidad Continental han demostrado ser efectivos para generar soluciones innovadoras y escalables, capaces de mejorar el bienestar comunitario y fomentar la regeneración ambiental, contribuyendo a un desarrollo más equitativo y sostenible.

5 IMPLICACIONES FUTURAS

La integración de estrategias participativa de la academia y la comunidad ayuda a generar a visualizar las problemáticas reales de nuestro entorno inmediato y el vínculo de los ciudadanos a buscar practicas del bien común [1][4].

6 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] H. Lefebvre, Le Droit à la ville. Paris: Anthropos, 1968.

[2] I. Alcalde, Ciudades con Alma. 2019.

[3] H. Vásquez Alvines, Intervenciones urbanas sostenibles como respuesta a la fragmentación urbana. Tesis de Maestría, Universidad Nacional de San Agustín, Arequipa, 2020.

[4] Fundación Avina, Intervenciones urbanas hechas por ciudadanos: Estrategias hacia mejores espacios públicos. Lima: Fundación Avina, 2019.

[5] J. Gehl, Cities for People. Washington, DC: Island Press, 2010.

[6] K. Lynch, La imagen de la ciudad. 3ª ed., Barcelona: Gustavo Gili, 2015.

[7] G. Munizaga, Diseño urbano: teoría y método. 3ª ed., Santiago: Ediciones UC, 2014.

[8] V. Colomer, A. Portales, y D. Urios, Programa de la asignatura de urbanística III: el proyecto urbano complejo. Universidad Politécnica de Valencia, 2009.

[9] L. Benévolo, T. Giura, y C. Melograni, La proyectación de la ciudad moderna. Barcelona: Gustavo Gili, 2000.

[10] M. Greene, J. Rosas, J. Valenzuela, F. Pérez, y L. E. Bresciani, Santiago: proyecto urbano. Santiago: Pontificia Universidad Católica de Chile, 2011.

XX ERIAC
VIGÉSIMO ENCONTRO
REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRE
Ciudad del Este, Paraguay
25 a 29 de maio de 2025
C3.10_3256
Comitê de Estudos C3 - Desempenho ambiental e sustentabilidade do sistemas de potência

EFEITOS E CONTRIBUIÇÕES DA FASE DE IMPLANTAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA GERAÇÃO DE DADOS SOCIOAMBIENTAIS REGIONAIS, ESTUDO DE CASO: REGIÕES SUDOESTE E CENTRO-OESTE DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL

B.L.A. LINS*
Transmissora Aliança de
Energia Elétrica
Brasil
beatriz.lins@taesa.com.br

Resumo *– Este trabalho aborda os efeitos e contribuições das etapas de implantação de projeto e construção de linhas de transmissão de energia elétrica para a geração de dados socioambientais regionais, utilizando como estudo de caso as regiões sudoeste e centro-oeste do estado do Rio Grande do Sul, abrangendo o período de abril de 2020 a dezembro de 2022. Dentre os 23 programas ambientais executados, deu-se destaque às ações de conservação de cactáceas ameaçadas de extinção situadas na Área de Proteção Ambiental do Ibirapuitã e os resultados dos Programas Arqueológico e Paleontológico. Este trabalho também apresenta as boas práticas desenvolvidas, com intuito de contribuir para o aprimoramento de empreendimentos similares. Por meio desta divulgação, busca-se o compartilhamento de experiências e percepções valiosas, como forma de promover estratégias eficazes para a gestão sustentável dos recursos naturais, buscando o equilíbrio entre o desenvolvimento econômico e a preservação ambiental.*

Palavras-chave: Linha de Transmissão - Biodiversidade Regional - Programas Ambientais - Desenvolvimento Sustentável.

1 INTRODUÇÃO

1.1 Estrutura e expansão do Sistema Interligado Nacional

O sistema elétrico brasileiro se articula, principalmente, através do Sistema Interligado Nacional (SIN), o qual incorpora unidades de geração hidro-termo-eólica aos sistemas de transmissão de energia elétrica, que permite o atendimento ao mercado com confiabilidade e economicidade. Os sistemas interligados propiciam a transferência de energia entre subsistemas, permite a obtenção de ganhos e explora a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias [1].

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 (PDE 2023), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), indica que até 2030 há expectativa de ampliação do sistema de transmissão em aproximadamente 20% do sistema atual (agosto/20) (Fig. 1) [2]. O PDE 2030, publicado em 2021, indica as principais tendências de expansão do SIN, principalmente em função do crescimento das fontes renováveis, em especial, eólicas e solares, predominantemente oriundas da região Nordeste.

* beatriz.lins@taesa.com.br. Av. das Américas 2480 – Bloco 6. Barra da Tijuca – Rio de Janeiro - RJ – 22640-101

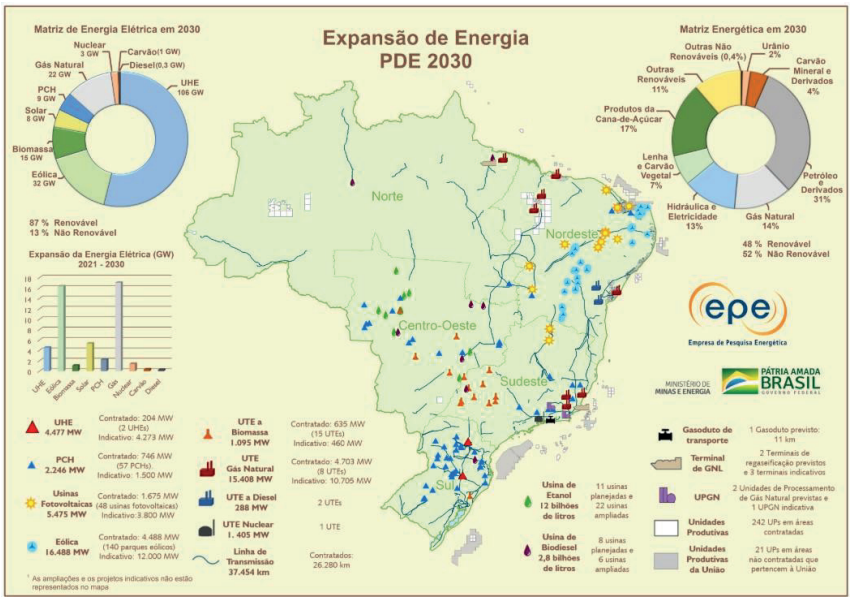


Fig. 1. Mapa síntese do PDE 2030. Fonte: EPE (2025).

1.2 Licenciamento Ambiental e tipos de Estudos Ambientais

A avaliação de impacto ambiental e o licenciamento de atividades efetiva ou potencialmente poluidoras constituem instrumentos da Política Nacional de Meio Ambiente (Lei nº 6938/81). O rito ordinário do licenciamento ambiental brasileiro é dividido em três etapas, cujos marcos principais são as licenças ambientais correspondentes e, vinculados a elas, são emitidos estudos, planos e programas ambientais específicos, quais sejam:

- Licença Prévia: aprova a localização do projeto, tornando-o socioambientalmente viável. Nesta etapa é apresentado o Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA) e/ou Estudos Ambientais Simplificados (EAS, RAS, etc.) que refletem a análise de impacto ambiental à luz do projeto de engenharia e estabelece o conjunto de medidas e programas de controle ambiental para a fase de obras subsequente. Nesta etapa também é realizada consulta pública, no formato de Audiência Pública ou Reunião Técnica;
- Licença de Instalação: autoriza o início das obras e execução do Plano Básico Ambiental (PBA), o qual contém medidas dos controles ambientais detalhadas aplicados na fase de obras e operação;
- Licença de Operação: aprova o funcionamento do empreendimento.

Cada etapa do licenciamento ambiental exige a apresentação de estudos, planos e programas ambientais que reflitam e consolidem os resultados da análise de impacto ambiental e medidas de controle ambiental para os projetos. No Brasil, mesmo que em alguns casos a fase do licenciamento em que poderão ser solicitados possa variar de estado para estado, de acordo com atos regulatórios próprios, há estudos ambientais comuns exigidos na maioria dos estados, como exemplo: PBA, EIA/RIMA, RAS, RCA (Relatório de Controle Ambiental), PCA (Programa de Controle Ambiental).

Fazendo um recorte para o Estado do Rio Grande do Sul, o licenciamento ambiental de nova Linha de Transmissão (LT) poderá seguir o rito ordinário ou rito unificado da etapa prévia e de instalação do projeto, configurando uma Licença Unificada Prévia e de Instalação (LPI), a depender do porte, conforme Resolução CONSEMA nº 372/2018, Portaria FEPAM nº 443/2024 e Portaria FEPAM n°449/2024. Os principais tipos de estudos exigidos são: EIA/RIMA e RAS.

1.3 Efeitos e contribuições das etapas de implantação do projeto de linhas e transmissão para geração de dados socioambientais regionais

Diante da perspectiva de expansão do SIN, este estudo busca responder como as etapas de implantação de projeto e construção de linhas de transmissão de energia elétrica contribuem para geração de dados socioambientais regionais.
A relevância da divulgação e publicidade dos dados socioambientais e da geração de uma consciência coletiva a respeito da preservação do meio ambiente e nosso papel, enquanto agentes dessa transformação, é também previsto do artigo 4º da Lei nº 6938/81. Embora haja um número significativo de publicações analisando os impactos ambientais resultantes da instalação de empreendimentos de infraestrutura, como a construção de ativos de transmissão de energia elétrica [3, 4], atualmente são poucos os estudos que abordam as contribuições específicas dos empreendimentos para a geração de dados socioambientais regionais. Nesse contexto, são sugeridos como principais fatores de contribuição para dados socioambientais dos estudos ambientais:

- Localização dos projetos: a depender da localização dos projetos poderão ser gerados dados inéditos para determinada região;
- Aspecto linear dos projetos de LTs: áreas de estudos abrangem uma heterogeneidade de ambientes e com diferentes classes de usos do solo e, por isso, as LTs atravessam uma pluralidade de ambientes, não limitados às áreas de conservação, fato pode contribuir na comparação de indicadores biológicos associados a determinados habitats;
- Perspectiva de expansão do SIN e novos processos de licenciamento ambiental: atualização temporal e histórico de base de dados para região dos empreendimentos, especialmente nos casos em que há empreendimentos pré-existentes.

2 OBJETIVO

Este trabalho tem como objetivo abordar sobre os efeitos e contribuições das etapas de implantação de projeto e construção de linhas de transmissão de energia elétrica para a geração de dados socioambientais regionais, utilizando como estudo de caso a região sudoeste e centro-oeste do estado do Rio Grande do Sul.

3 METODOLOGIA

3.1 Projeto e Localização

O projeto, aprovado pela ANEEL, envolveu a construção de 568 km de linhas de transmissão em 230 kV e 6 subestações no Rio Grande do Sul, com o objetivo de integrar a o potencial eólico para geração elétrica do estado ao Sistema Interligado Nacional (MME/EPE) (Fig.2).
O processo de licenciamento ambiental foi realizado junto à Fundação Estadual de Proteção Ambiental (FEPAM) e todos os projetos possuem Licenças de Operação vigentes. O processo contou com a anuência de órgãos como a Secretaria do Meio Ambiente e Infraestrutura (SEMA-RS), o Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (IPHAN) e o Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio).

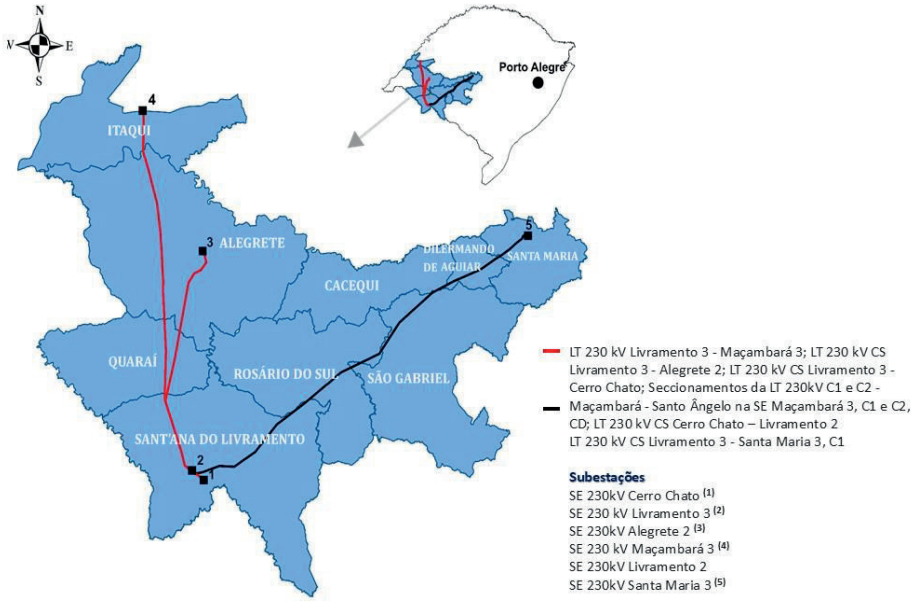


Fig. 2- Localização do projeto.

3.2 Programas Ambientais

Durante a implantação do projeto foram executados 23 programas ambientais. Este trabalho irá destacar os Programas relativo à conservação de cactáceas ameaçadas de extinção na Área de Proteção Ambiental (APA) do Ibirapuitã, além dos resultados do Programa de Acompanhamento e Preservação do Patrimônio Cultural, Histórico e Arqueológico e Paleontológico.

A metodologia Arqueológica incluiu o resgate e monitoramento de sítios arqueológicos, ações estas que foram executadas previamente e durante a escavação das fundações das torres, e educação patrimonial. O salvamento dos sítios se baseou no critério de porcentagem da área afetada em relação ao tamanho do sítio arqueológico, portanto, ficou estabelecido que alguns sítios identificados deveriam ser salvos parcialmente através de sondagens e, para alguns, indicou apenas o salvamento superficial através de coleta de material. Os métodos de salvamento empregados foram: abertura de sondagens por quadrículas nas áreas de impacto direto dos sítios e coleta superficial. Foi elaborado o perfil estratigráfico, croqui de distribuição e densidade dos vestígios arqueológicos identificados nas áreas dos sítios e todos foram georreferenciados. Durante as atividades de escavação foi mantido o monitoramento integral das estruturas do empreendimento, em função do potencial arqueológico da região. A Educação Patrimonial foi executada junto aos colaboradores das obras, através de palestras e treinamentos antes do início das atividades de escavação das fundações e abertura de acessos, na comunidade escolar e com proprietários e adaptadas devido à pandemia de Covid-19.

Durante execução do Monitoramento do Potencial Paleontológico foram realizados monitoramento e salvamento de fósseis e atividades de educação patrimonial, no formato de palestras e sensibilização aos colaboradores, e veiculado material informativo e palestras junto ao público escolar.

A execução do Programa de Conservação de Cactáceas na Unidade de Conservação de Uso Sustentável APA do Ibirapuitã contou com ações de resgate e relocação de cactáceas ameaçadas de extinção dos gêneros *Parodia e Frailea,* constantes na Lista de Espécies da Flora Nativa Ameaçadas de Extinção no Estado do Rio Grande do Sul (Decreto nº 52.109/14), com base em critérios técnicos e monitoramento periódico.

Os exemplares foram resgatados das áreas de intervenção das obras, com as raízes íntegras, e imediatamente relocados manualmente com auxílio de equipamentos de jardinagem e ferramentas de metal específicas para uso em rochas (espátulas, alavancas, formões). A definição das áreas para relocação das cactáceas ameaçadas de extinção se baseou em critérios de: (i) similaridade ambiental edáfica, vegetacional e incidência solar com a área original; (ii) menor distância de deslocamento, de forma a facilitar a viabilidade/sobrevivência dos indivíduos relocados e manter uma área/raio de polinização/dispersão; (iii) área de ocorrência, caracterizada pela observação da presença de alguma espécie de cactácea rupestre e em baixa densidade nos afloramentos

rochosos, bem como uma área útil compatível ao número de indivíduos a serem relocados; (iv) baixa presença de gado, todos os locais sugeridos para relocação apresentam baixa densidade de gado e uso de pastagem não regular ou nulo. Foi realizado o manejo de espécimes dos gêneros *Parodia* e *Frailea* e os indivíduos resgatados foram cuidadosamente acondicionados em caixas plásticas ou de papelão e relocados para áreas adjacentes pré-definidas, com condições ambientais semelhantes ao local de origem.

O monitoramento das cactáceas relocadas foi realizado através de vistorias com periodicidade mensal nos primeiros três meses após a execução do procedimento, trimestral até completar um ano e, após, semestral durante o segundo ano, e anotados em fichas de controle sobre as condições fitossanitárias dos indivíduos resgatados. Exemplares de cactáceas ameaçadas foram resgatados e transferidos para o cactário, com intuito de abrigar temporariamente os indivíduos. Após conclusão das atividades de obras, as cactáceas foram reintroduzidas ao local de origem.

A partir da demanda sinalizada pelo ICMbio, órgão gestor da APA, em situações em que a densidade populacional das cactáceas foi alta, foram sendo discutidas e adaptadas metodologias para a conservação de cactáceas *in situ*, sem a remoção destes indivíduos do seu local de origem. Para isso, foi realizado inventário das cactáceas por meio de *grid* nas áreas das bases das torres, constituindo parcelas delimitadas com marcos fixos em suas extremidades e vértices nomeados em A, B, C e D. Após a implantação do *grid,* para cada individuo localizado foram medidas as distâncias em relação aos limites da parcela e anotada a espécie. A partir dos dados coletados em campo, foram elaborados croquis das áreas das bases das torres. Foram instaladas estruturas de proteção para preservar as cactáceas *in situ*, através da instalação de pirâmides de madeira ou gaiolas metálicas, durante as atividades de intervenção. As gaiolas metálicas foram recomendadas para a área de base de uma torre específica, onde seriam desenvolvidas ações do Programa de Recuperação de Áreas Degradadas (PRAD). As áreas para instalação das estruturas de proteção de cactáceas seguiu a indicação dos resultados do inventário realizado.

4 RESULTADOS

O Programa Arqueológico identificou 78 sítios associados a grupos Caçadores-Coletores e Horticultores Ceramistas. Foram 21 resgatados por escavação e 45 por coleta superficial, além de 12 novos sítios descobertos durante o monitoramento (Fig. 3). O material coletado foi atribuído à Tradição Umbu, à Cultura Ceramista Guarani e Cerâmica Vieira. O material abrange artefatos líticos lascados pertencentes aos grupos caçadores-coletores que habitavam os estados do Rio Grande do Sul, Paraná, Santa Catarina e São Paulo, e, também países vizinhos, Argentina (Missiones, Corrientes) e Uruguai. É composto por núcleos, lascas e instrumentos líticos majoritariamente produzidos em arenito silicificado que, assim como o basalto, é abundante na região (Fig. 4). O acervo encontra-se sob a curadoria do Laboratório de Arqueologia do Museu de Ciência e Tecnologia da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul/PUCRS.

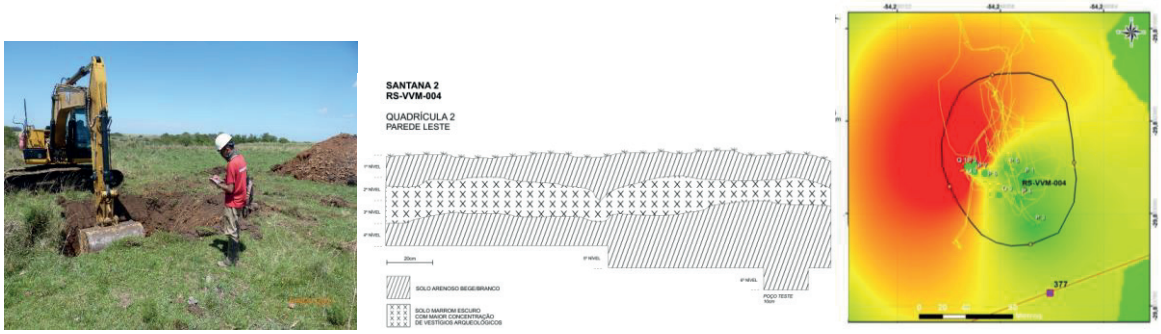


Fig. 3- Monitoramento, Perfil estatigráfico e Croqui de distribuição.

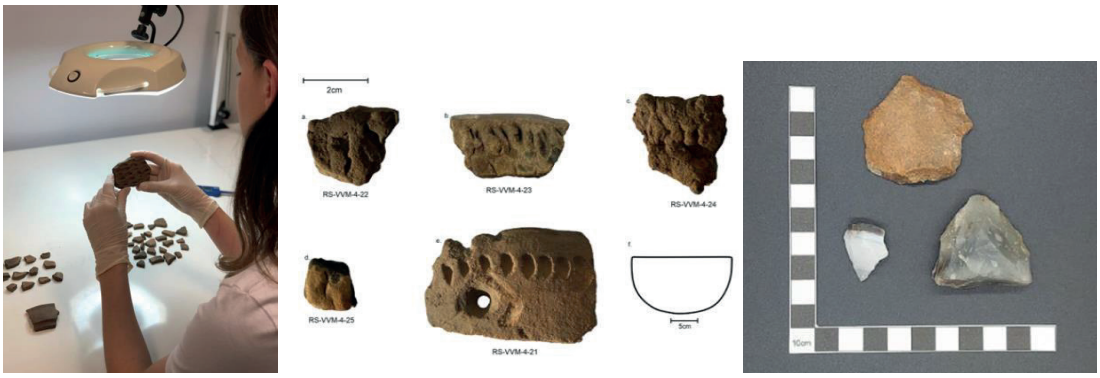


Fig. 4- Vestígios líticos e decorações plásticas na cerâmica Guarani e Vieira e reconstrução morfológica.

Os resultados do Programa foram divulgados em plataformas digitais, através de vídeo educativo via plataforma do Youtube, com abordagens para colaboradores da obra e público escolar, professores e alunos (disponível na plataforma "https://www.youtube.com/@contextos/featured"). A liberação e divulgação de acesso aos vídeos, contribuiu para maior alcance da divulgação. Também foi realizada a publicação de artigo em revista científica. Adicionalmente, as ações de Educação Patrimonial incluíram palestras e vídeos educativos, divulgando os achados em plataformas digitais e publicação de artigo (Fig. 5). Aderiram ao projeto 7 Secretarias Municipais de Educação do total de 10 municípios da região do empreendimento. A atividade abrangida foi a entrega e a divulgação de vídeos sobre arqueologia através do canal de divulgação, para que os professores/educadores realizem sua formação e desenvolvam suas atividades específicas com os alunos, tendo como ferramenta o vídeo direcionado aos estudantes.

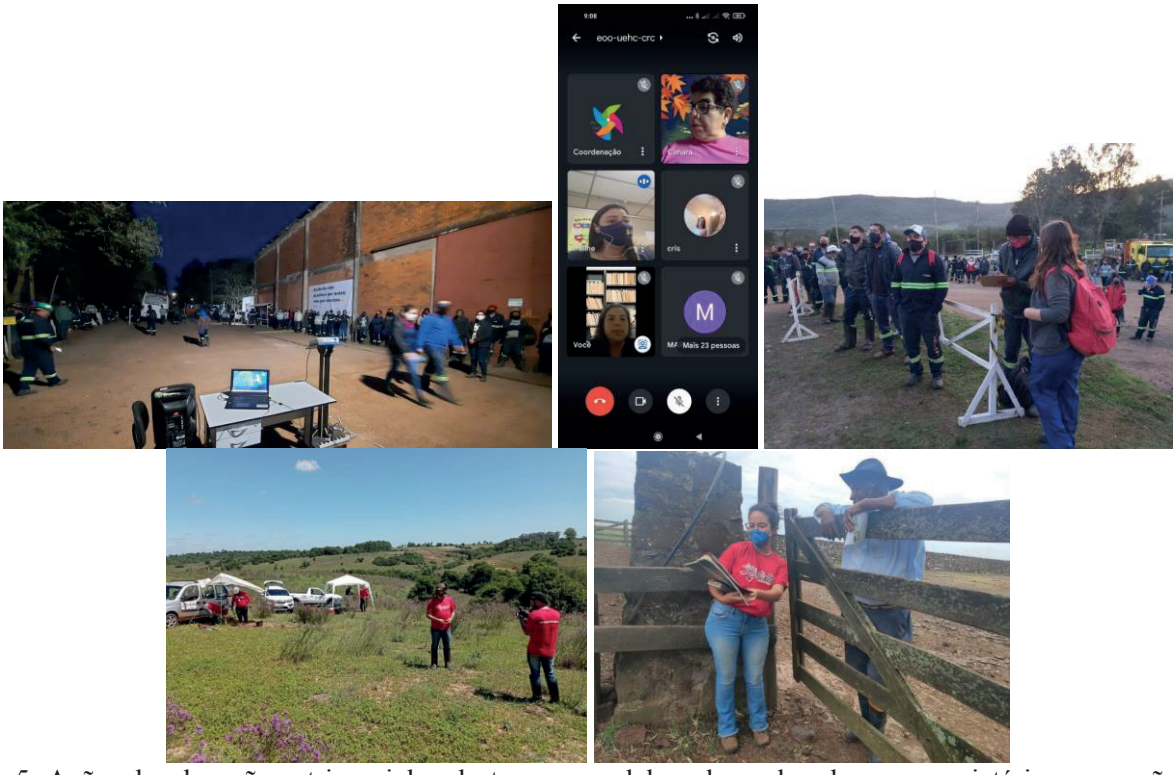


Fig. 5- Ações de educação patrimonial: palestras com colaboradores das obras e proprietários; gravação de vídeo para divulgação em plataforma digital e reunião on-line com secretaria de educação no período pandêmico.

O Programa Paleontológico resgatou 10 troncos petrificados e um fóssil de vertebrado, sob a curadoria do Museu de Paleontologia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) e Laboratório de Estratigrafia e Paleobiologia da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM) (Fig. 6). As palestras tiveram

o intuito de sensibilizar os trabalhadores das obras, abordando temas como a riqueza do registro fóssil, a importância dos fósseis na nossa sociedade, desde o aspecto econômico com a exploração de combustíveis fósseis até a questão histórica e científica. Junto à comunidade escolar foi realizada a abordagem de conceitos básicos de paleontologia, os principais fósseis de cada município e regiões próximas, o impacto das atividades do empreendimento e a importância da preservação do patrimônio fossilífero e cultural.



A. B.

Fig. 6- Ações do Programa paleontológico. Registro de (A) tronco petrificado e (B) fragmento de vertebrado.

Através do Programa de Conservação de cactáceas ameaçadas na APA Ibirapuitã, 866 cactos ameaçados dos gêneros *Parodia e Frailea* foram resgatados e relocados com sucesso. A ação de conservação também contou com a instalação do viveiro de mudas das cactáceas, que serviu para a preservação *in loco* dos indivíduos resgatados. Após as intervenções das obras, os indivíduos foram relocados aos locais de origem. Os locais de relocação foram identificados com plaquetas contendo QR Code com informações sobre as espécies ameaçadas de extinção, como forma de contribuição para divulgação científica e conscientização para preservação das cactáceas (Fig. 7).

Nas áreas das torres com elevada densidade de indivíduos, onde não foi aplicado o resgate, o inventário identificou 1.350 cactáceas, sendo 363 exemplares da *espécie Parodia ottonis*, 242 de *Parodia mammulosa*, 119 de *Parodia tenuicylindrica*, 39 *Parodia erinacea*, 495 de *Frailea gracillima* e 92 exemplares do gênero *Frailea* sp. Estes exemplares foram protegidos com a instalação de 37 estruturas piramidais e 26 gaiolas metálicas, para evitar intervenção durante a fase de obras (Fig. 7).

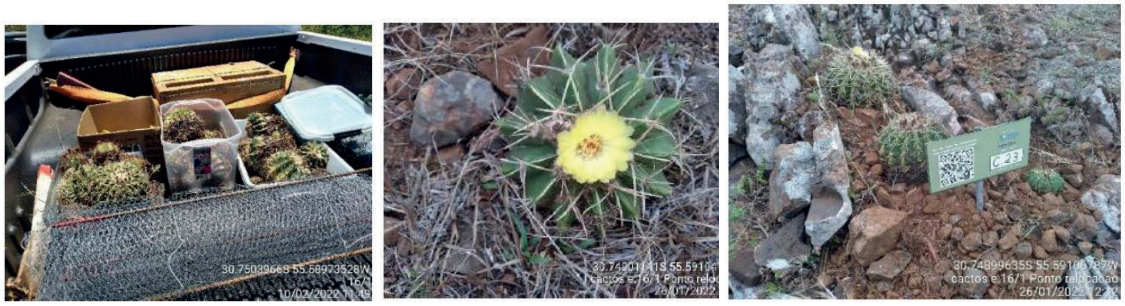




Fig. 7- Ações de conservação de cactáceas na APA Ibitapuitã: transporte e áreas de relocação identificadas com QR code; Viveiro de mudas temporario para relocadas; estruturas de proteção *in situ* das cactáceas.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A execução dos programas ambientais resultou na conservação do bioma Pampa, através das ações de conservação de espécies da flora ameaçadas de extinção em Unidades de Conservação, na aplicação de boas práticas para projetos de transmissão, através de ações de sensibilização, palestras e diálogo com trabalhadores das obras, comunidade escolar e secretarias de educação, órgão ambiental e órgãos intervenientes, contribuindo com a divulgação de dados atualizados, seja através de plataformas digitais ou atualização de acervos técnicos em instituições depositárias.

Durante todo o proceso de licenciamento ambiental foi fundamental a aproximação e formação de parcerias com partes interesadas na proposição de medidas e soluções, buscando efetivar ações para conservação da biodiversidade e acervos socioculturais.

Com base nos dados produzidos, por fim, deixa-se a reflexão sobre como podemos ser mais eficazes no aproveitamento, divulgação e publicidade das informações com potencial para aproveitamento científico e para alimentação de bases de banco de dados a nível nacional, produzidas durante as etapas de implantação das linhas de transmissão de energia elétrica.

6 REFERÊNCIAS

[1] O que é o SIN. Disponível em: https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin. Acesso em Janeiro de 2025.

[2] Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030. Acesso em: janeiro de 2025.

[3] Tobouti, A.K.; Santos, V.L.dos. 2014. Impactos Ambientais causados na implantação de linhas de transmissão do Brasil. Caderno Meio Ambiente e Sustentabilidade. vol.4, n.3, p. 184 – 199.

[4] Nascimento Junior, J.S. do; Gopfert, L.C. Impactos Ambientais pela implantação da Linha de Transmissão 500kV Oriximiná-Cariri. 2010. 233f. Trabaho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Ambiental) Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

Comitê de Estudos C3 – Desempenho ambiental e sustentabilidade do sistemas de potência

MANEJO INTEGRADO DE VEGETAÇÃO SOB AS LINHAS DE TRANSMISSÃO

A.B. BARNABÉ1*
Biochess
Brasil
barnabe@biochess.com.br

V.M. VIEIRA2
Biochess
Brasil
viviane@biochess.com.br

C.B.R. JUNIOR3
Biochess
Brasil
carlos.junior@biochess.com.br

G.R. GODOY4
Biochess
Brasil
gustavo.godoy@biochess.com.br

A.E. ASSIS5
Cemig
Brasil
antonio.assis@cemig.com.br

MANEJO INTEGRADO DE VEGETAÇÃO SOB LINHAS DE TRANSMISSÃO

Resumo *– As concessionárias de Transmissão, Geração e Distribuição se preocupam com o aumento dos índices de queimadas sob os seus ativos, principalmente próximos as Linhas de Transmissão, que provocam efeitos negativos nos seus indicadores de qualidade de fornecimento de energia, como também prejuízos na operação dos seus ativos juntos ao poder concedente, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica).*

Os prejuízos provocados pelas queimadas próximos as Linhas de Transmissão, além de trazer prejuízos financeiros para as concessionárias, provocam grande mortalidade de animais, danos à saúde das pessoas e prejuízos à população, pois podem ficar sem o fornecimento de energia elétrica em seus lares, comércios e indústrias.

Um dos grandes desafios para as equipes de campo das concessionárias é realizar a limpeza de faixa logo antes do período de queimada, pois a redução de material lenhoso diminui a fuligem gerada pela queimada, que reduz a rigidez dielétrica do ar e provoca o fechamento de curto-circuito e desligamento do ativo.

Neste trabalho apresentamos a experiência da CEMIG no controle de vegetação sob as Linhas de extra alta tensão.

Palavras-chave: Linhas de Transmissão – Subestações – Meio Ambiente – ESG – Vegetação – Poda –

1 INTRODUÇÃO

Segundo relatórios de indicadores de desempenho do SIN (Sistema Interligado Nacional), realizados pela ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), as queimadas têm maior contribuição como causa de perturbações no 3º trimestre e no início do 4º Trimestre de cada ano, que correspondem ao final do período seco nas regiões Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte.

Neste último ano, o índice de queimadas aumentou em função das condições climáticas adversas que estamos passando no Brasil. As perturbações com origem de queimadas próximos as Linhas de Transmissão, pertencentes ao SIN (Sistema Interligado Nacional) atingiram o número de 262 ocorrências em setembro de 2024.

Atualmente, as limpezas de faixa de servidão são realizadas através de podas manuais ou mecanizadas.

A CEMIG-GT adotou uma nova metodologia para controle de vegetação nas faixas de servidão de suas Linhas de Transmissão. Com adoção desta nova metodologia denominada de Manejado Integrado de Vegetação (MIV), são mitigados e produção de material lenhoso. Isso possibilita o início das ações por um período anterior ao necessário pelos meios tradicionais e com efeito mais a longo prazo, garantindo um†

* barnabé@biochess.com.br
*barnabe@biochess.com.br

sucesso maior frente as queimadas. Além da mitigação dos riscos de desligamentos por incêndio, há a recomposição da flora e fauna com aumento de polimerização das faixas de servidão com abelhas, mantendo e aumentando a biodiversidade da região. Portanto, com a adoção do MIV é realizada a limpeza da área com ganhos ambientais.
Neste artigo, apresentaremos a experiência da CEMIG-GT com a adoção da metodologia do Manejo Integrado de Vegetação sob as faixas de servidão e a redução dos desligamentos das Linhas por incêndio e toque de vegetação nos cabos.
Apresentaremos ainda, o processo junto aos órgãos ambientais e áreas internas de meio ambiente das concessionárias de energia elétrica e a viabilidade econômica da metodologia de MIV em comparação as roçadas manuais e mecanizadas utilizadas pelas concessionárias de energia elétrica.

2 MANEJO INTEGRADO DE VEGETAÇÃO

A adoção do MIV representa grande mudança na forma e no conceito de manejo da vegetação sob linhas de eletricidade, pois a cultura histórica das concessionárias contemplava apenas a remoção física da vegetação ou de parte dela, por processo exclusivamente mecânico, manual ou mecanizado. O MIV inclui a aplicação dirigida de herbicidas para controle seletivo apenas das plantas indesejadas e para a manutenção das plantas desejadas. Esta alteração, dentro das devidas proporções, pode ser considerada como importante mudança de paradigma. Essa mudança envolve alteração:

(i) do paradigma de que os herbicidas sempre proporcionam riscos ambientais negativos importantes para a fauna, homem e meio ambiente em geral;
(ii) da ignorância de que a eliminação pontual de algumas espécies pode proporcionar uma modalidade de controle das plantas indesejadas pela interferência competitiva e alelopática das plantas desejadas, e que a instalação de uma flora herbácea/arbustiva possa ser direcionada para a redução do risco de incêndios;
(iii) autorizados pelo Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA, para controle de plantas indesejadas sob linhas de transmissão e de distribuição de energia elétrica;
(iv) da ignorância do fato de que as plantas eliminadas pelo controle químico não voltam a rebrotar, permitindo que a frequência de intervenção seja mais espaçada e menos intensa, e com isso:
(v) da informação de que a modalidade MIV representa grande redução dos custos de manutenção das linhas, em médio e longo prazos, e, finalmente:
(vi) de que o manejo da vegetação sob as linhas de eletricidade pode contribuir sobremaneira para manutenção de vários serviços ecossistêmicos.

Sem dúvida alguma, a adoção do MIV para a manutenção das linhas de eletricidade deve proporcionar significativa mudança de cultura na administração das concessionárias em relação às linhas de eletricidade, considerando que o balanço risco/ benefício é favorável para a empresa e positivo para o meio ambiente e, ainda, que essa é uma oportunidade de a empresa proporcionar serviços ecossistêmicos passíveis de serem rotulados na categoria de serviços ambientais, com valoração econômica e com inserção na política ESG (*Environmental, Social and Governance*) de gestão empresarial.
Em outras palavras, a adoção do MIV pode ser considerada uma atitude ambientalmente correta em adição aos benefícios econômicos e administrativos e ser considerada na abordagem ESG de gestão das concessionárias.

3 BENEFÍCIOS DO MIV

O controle da vegetação pela modalidade MIV dá a possibilidade do auferimento de vantagens para as concessionárias de energia elétrica que podem transformar-se em oportunidades econômicas, de manutenção do meio ambiente, de enquadramento em programas ESG e de imagem pública da companhia. Estas oportunidades serão discutidas no texto a seguir.

3.1 Redução dos Custos de Manutenção

A redução dos custos de manutenção das faixas de segurança de linhas de eletricidade é uma das oportunidades mais interessantes para a adoção da modalidade MIV pelas concessionárias de transmissão e distribuição de energia elétrica. Uma série de relatos de empresas estrangeiras, onde o MIV vem sendo adotado há anos,

corroboram essa premissa. A maioria dos relatos mostra que, no primeiro e segundo anos da adoção do MIV, os custos podem ser pouco mais elevados, em função da necessidade da eliminação de árvores com elevada capacidade de rápida rebrota e plantas de rápido crescimento inicial, como os bambus. Mas, na medida em que vai ocorrendo a alteração de flora com a eliminação dessas plantas indesejadas e com a instalação de populações vegetais desejadas, as necessidades de intervenção tornam-se menos frequentes e de menor intensidade. Com isso, os custos, paulatinamente, vão sendo reduzidos. De maneira geral, os custos de manutenção já serão menores a partir do terceiro ano de adoção e, paulatinamente, são reduzidos ano a ano.
Dependendo da composição botânica da área, os custos já podem ser menores no segundo ano de adoção da técnica. Esse fenômeno ocorre por dois motivos principais:

(i) o banco de diásporos das plantas indesejadas vai sendo, paulatinamente, reduzido por germinação ou brotamento e posterior controle, pela mortalidade natural dessas estruturas reprodutivas e pela falta de reposição, e
(ii) pela elevada capacidade de interferência competitiva e/ou alelopática da vegetação desejada, que é favorecida no processo.

Para a adoção dessa modalidade de controle, é necessário convencer as administrações das concessionárias de transmissão e de distribuição de energia elétrica de que os custos poderão ser maiores nos primeiros anos; mas, no longo prazo, esse processo será economicamente bastante vantajoso.
O que ocorreu no Brasil foi que algumas empresas solicitaram a instalação e a condução de campos demonstrativos antes de tomar a decisão.

3.2 Obtenção do reconhecimento de serviços ecossistêmicos

Com o crescimento da população e seu desenvolvimento cultural e tecnológico, seguiram a urbanização e a construção de infraestrutura para as atividades humanas, como para produção de alimentos, construção de residências e cidades, geração e distribuição de energia e outras. Todas essas atividades foram subtraindo áreas colonizadas com vegetação natural, interferindo nas propriedades do solo, na diversidade biológica, na conservação da água, entre outras. Esses serviços ambientais são, reconhecidamente, necessários e deficientes na atualidade e tem ocorrido um clamor mundial pela recuperação de grande parte desses serviços dentro dos empreendimentos em que forem possíveis, gerando inclusive créditos de várias modalidades para as empresas que adotarem estratégias ambientalmente vantajosas. Hoje, existe a política mundial de pagamento e de reconhecimento institucional por serviços ambientais. Nas faixas de segurança de linhas de eletricidade conduzidas na modalidade MIV, há várias oportunidades para prestação de serviços ecossistêmicos relevantes que poderão ser reconhecidos como serviços ambientais, desde que conduzidas de forma adequada e os serviços sejam avaliados para essa finalidade.
Há duas formas de conduzir a modalidade MIV. A primeira forma é simplesmente eliminando seletivamente as plantas indesejadas e permitindo a recuperação espontânea da vegetação nativa. Nessa forma, vários serviços ecossistêmicos serão notados e ocorrerão de forma aleatória. Não obstante, serão serviços importantes e poderão ser avaliados e verificados com suas elegibilidades como serviços ecossistêmicos relevantes e que são passíveis de reconhecimento pelas agências credenciadoras. A segunda forma é conduzir a recomposição da vegetação nativa, enriquecendo-a com espécies com funções específicas e que são regionalmente importantes, criando-se uma biodiversidade funcional. Na mesma linha, é possível trechos com as duas formas de condução da vegetação, espontânea e conduzida, e mesmo, na conduzida, há a possibilidade de procurar biodiversidades funcionais diferenciadas dentro da mesma área, em função das necessidades regionais.
Nas áreas conduzidas na modalidade MIV, os serviços ecossistêmicos que naturalmente ocorrem, independentemente, da forma de condução, são:

(i) proteção do solo contra a erosão (ver Fig.1);
(ii) ganhos com carbono evitado na camada superficial do solo e ganhos em biodiversidade;



Fig.1 Linha de Transmissão com MIV

(iii) preservação do ambiente de reprodução e forrageamento de insetos, pássaros, anfíbios, répteis e pequenos mamíferos (ver Fig.2);
(iv) minimização de habitats para plantas exóticas invasoras e
(v) prevenção de incêndios.



Fig. 2 MIV: favorece a reprodução da fauna

Em faixas conduzidas na modalidade MIV, na forma de biodiversidade funcional induzida, além desses serviços ecossistêmicos obtidos pela forma convencional, poderão ser incrementados outros importantes para região que a faixa de segurança passará, como:

(i) aumento de polinizadores gerais ou específicos, como no caso das espécies de abelhas do gênero Bombus, em áreas de fruticultura (ver Fig.3);
(ii) preservação de espécies de pássaros, répteis e anfíbios que estão em risco de extinção;
(iii) beleza cênica em faixas que cortam áreas urbanas ou margens de rodovias, e
(iv) corredores de fauna, dentre outras.



Fig3. MIV: aumento de polinizadores, como as abelhas

Para a obtenção desses serviços ecossistêmicos, as concessionárias deverão negociar com o poder público e demonstrar a importância dessa modalidade de manejo da vegetação com benefícios ao meio ambiente e à comunidade.
Nos EUA, no Canadá e na Austrália, as concessionárias têm sido procuradas pelo poder público para que adotem medidas específicas de manejo para determinada finalidade de interesse da comunidade. Essa é uma evolução importante que deverá ocorrer no Brasil, na medida em que os benefícios do MIV forem sendo demonstrados.
É importante considerar que cabe às concessionárias as medições desses benefícios e ampla divulgação, para que a população e as diferentes instituições públicas sejam informadas e educadas para reconhecimento e aceitação dessa nova modalidade de manejo.
As grandes dificuldades de implantação desse sistema de manejo da vegetação têm sido:

(i) o desconhecimento das concessionárias das vantagens econômicas e das possibilidades de ganhos nos processos de licenciamentos e certificações que essa modalidade de manejo pode representar, e
(ii) a ampla falta de conhecimento das agências regulatórias e certificadoras brasileiras dos grandes benefícios da modalidade MIV no manejo das faixas de servidão.

Para a confirmação desse comentário, é importante salientar que a Agência de Proteção Ambiental dos EUA (USEPA) recomenda a modalidade MIV como forma adequada de manejo de vegetação em faixas de servidão, e o Conselho de Administração de Faixas de Servidão dos EUA inspirou-se profundamente nos

princípios do MIV, no desenvolvimento dos Padrões de Credenciamento para Avaliação da Excelência no manejo integrado da vegetação, em área com direitos de passagem, como é o caso das linhas de eletricidade.

4 LICENCIAMENTO AMBIENTAL MIV

O licenciamento ambiental é um procedimento administrativo que autoriza a localização, a instalação e a operação de empreendimentos que, de alguma forma, utilizam ou interferem com os recursos naturais.
O licenciamento é fornecido por agências governamentais, nos âmbitos municipal, estadual ou federal, dependendo do tipo de empreendimento.
As linhas de eletricidade cruzam extensas áreas do território nacional, passando por solos cultivados com agricultura, pecuária, reflorestamento, por biomas naturais, por áreas legalmente protegidas (como Áreas de Preservação Permanentes - APPs, Parques, Reserva Particular de Patrimônio Natural - RPPNs), por corpos hídricos naturais e artificiais, áreas urbanizadas e outras. Enfim, essas faixas de segurança das linhas interferem bastante nos recursos naturais, como na proteção dos solos, autorizados a instalação e o licenciamento do empreendimento ou autorizada a abertura das faixas de segurança e sua manutenção periódica (roçada). Considerando a situação convencional de controle da vegetação com roçadas periódicas, os riscos para essas interferências são muito maiores quando comparados com aqueles que ocorrem nas áreas conduzidas na modalidade MIV e, por isso, há o rigor das agências ambientais na análise do licenciamento dos empreendimentos.
A parte ambiental do MIV é um argumento forte para os departamentos incumbidos do meio ambiente nas concessionárias. Estes devem instruir, de maneira muito clara, o processo de solicitação do licenciamento, mostrando que as áreas conduzidas na modalidade MIV são muito menos impactantes ao meio ambiente que o sistema convencional.
O que acontece é que as agências ambientais seguem protocolos de procedimentos para análise que foram estabelecidos há algum tempo, enquanto o processo era exclusivamente de roçada em área total, ou consideram a prática de aplicação de herbicidas como capina química (em área total).
Há a necessidade de se iniciar um processo educacional para as agências ambientais de que existe nova modalidade de manejo da vegetação sob as linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica e que a análise do licenciamento deve considerar, comparativamente, esses dois tipos de manejo.

5 COMPENSAÇÃO AMBIENTAL - MIV

Quando há corte de vegetação arbórea para a implantação de obras, o empreendedor deve realizar a Compensação da Mata Atlântica ou a Reposição Florestal Obrigatória. Geralmente, as empresas executam plantios florestais em uma área degradada. Outras formas de restauração florestal podem ser sugeridas para o órgão ambiental, como erradicação de árvores exóticas. O MIV pode ser uma forma adicional de restauração da vegetação a ser recomendada para o órgão ambiental.
Com um ganho ambiental pode ser executado no próprio traçado, mitigando impactos ambientais do empreendimento, além de evitar a necessidade de aquisição de áreas para plantios.
Neste caso, ao invés de número de mudas plantadas, deverão ser estabelecidos indicadores para definir valor de recuperação e dos serviços ecossistêmicos melhorados, em especial relacionado à fauna, como pássaros, pequenos roedores, polinizadores e pequenos mamíferos, além de área restaurada.

6 EXPERIÊNCIA CEMIG – REDUÇÃO DE QUEIMADAS SOB AS LINHAS DE TRANSMISSÃO

Nos anos de 2022 a 2024, a Cemig intensificou o uso do MIV nas Linhas de Transmissão de Energia na região central do Estado de Minas Gerais. Um dos focos para direcionamento da técnica foi em locais com histórico de queimadas que causavam perturbações nos seus ativos de transmissão.
Temos diversos casos de reincidências de perturbações causadas por queimadas. A Cemig adotou ações diversas nos locais com histórico de saídas de Linhas por queimadas. Dentre as ações tomadas temos a aplicação do MIV, a partir de 2023, em toda as saídas de Linhas de Transmissão da SE Taquaril. Essa região é acometida por queimadas de forma recorrente e apresentando longo histórico de consequências para o

Sistema Elétrico. A Tabela I mostra os trechos próximos da SE Taquaril onde foi aplicado o MIV com foco em evitar saídas de linhas por queimadas nessa região.

TABELA I. TRECHOS DE LINHAS DE APLICAÇÃO COM MIV

LT	Estrutura inicial	Estrutura final
Barreiro 1 - Taquaril 345 KV	29A	37
Nova Lima 6 - Taquaril 345 KV	10	1
Pimenta - Taquaril 345 KV	535	545
Neves - Taquaril 345 KV	103	113
Taquaril - João Monlevade 230 KV	1	10
Sabará 3 - Taquaril 230 kV	2	10
LT Taquaril - Itabira 230 KV	2A	10A

No ano de 2019, crítico para queimadas, a Cemig teve quatro desligamentos de linhas devido às queimadas nas regiões da Tabela I, como pode ser visto na tabela II. A partir desse ano foram realizadas limpezas de faixa com foco em não reincidir esses desligamentos. A limpeza de faixa é efetiva para essa ação, mas exige que o serviço seja realizado logo após o período chuvoso e antes do período de queimadas, exigindo grande deslocamento das equipes de limpeza de faixa.

TABELA II. SAÍDAS DE LINHAS POR QUEIMADAS NO ANO DE 2019

Data	Horário	Tensão	Estações/LT
25/01/2019	14:56	345 kV	LT Pimenta - Taquaril
25/01/2019	14:56	345 kV	LT Pimenta - Taquaril
15/10/2019	15:35	345 kV	LT Neves 1 - Taquaril
15/10/2019	15:45	345 kV	LT Neves 1 - Taquaril

A partir de 2023, foi realizado o MIV nas Linhas retratadas na Tabela I e não tivemos novos casos de saídas de linhas por queimadas nessa região. O ano de 2024 foi crítico para queimadas e tivemos vários focos de queimadas onde estão localizadas as linhas, mostrando a efetividade do MIV. Como o MIV reduz drasticamente a geração de material lenhoso na faixa e não exige a sua realização em período específico, houve ganho no planejamento das ações de queimadas, liberando equipes de faixas para os locais onde não é possível aplicação do MIV e gerando resultado positivo para a Cemig na ação contra queimadas.

7 CONCLUSÕES

O desenvolvimento econômico e tecnológico e a melhoria de vida da população são dependentes de diversos fatores. Um dos mais importantes fatores é o acesso à energia elétrica. Entretanto, atualmente, não se pode falar em crescimento econômico e melhoria de vida sem garantir a preservação do meio ambiente.
Faz-se necessária a criação de tecnologias capazes de aliar o desenvolvimento econômico e tecnológico com a preservação ambiental e a conservação da biodiversidade.

A modalidade do manejo integrado de vegetação apresenta extrema relevância neste contexto; pois, através de diversas técnicas integradas, se consegue aliar o manejo da vegetação para evitar desligamentos da rede e garantir o pleno fornecimento de energia elétrica e a conservação da biodiversidade e do fornecimento de outros serviços ecossistêmicos.

O manejo integrado de vegetação, utilizando principalmente herbicidas e outras técnicas de controle de vegetação associados à semeadura de vegetação com boas características para atração de insetos polinizadores, permite ganhos na eficiência operacional e no desempenho ambiental, relacionados a:

(i) Redução dos custos de manutenção das áreas em relação à roçada manual e/ou mecânica, por meio da redução de mão de obra e da frequência de operação ao longo dos anos;
(ii) Estabelecimento e manutenção de vegetação nativa de baixo porte ou de hábito de crescimento lento (compatíveis com a operação do sistema elétrico), contribuindo para impedir o estabelecimento de plantas de alto porte (incompatíveis com a operação do sistema elétrico);
(iii) Manutenção/aumento da biodiversidade nas faixas de passagem dos empreendimentos;
(iv) Redução de problemas trabalhistas e redução dos acidentes de trabalho pela diminuição da necessidade constante de serviços manuais de roçada;
(v) Utilização de produtos que, manejados da maneira recomendada, não causam danos ao meio ambiente e à saúde do trabalhador;
(vi) Diminuição da incidência de faltas de energia elétrica causadas por desligamento de redes elétricas por interferência de árvores de grande porte nas estruturas, dispositivos e condutores dos sistemas de transporte;
(vii) Não aplicação de multas pela ANEEL em decorrência ou associadas a desligamentos imprevistos de linhas de transmissão e de distribuição;

(viii) O manejo de vegetação sob linhas de transmissão e de distribuição de energia elétrica na modalidade MIV é um processo bem conhecido no exterior, e trabalhos desenvolvidos no Brasil mostram a segurança ambiental e econômica desse tipo de manejo.
(ix) Em face disso, desafios para implementação plena do processo existem e devem ser trabalhados, discutidos e resolvidos, visando a benefícios econômicos, sociais e ambientais.
(x) Espera-se que a aplicação da técnica, em maior escala, traga ganhos ambientais e econômicos, importantes num cenário de mudanças climáticas, e a necessidade de busca de novas tecnologias para otimizar processos, atenda aos aspectos regulatórios e promova a conservação da biodiversidade.

O manejo de vegetação sob linhas de transmissão e de distribuição de energia elétrica na modalidade MIV é um processo bem conhecido no exterior, e trabalhos desenvolvidos no Brasil mostram a segurança ambiental e econômica desse tipo de manejo.

Em face disso, desafios para implementação plena do processo existem e devem ser trabalhados, discutidos e resolvidos, visando a benefícios econômicos, sociais e ambientais.

Espera-se que a aplicação da técnica, em maior escala, traga ganhos ambientais e econômicos, importantes num cenário de mudanças climáticas, e a necessidade de busca de novas tecnologias para otimizar processos, atenda aos aspectos regulatórios e promova a conservação da biodiversidade.

8 REFERÊNCIAS

[1] Castro, P.M; Pitelli, R.A; Pitelli, R.L.C.M; Guaraldo, N.J; Marques, L.L; Mak, J; Faria, F; Agostini, A.R; Testa, F; Cáceres, N.T; De Láquila, V; Costa, P.R. 2016. Manejo integrado de vegetação em faixa de passagem de linhas de transmissão. P&D - Revista Pesquisa e Desenvolvimento da ANEEL, p.49-52, 2016.

[2] Chazen Engineering, Land Surveying, and Landscape Architecture CO., P.C., Shoener Environmental Inc., And Kleinfelder, Inc. 2012. Habitat Conservation Plan for the Karner Blue Butterfly and Frosted Elfin. USFWS. Syracuse, NY, USA.

[3] Clarke, D.J; A,B, Pearce, K.A; White, J.G.2006. Powerline corridors:degraded ecosystems or wildlife havens? Wildlife Research, 33: p.615–626.

[4] Hoekstra, J.M; Boucher, T.M; Ricketts, T.H; Roberts, C. 2005. Confronting a biomass crisis: global disparities of habitat loss and protection. Ecol. Lett 8:23-29.

[5] Lancia, R. A; McConnell, C. A. 1976. Wildlife management on utility company rights-of-way: Results of a national survey. In: Proceedings of the First National Symposium on Environmental Concerns on Rights-of-Way Management. Mississippi State University.

[6] Mercier, C; Brison, J; Bouchard, A. 2001. Demographic analysis of tree colonization in a 20-year-old right-of-way. Environ. Manage., v.28, n.6, p.777-787.

[7] Nowak, C.A; Ballard, B.D. 2005. A framework for applying integrated vegetation management on rights-of-way. Journal of Arboriculture, 31: p.28-37.

[8] Nowak, C.L; Abrahamson, D. Raynal. 1993. Powerline corridor vegetation management trends in New York State: has a post herbicide era begun. J. Arbor., v.19, p.20-26.

[9] Pitelli, R.A; Pitelli; Leal, L.; Merenda, A.M.C.M.P.; Júnior, C.B.R.; Barnabé, A.B. Benefícios, oportunidades, desafíos e riscos do Manejo Integrado de Vegetação (MIV) em faixas de passagem de empreendimentos lineares de energía elétrica no Brasil. Jaboticabal: Funep, 2024.

[10] Wojcik, V; Buchmann, S. 2012. Pollinator conservation and management on electrical transmission and roadside rights-of-way: a review. J. Pollination Ecol:7, p.16-26.

Comitê de Estudos C3 – Desempenho ambiental e sustentabilidade do sistemas de potência

NOVAS TOPOLOGIAS SUSTENTÁVEIS PARA IMPLANTAÇÃO DE SISTEMA DE ALIMENTAÇÃO AUXILIAR DE SUBESTAÇÕES

A.A. CRUZ*
TAESA
BRASIL
arthur.cruz@taesa.com.br

L.C. GRILO
TAESA
BRASIL
luiz.grilo@taesa.com.br

A.SATO
YOU-ON
BRASIL
asato@youon.energy

Resumo *– Com a crescente expansão do SIN e a incorporação de matrizes energéticas renováveis, é essencial buscar alternativas limpas e eficientes para suprir a demanda de energia dos serviços auxiliares das subestações. Atualmente, o uso de motores a combustão ainda é comum para atender às necessidades regulatórias.*
Este artigo aborda uma proposta de implementação de um sistema de alimentação auxiliar sustentável em subestações elétricas do Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro considerando a adoção de uma infraestrutura verde, fazendo uso de fontes de energia renovável, como a solar, para alimentação auxiliar, visando reduzir as emissões de carbono e otimizar os custos financeiros.

Palavras-chave: Serviços Auxiliares, Diesel, Infraestrutura Verde

1 INTRODUÇÃO

O Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro tem passado por expansão significativa, acompanhada pelo aumento da participação de fontes renováveis no mix energético. No entanto, mesmo com a transição para energias mais limpas, ainda se faz necessário o uso de motores a combustão para suprir os serviços auxiliares nas subestações, de acordo com a legislação atual regidas pelos Procedimentos de Redes do Operados Nacional do Sistema (ONS).
A adoção de uma infraestrutura verde para a alimentação de serviços auxiliares em subestações é uma prática cada vez mais necessária e benéfica do ponto de vista socioambiental e isso envolve o uso de energias renováveis, como a solar para suprir a demanda energética desses serviços. A instalação de painéis fotovoltaicos nas subestações permite a geração de energia limpa e sustentável, reduzindo a dependência de combustíveis fósseis.
Neste contexto, a geração distribuída, ao incorporar sistemas de armazenamento de energia, potencializa seu papel na transformação do cenário energético, favorecendo tanto a descentralização quanto a descarbonização do sistema de energia. Utilizando energia solar como uma de suas principais fontes, esse sistema não só reduz a dependência de combustíveis fósseis, mas também permite uma distribuição de energia mais eficiente e ecológica. Estes sistemas de armazenamento são elementos fundamentais, pois eles permitem o acúmulo de energia solar durante períodos de alta insolação para uso posterior, garantindo uma operação contínua, mesmo quando não há geração solar direta. Esta capacidade de armazenamento é especialmente crítica em subestações de transmissão, onde a confiabilidade e a continuidade do fornecimento de energia são essenciais.
Nas subestações de transmissão, os sistemas de armazenamento desempenham um papel crucial ao garantir a operação segura dos sistemas auxiliares. Eles fornecem uma fonte de energia de retaguarda em caso de interrupções no fornecimento principal. Assegurando a manutenção das operações críticas. Essa autonomia é alcançada pela capacidade das baterias de armazenar energia suficiente para manter os sistemas funcionando, conforme mencionado anteriormente, por um período mínimo de cinco horas. Além disso, a descentralização proporcionada pela geração distribuída com armazenamento de energia promove uma rede elétrica mais resiliente e eficiente. Com múltiplos pontos de geração e armazenamento de energia, o sistema torna-se

menos suscetível a falhas centralizadas e reduz a necessidade de transmissão de energia a longas distâncias, o que diminui as perdas de transmissão e melhora a eficiência geral do sistema.
Portanto, os sistemas de armazenamento de energia, ao serem integrados à geração distribuída baseada em energia solar, contribuem significativamente para a segurança, eficiência e sustentabilidade do sistema elétrico, apoiando a transição para um futuro de energia limpa e descentralizada.

2 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS

Atualmente o ONS exige que as concessionárias utilizem três fontes de alimentação em corrente alternada para de alguma forma prover os serviços auxiliares das subestações de rede básica instaladas no sistema interligado nacional (SIN). Estes requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos têm como o objetivo prover a continuidade da prestação de serviços, disponibilidade a fim de se evitar ou reduzir impactos para o sistema interligado.
Ao longo deste trabalho serão discutidas e avaliadas três propostas de alimentação de serviços auxiliares que diferem da convencional. Para a realização do comparativo entre as soluções, foi utilizado um caso real da subestação Alegrete 2 a qual já está em operação a dois anos e está em conformidade com o procedimento de rede vigente.
Na figura 1 logo abaixo está apresentada a solução convencional para atendimento das cargas de uma subestação. Nesse cenário, conforme procedimento de rede vigente, é exigido duas fontes de origens independentes, que podem ser provenientes de um terciário de transformador ou de redes de distribuições de concessionárias locais. A terceira fonte deve ser obrigatoriamente um grupo motogerador (GMG) o qual é acionado apenas em situações de ausências das duas fontes principais. Para este acionamento existe uma automação para realizar a transferência e normalização das cargas.
Na figura 2, é realizado uma proposta de substituir o GMG por um sistema de baterias e placas solares. Neste sistema existirá a substituição do combustível fóssil por energia renovável. De forma resumida este sistema será composto por um banco de baterias dimensionado para suportar as cargas por um determinado período, um conjunto de carregador de baterias e um inversor.
Já na figura 3, além da substituição do GMG a fonte 2 é substituída por um conjunto renovável de forma que beneficiar o sistema com a compensação de energia. Nessa configuração na qual a fonte 1 é proveniente de uma concessionária, quando da sua estabilidade, seria possível escoar toda a produção solar excedente para a rede.
Por último é apresentado um esquema na figura 4 o qual é uma otimização do sistema da figura 3. Nesta solução apenas um conjunto de painéis solares é utilizado de forma a reduzir o custo de implantação e da limitação do espaço das subestações. Em condições normais, o sistema é alimentado pela fonte 1 ou pela fonte 2, e na ausência das duas é utilizado um conjunto de baterias para suprir a carga. A proposta seria na utilização de um sistema Bess (Battery *Energy Storage System*) no lugar do GMG. Este sistema é uma tecnologia de armazenamento que utilizam baterias para o armazenamento e são utilizados como backup de fornecimento de energia durante interrupções ou falhas.

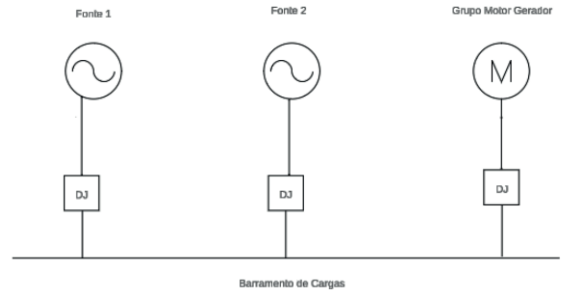


Figura 1 - Configuração padrão para atendimento ao PR (2.6) Item 4.10.3.3 (Elaborada pelos autores)

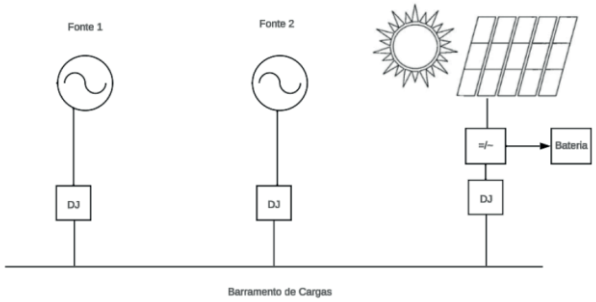


Figura 2 - Nova configuração proposta em substituição de fontes fósseis. (Elaborada pelos autores)

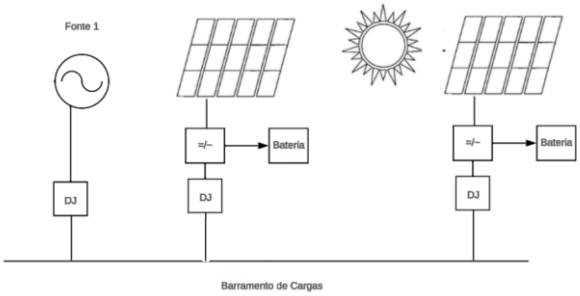


Figura 3 - Nova configuração proposta com substituição de fontes fósseis e utilizando compensação de energia. (Elaborada pelos autores)

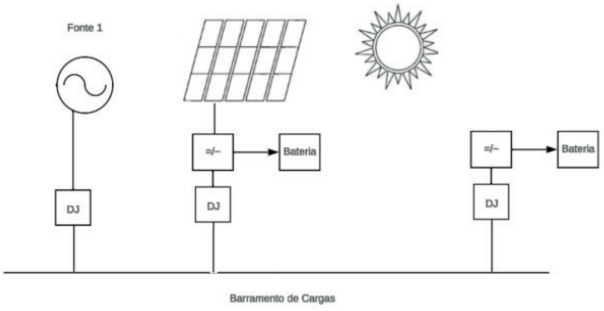


Figura 4 - Nova configuração proposta com substituição de fontes fósseis e utilizando compensação de energia e atendendo os procedimentos de rede. (Elaborada pelos autores)

3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Para a topologia demonstrada da figura 1 aonde os resultados da simulação do grupo gerador diesel atendendo à carga de forma contínua na subestação Alegrete 2 operada pela companhia fornecem uma visão abrangente do desempenho do sistema, consumo de combustível e emissões atmosféricas. Para as simulações foi utilizado o software HOMER Energy e dados de entrada conforme tabela I.

TABELA I – DADOS ENERGÉTICOS DA SUBESTAÇÃO ALE2

Subestação	Local Instalação	Custo mensal de energia	Consumo mensal de Diesel (pelo GMG) em litros	Potência do GMG
Alegrete 2	Alegrete - RS	R$ 236,00	25 litros (custo litro R$ 6,70)	83 kVA

A partir dos dados fornecidos, é possível destacar que o grupo gerador de 83 kVA apresenta uma produção constante de energia ao longo do ano, com uma geração total de 219.000 kWh/ano. O consumo de combustível é significativo, totalizando 79.935 litros de diesel anualmente, o que resulta em uma média de consumo de 9,13 litros por hora. Em termos de eficiência, a simulação indica um custo marginal de geração de R$1,52 por kWh, um fator de capacidade de 25% e uma vida operacional estimada em 1,71 anos. A operação contínua do gerador é evidenciada pelas 8.760 horas de funcionamento ao longo do ano.
As emissões atmosféricas são um ponto crítico a ser considerado. A simulação destaca a seguinte produção anual de poluentes:

Dióxido de Carbono (CO2): 209.077 kg/ano
Monóxido de Carbono (CO): 1.422 kg/ano
Hidrocarbonetos não queimados: 57,6 kg/ano
Material Particulado: 5,69 kg/ano
Dióxido de Enxofre (SO2): 512 kg/ano

Óxidos de Nitrogênio (NOx): 114 kg/ano
Estas emissões contribuem para o impacto ambiental associado ao uso de geradores a diesel e são importantes para a avaliação da sustentabilidade operacional da subestação.

Além disso, a simulação revela que há um excesso de eletricidade gerada, representando 73,5% do total produzido, indicando que o gerador está operando acima da demanda atual da subestação.
Em termos financeiros, o Custo Presente Líquido (NPC) do projeto é de R$4.915.546,00, com um custo operacional anual de R$563.537,10 e um Custo Nivelado de Energia (LCOE) de R$9,71 por kWh. Esses dados são essenciais para análises de viabilidade econômica e planejamento a longo prazo.

*Custo de operação real utilizando fonte de energia da distribuição (Concessionária)

Para a Subestação Alegrete 2, o custo mensal de energia é de R$ 236,00, e o consumo mensal de diesel para manutenção preventiva é de 25 litros, com o custo por litro de R$ 6,70. O custo com a energia é baixo pois a subestação possui de terciário de transformador o qual serve de fonte de alimentação.
Comparando esses dados com os resultados anteriores de uma operação contínua, onde o gerador a diesel era a única fonte de energia, fica evidente que os custos operacionais são substancialmente menores quando a energia da concessionária é utilizada como a fonte secundária e o diesel apenas para situações de contingência. Isso é corroborado pelo consumo significativo de diesel de 79.935 litros por ano e os custos operacionais anuais de R$563.537,10 indicados na simulação de operação contínua.
Além do aspecto financeiro, a operação real com energia proveniente da concessionária também representa um cenário mais sustentável do ponto de vista ambiental. As emissões de gases poluentes, como CO2, NOx, SO2, entre outros, seriam drasticamente reduzidas, já que os geradores a diesel não estariam operando continuamente, mas apenas durante períodos de manutenção preventiva.
Portanto, em uma operação real onde a subestação possui recursos energéticos redundantes e se baseia no suprimento de energia da rede elétrica, é possível notar uma redução significativa tanto em custos quanto em impactos ambientais em comparação com a operação contínua de um grupo gerador diesel. Contudo, ainda existem os custos de implantação inicial de um gerador diesel associados aos impactos ecológicos da utilização de combustível fóssil, mesmo em pouca quantidade nas emergências.

Na figura 2 é apresentado um sistema utilizando painéis solares e baterias em atendimento a terceira fonte. Nesta configuração além de atender ao procedimento de rede vigente é vislumbrado uma possibilidade deste forte renovável se beneficiar do sistema de compensação de energia elétrica (SCEE).
Na análise realizada, observa-se que o investimento em capacidade de armazenamento e geração de energia renovável é uma consideração estratégica para a subestação em questão. A subestação requer uma solução que não apenas garanta a autossuficiência energética, mas também ofereça resiliência operacional por meio de backup de energia.

Banco de Baterias:

A capacidade necessária para o banco de baterias foi ajustada para aproximadamente 50.65 kWh, visando suportar a demanda energética por 5 horas. Para atender essa necessidade, seriam precisas cerca de 9.89 frações de baterias, cada uma com capacidade de 5.12 kWh e custo unitário de R$ 10.000,00. Arredondando-se para o número inteiro mais próximo, são necessárias 10 frações de baterias. Portanto, o custo total para a implementação do banco de baterias é de aproximadamente R$ 98.925,78.

Sistema Fotovoltaico:

Avaliando o consumo diário de 194.51 kWh e considerando o custo aproximado de R$ 0,80 por kWh, o gasto diário com energia elétrica seria de aproximadamente R$ 155,61. Para equilibrar a geração diária de energia com o consumo, o sistema fotovoltaico necessitaria de uma capacidade de cerca de 43.23 kWp, assumindo uma média de geração de 4.5 kWh/kWp por dia. O investimento requerido para o sistema fotovoltaico seria de cerca de R$ 216.126,50, considerando um custo nivelado de R$ 5.000,00 por kWp.
Comparando o CAPEX combinado do sistema de armazenamento por baterias e do sistema fotovoltaico, que totaliza R$ 315.052,28, com o custo de aquisição de um grupo gerador diesel de R$ 125.000,00, verifica-se

uma diferença de R$ 190.052,28 a favor do gerador diesel. No entanto, é importante considerar que, além do custo inicial de aquisição, o gerador diesel terá custos operacionais contínuos, principalmente relacionados ao combustível e manutenção, além de impactos ambientais devido às emissões de gases poluentes.
Levando em conta o custo da energia elétrica a R$ 0,80 por kWh, o investimento em um sistema fotovoltaico pode ser recuperado ao longo do tempo com a economia na compra de energia, além de proporcionar uma fonte de energia mais limpa e sustentável.

Na figura 3 é proposto uma configuração usando fonte solar para atender o SCEE e bateria de 5 horas e a outra fonte atendendo a disponibilidade solicitada pelo procedimento de redes, sem entrar no SCEE.O sistema apresentado na simulação é uma representação de um empreendimento em energia renovável inovador. Ele combina um robusto conjunto de painéis solares com uma capacidade de geração de 161 kW e um sistema de armazenamento de energia composto por baterias de íon de lítio com uma capacidade total de 276 kWh. Este conjunto é completado por um conversor eficiente capaz de manejar 29.9 kW, essencial para a transição entre corrente contínua e alternada, maximizando assim o uso da energia produzida.
Do ponto de vista econômico, o sistema carrega um investimento inicial significativo, com um Custo Presente Líquido (NPC) que alcança a cifra de R$1,68 milhões. Entretanto, o valor do Custo Nivelado de Energia (LCOE) estabelece-se em R$3,32 por kWh, o que implica que cada kWh gerado ao longo da vida útil do sistema terá esse custo médio. Anualmente, os custos operacionais permanecem baixos, apenas R$4.192, uma pequena fração do investimento inicial, o que pode indicar manutenção eficiente e custos de operação reduzidos.
A eficácia do sistema é notável — ele é completamente alimentado por fontes renováveis, o que é evidenciado pela fração renovável de 100%. A produção anual de energia é considerável, com 237.554 kWh gerados, indicando não só a capacidade de suprir uma demanda substancial, mas também a possibilidade de contribuir para a rede elétrica em um modelo de compensação de energia.
Quanto ao armazenamento, a autonomia do sistema é de 33.3 horas, o que significa que, na ausência de geração solar — por exemplo, durante a noite ou em dias muito nublados — as baterias podem suportar a demanda energética pelo período especificado. Há uma distinção entre a capacidade nominal e a capacidade acessível das baterias — 276 kWh e 221 kWh, respectivamente — refletindo uma reserva prudente de energia que garante durabilidade e confiabilidade ao sistema.
Os dados do conversor também são promissores. A saída média do retificador, em 4.52 kW, e a do inversor, em 3.86 kW, apontam para uma conversão de energia eficiente, crucial para a integração do sistema com a infraestrutura energética existente.
Em resumo, a simulação revela um sistema solar com armazenamento altamente eficiente e sustentável, oferecendo uma solução viável tanto do ponto de vista ambiental quanto econômico. Este sistema representa um passo importante para a independência energética e a redução de emissões de carbono, sendo uma opção atraente para locais remotos ou como um sistema de backup confiável.

Uma outra solução promissora é apresentada na figura 4 a qual possui um sistema solar para atender o SCEE e bateria para atender 5 horas de operação de emergência.
O CAPEX para a proposta da solução energética renovável da subestação Alegrete 2, considerando a atualização para dois bancos de baterias, foi recalculado. Com cada banco contendo 10 unidades de baterias de 5.12 kWh ao custo de R$ 10.000,00 cada, o investimento total para o armazenamento de energia é de R$ 200.000,00. Somando isso ao investimento necessário para o sistema fotovoltaico de R$ 216.126,50, o CAPEX total chega a R$ 416.126,50. Agora, com dois bancos de baterias, cada um necessitando de 10 unidades para garantir a demanda por 5 horas de autonomia, a subestação Alegrete 2 se equipa com uma capacidade robusta de armazenamento de energia de aproximadamente 101.3 kWh.
O Sistema Fotovoltaico necessita de um sistema de cerca de 43.23 kWp para produzir os 194.51 kWh consumidos diariamente pela subestação. O custo do sistema fotovoltaico permanece em R$ 216.126,50, mantendo o custo nivelado de R$ 5.000,00 por kWp.
A análise mostra que, embora o investimento inicial na solução de energia renovável seja maior do que a opção de um grupo gerador diesel, os benefícios a longo prazo e o alinhamento com práticas sustentáveis justificam o maior CAPEX. A solução de dois bancos de baterias e um sistema fotovoltaico integrado proporcionará não só um fornecimento de energia ambientalmente responsável, mas também uma operação mais econômica ao longo do tempo, sem os custos recorrentes associados ao diesel e com uma menor pegada de carbono.

4 CONCLUSÕES

As simulações dos quatro sistemas energéticos para a subestação Alegrete 2 revelam conclusões importantes para a gestão socioambiental no setor elétrico. O propósito primordial é minimizar o impacto ambiental e fomentar a sustentabilidade. Neste contexto, a geração solar e a implementação eficiente de sistemas de baterias surgem como práticas exemplares, contribuindo significativamente para esses objetivos.

O Sistema 1, dependente de um gerador a diesel, ilustra a tradicional dependência de combustíveis fósseis, implicando custos operacionais elevados e uma alta taxa de emissões de poluentes. Contrastando, o Sistema 2 mostra o potencial de redução de impactos ambientais e custos ao usar energia da concessionária com diesel apenas para manutenção preventiva e emergências.

O Sistema 3, uma configuração inteiramente renovável com solar e armazenamento de energia, embora com alto investimento inicial, apresenta baixos custos operacionais e promove uma energia limpa, reforçando o compromisso com a sustentabilidade. Por fim, o Sistema 4 destaca-se como uma solução intermediária, combinando energia solar com backup de bateria, resultando em uma infraestrutura verde que garante retorno financeiro e resiliência energética.

Comparativamente, os sistemas renováveis, apesar do maior investimento inicial comparado ao gerador a diesel, demonstram vantagens financeiras e ecológicas substanciais no longo prazo, alinhando-se com uma visão estratégica de redução de emissões e sustentabilidade operacional. Portanto, a transição para fontes de energia renováveis se mostra não apenas viável, mas também essencial para o avanço sustentável do setor elétrico brasileiro.

Além disso, a legislação atual confrontada com uma nova proposta sustentável, poderá influenciar positivamente a regulamentação futura, incentivando a adoção de práticas mais verdes e a integração de fontes renováveis de forma mais ampla no setor elétrico brasileiro.

Comitê de Estudos C3 – Desempenho ambiental e sustentabilidade do sistemas de potência

APLICAÇÃO DE IMPRESSÃO 3D COMO SOLUÇÃO PARA ADEQUAÇÃO À NR10 DE CHAVES DA GIS EM ITAIPU BINACIONAL

M.L. SILVA
Itaipu Binacional
Brasil
mdasilva@itaipu.gov.br

V.P. RAMOS
Itaipu Binacional
Brasil
vramos@itaipu.gov.br

F.C.S ALVES
Itaipu Binacional
Brasil
fcleber@itaipu.gov.br

D.O.J. SEBASTIAN
Itaipu Binacional
Paraguay
sabadiaz@itaipu.gov.py

Resumo *– As equipes de linhas de transmissão, durante atividades de manutenção em linhas desenergizadas, necessitam realizar os procedimentos de desenergização segura conforme a NR10. Além das ações executadas localmente, como verificação de ausência de tensão com detectores e bastões isolantes e instalação de aterramentos temporários nas fases, também são operadas as chaves seccionadoras e de aterramento da GIS. Os equipamentos da GIS, instalados na década de 1980, não foram originalmente concebidos com dispositivos para realizar intertravamento mecânico. Visando aumentar a segurança do processo, este artigo apresenta um método prático e eficiente para implementação do intertravamento e propõe medidas administrativas complementares para adequação à NR10.*

Palavras-chave: NR10 – ITAIPU BINACIONAL – Seccionadoras – GIS – Impressão 3D – Segurança Ocupacional – Manutenção Elétrica – Intertravamento Mecânico –Desenergização.

1 INTRODUÇÃO

A manutenção em redes aéreas desenergizadas pode criar uma falsa sensação de segurança, pois diversos fatores podem causar energização indevida: erros de manobra, contato com circuitos energizados, tensões induzidas, descargas atmosféricas, fontes externas de alimentação e sabotagens. A NR10 estabelece procedimentos mandatórios para desenergização segura em subestações e linhas de transmissão, que incluem:

- Seccionamento (descontinuidade elétrica total)
- Impedimento de reenergização (travamento mecânico)
- Constatação da ausência de tensão
- Instalação de aterramento temporário
- Proteção dos elementos energizados
- Sinalização de impedimento

Na Itaipu Binacional, estas etapas são sintetizadas no mnemônico DICASS: Desligar – Impedir – Checar – Aterrar – Sinalizar. O Manual de Auxílio da NR10 enfatiza que o seccionamento deve garantir a descontinuidade elétrica total, enquanto o impedimento de reenergização requer travamentos mecânicos efetivos.

Este artigo apresenta o desenvolvimento de um dispositivo para garantir o cumprimento destes procedimentos nas chaves seccionadoras da GIS – *Gas Insulated Switchgear*, de Itaipu, abordando desde os

fundamentos das instalações GIS e tecnologia 3D utilizada até os testes práticos e recomendações para implementação em larga escala.
O artigo está organizado nas seguintes seções:

- Introdução: apresenta o contexto, propósito e os fundamentos de segurança em manutenção elétrica;
- Motivação e Contexto: detalha os fatores que levaram ao desenvolvimento da solução, incluindo aspectos técnicos e de segurança;
- Fundamentação e Conceitos: detalha as características da GIS Itaipu e a tecnologia de impressão 3D utilizada;
- Estudo de Caso: descreve o desenvolvimento do dispositivo de bloqueio mecânico, incluindo projeto, prototipagem e testes;
- Análises: discute os resultados obtidos e avalia a eficácia da solução implementada; e
- Conclusão: sintetiza os principais resultados e apresenta perspectivas futuras de aplicação

2 MOTIVAÇÃO E CONTEXTO

Estudos da OPSE.DT apontam um aumento significativo nos níveis de curto-circuito nas linhas de transmissão de Itaipu nas últimas décadas. Durante trabalhos em linhas desenergizadas, serviços simultâneos em relés e disjuntores desativam temporariamente o sistema de proteção primário, deixando a segurança a cargo do sistema de retaguarda, que possui tempos de atuação mais elevados.
O aumento das correntes de falta, aliado aos maiores tempos de atuação das proteções, exige a revisão dos procedimentos de segurança. Uma análise da Instrução de Manutenção IM.EQ.303 sobre Aterramento Temporário em Linhas de Transmissão identificou oportunidades de melhoria na proteção contra energização acidental.
Evitar trabalhos simultâneos, embora mais seguro, aumenta os desligamentos das linhas, impactando a transmissão e geração de energia. A solução ideal buscou garantir a segurança das equipes sem comprometer a eficiência operacional da usina.

3 FUNDAMENTAÇÃO E CONCEITOS

3.1 GIS Itaipu

A utilização da subestação GIS otimizou o espaço na casa de força e eliminou a necessidade de 18 linhas aéreas de 500 kV, que seriam difíceis de instalar devido à largura limitada das unidades e ao espaçamento inadequado. Com o equipamento isolado a gás, apenas oito linhas foram necessárias.. Porém, o afastamento de 34 m entre geradores e transformadores exigiu longos trechos de barramento para conectar o grupo compacto de manobra, como ilustrado na Fig. 1.

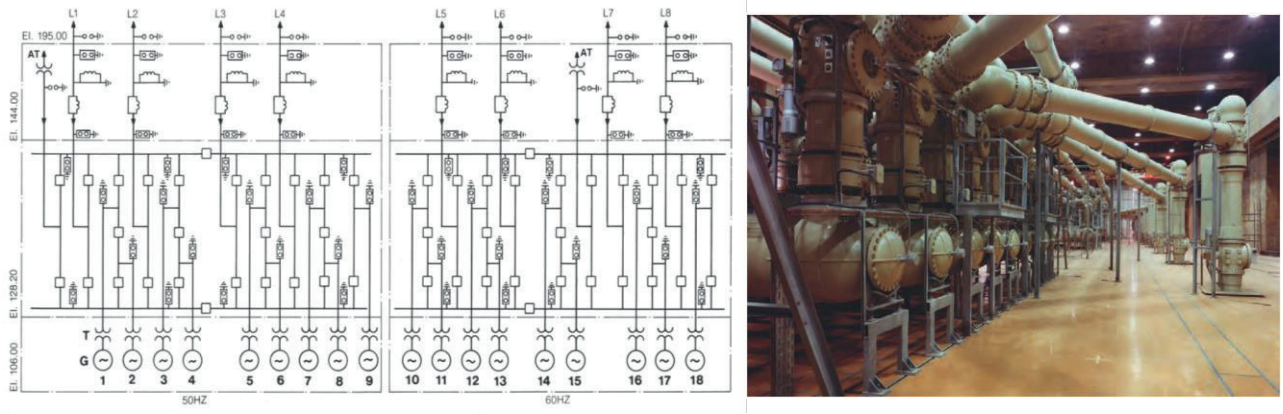


Fig. 1. Diagrama e foto de trecho da instalação de 550 kV - SF6 GIS

Os equipamentos de manobra isolados a gás SF6 de 500 kV eram de uma tecnologia relativamente nova durante a preparação das especificações para a GIS de Itaipu (1978-1979). A seleção foi precedida por um estudo detalhado, incluindo visitas técnicas a fabricantes e instalações em diversos países. Propostas foram recebidas da Brown Boveri, Siemens, Delle Alstom e Mitsubishi Electric Company, com o contrato adjudicado à Brown Boveri em 1980.
A especificação coincidiu com a primeira publicação da NR10 em 1978, norma que evoluiu significativamente até sua consolidação em 2004. Apesar de a segurança ter sido considerada nas especificações técnicas originais, os atuais conceitos da NR10 não foram contemplados na concepção dos equipamentos.
O sistema de proteção da GIS foi projetado com redundâncias para garantir a segurança operacional. No entanto, durante a manutenção dos sistemas de proteção primária, a segurança fica a cargo dos sistemas de retaguarda, que possuem tempos de atuação mais elevados. Essa situação torna-se crítica devido aos atuais níveis de curto-circuito, muito superiores aos observados na operação inicial da usina.
Embora robustos e confiáveis, os equipamentos apresentam limitações em relação aos requisitos atuais da NR10, como a ausência de pontos para bloqueios mecânicos e a falta de sistemas integrados de intertravamento múltiplos.

3.2 Chaves Seccionadoras e de Aterramento GIS

Em termos de segurança operacional, uma chave seccionadora tem como objetivo proporcionar isolamento seguro para equipamentos, transformadores e linhas de transmissão. Após sua abertura, garante o isolamento físico do circuito, permitindo a visualização da descontinuidade no caso de seccionadoras convencionais. Estas chaves definem o arranjo elétrico de uma subestação, possibilitando transferências de barras e by-pass de disjuntores. A ABNT NBR IEC 62271-2020 é a principal norma brasileira que regulamenta as chaves seccionadoras de subestação convencional.
Para subestações GIS as chaves seccionadoras e de aterramento de alta tensão isoladas a SF6 são cruciais para a operação, garantindo segurança operacional com alta confiabilidade em espaço físico reduzido. As características principais dessas chaves são:

- **Isolamento:** Utiliza hexafluoreto de enxofre (SF6) como meio de isolamento;
- **Design compacto:** Integrada ao sistema de isolação a gás (GIS), permitindo uma instalação mais compacta e eficiente;
- **Capacidade de manobra:** Capaz de abrir e fechar circuitos em condições normais e de falha, proporcionando segurança operacional;
- **Alta confiabilidade:** Baixa taxa de falhas e necessidade mínima de manutenção;
- **Resistência a condições climáticas:** Insensível a fatores externos como poluição, umidade e corrosão; e
- **Vida útil longa:** Projetada para operar por décadas com manutenção periódica mínima.

As chaves seccionadoras e de aterramento da GIS Itaipu são do modelo ELK TE, fabricadas pela BBC BROWN BOVERI, atualmente conhecida como ABB (Asea Brown Boveri). O acionamento manual das chaves é realizado através da manivela Tipo ELK ZK. Embora previsto para todas as chaves, este tipo de acionamento é utilizado apenas em emergências. Ao inserir a manivela no mecanismo da seccionadora, um microinterruptor interrompe o circuito elétrico do motor, impedindo operações remotas simultâneas. A operação manual com manivela é prevista para:

- Serviços de controle e ajuste; e
- Operação de emergência da chave (como por exemplo na inexistência de tensão de comando).

3.3 Impressora 3D

As impressoras 3D têm ampla aplicação na indústria, incluindo:

- **Prototipagem rápida:** Permitem a criação rápida e econômica de protótipos para testes de design e funcionalidade, acelerando o ciclo de desenvolvimento de produtos e dispositivos.

- **Produção de peças personalizadas:** Usadas para fabricar peças sob medida em pequenas e médias quantidades, o que é ideal para indústrias como a médica (próteses e órteses) e a aeroespacial (componentes específicos).
- **Fabricação aditiva:** Permitem a produção de peças complexas que seriam difíceis ou impossíveis de fabricar com métodos tradicionais, utilizando menos material consequentemente diminuindo consideravelmente o desperdício e o tempo de produção.
- **Ferramentas, moldes e dispositivos**: Produção de ferramentas, moldes e dispositivos personalizados de forma mais rápida e econômica, especialmente em indústrias como a automotiva e de bens de consumo.

A Divisão de Laboratório Eletroeletrônico da Itaipu Binacional adquiriu uma moderna impressora 3D para produção de peças plásticas exclusivas para a Diretoria Técnica.
A impressora ProX 500 utiliza nylon (poliamida) como matéria-prima para fabricação de peças, sendo especialmente útil para produzir componentes obsoletos ou fora de linha no mercado. Uma de suas principais características é a capacidade de fabricar peças sob medida para aplicações específicas, incluindo componentes com geometrias complexas e estruturas monolíticas.
As peças são projetadas em software CAD pela equipe da Divisão de Laboratório de Itaipu e posteriormente enviadas para fabricação na impressora 3D. A Superintendência de Manutenção também pode encaminhar designs prontos para impressão quando necessário. Para digitalização de peças com geometrias complexas, a Divisão dispõe de dois scanners 3D com precisão de até 34 micrômetros.



Fig. 2. Peças criadas pela impressora proX 500 - laboratório Itaipu

4 ESTUDO DE CASO

Para aumentar a segurança em trabalhos com linhas de transmissão e equipamentos de alta tensão desenergizados, busca-se implementar medidas que garantam a execução de todas as etapas de desenergização estabelecidas pela NR10. Estas incluem a verificação da abertura das seccionadoras, fechamento das chaves de aterramento, sinalização e bloqueio (impedimento de energização) das chaves. Tais medidas visam aprimorar tanto a segurança quanto a percepção de risco das equipes.

O bloqueio das chaves seccionadoras com cadeados é fundamental neste processo, pois exige que os executores se desloquem até a GIS para verificar, em conjunto com a operação, as manobras de abertura e fechamento das seccionadoras e chaves de aterramento, atendendo aos itens 10.5-b e 10.5-c da NR10.

Entretanto, o principal desafio é a ausência de pontos de fixação para cadeados de bloqueio nas seccionadoras da GIS. Por serem equipamentos antigos, projetados antes da versão atual da NR10, não contemplam este tipo de bloqueio em sua construção. Assim, este estudo de caso concentra-se no desenvolvimento de um dispositivo que permita o bloqueio mecânico e elétrico efetivo da chave, impedindo seu acionamento tanto local quanto remoto.

4.1 Escolha do Local de Instalação do Dispositivo

O projeto visou desenvolver, utilizando a impressora 3D da Itaipu Binacional, um dispositivo que permita o bloqueio da seccionadora na posição "manutenção", condição em que o sistema elétrico fica impedido de operar. A seccionadora possui uma entrada multifuncional que serve tanto para bloqueio do comando remoto (posições Manutenção/Operação) quanto para o acionamento manual local, conforme mostrado na Fig. 3.

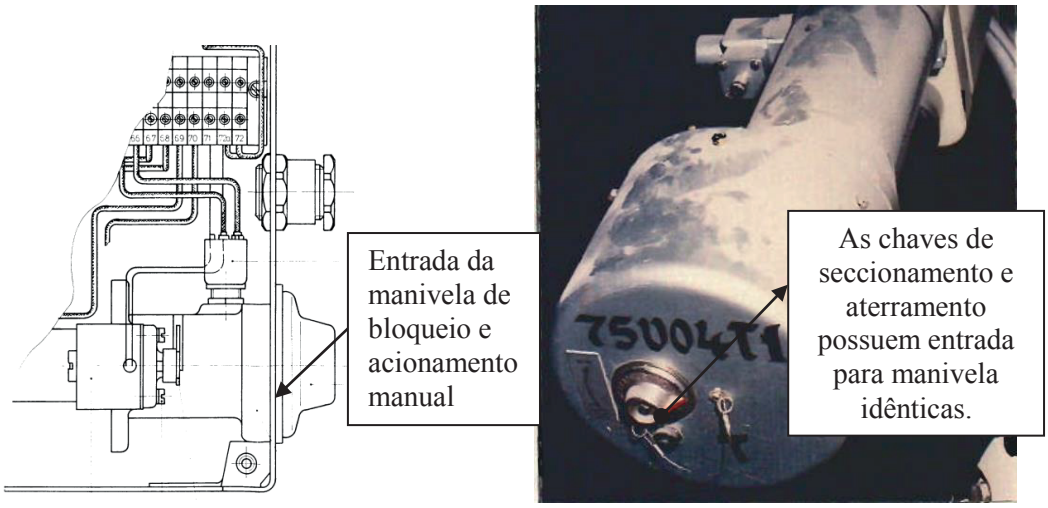


Fig. 3. Engate da manivela de acionamento local das chaves seccionadoras e de aterramento

Portanto, com a chave posicionada em "manutenção", apenas a manobra manual com manivela seria possível. Para atender aos requisitos de segurança propostos neste estudo de caso, é necessário posicionar o dispositivo em "manutenção" e bloquear o encaixe da manivela, impedindo assim qualquer manobra de fechamento local.

4.2 Dispositivo para Bloqueio

Inicialmente, foram realizadas visitas técnicas com a equipe de Operação, que demonstrou o funcionamento das seccionadoras GIS e os procedimentos de desenergização e liberação dos equipamentos de alta tensão para manutenção. Em seguida, foram conduzidas visitas in loco com a equipe do laboratório responsável pelos projetos e fabricação de peças na impressora 3D, que contribuiu com diversas sugestões técnicas.
Durante estas reuniões, a equipe de manutenção da GIS (setor SMMT.DT/MET3) apresentou ao laboratório um projeto previamente concebido para bloqueio das seccionadoras, ainda não implementado, conforme mostrado na Fig. 5. Algumas modificações foram realizadas até se alcançar o protótipo final apresentado na Fig. 6.

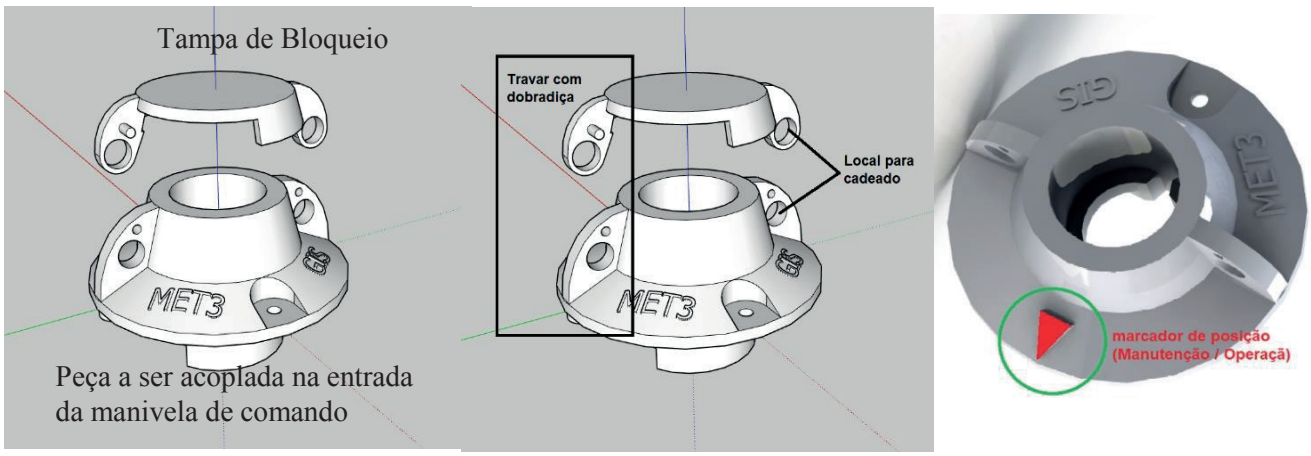


Fig. 5. Estudos e projetos iniciais do dispositivo de bloqueio

Para fabricação do protótipo, a Divisão de Engenharia Elétrica (SMIE.DT) emitiu uma solicitação de serviço em 24/06/2024, conforme mostrado na Fig. 13. Em 25/10/2024, o protótipo foi testado no vão da unidade U12 da Itaipu Binacional. O dispositivo funcionou conforme esperado nos testes práticos, que contaram com a participação de integrantes das divisões SMMT.DT, OPUO.DT, SMIL.DT e SMIE.DT.



Fig. 6. Testes de campo realizados com o protótipo do dispositivo.

Nos testes práticos, o dispositivo foi instalado na chave seccionadora e um comando elétrico de abertura foi enviado. Quando em funcionamento correto, o dispositivo deve manter um microinterruptor acionado, impossibilitando o comando remoto. Os testes demonstraram que o dispositivo efetivamente impede o acionamento remoto, e sua tampa com cadeado impossibilita o acionamento local da chave seccionadora.

5 RESULTADOS E ANÁLISES

5.1 Análise Técnica

A primeira abordagem considerada foi o bloqueio do comando elétrico das seccionadoras através de um dispositivo instalado no disjuntor de comando. Esta solução foi descartada devido à localização do disjuntor dentro do painel, suas dimensões reduzidas e fragilidade aparente, por ser um equipamento antigo.
O bloqueio através das entradas das manivelas de operação surgiu como alternativa mais viável. A existência dessa entrada viabilizou o desenvolvimento do dispositivo apresentado nesse artigo. Uma vantagem adicional desta solução é o fato das seccionadoras possuírem acionamento tripolar, Fig. 7, permitindo o bloqueio simultâneo das três fases com um único dispositivo.

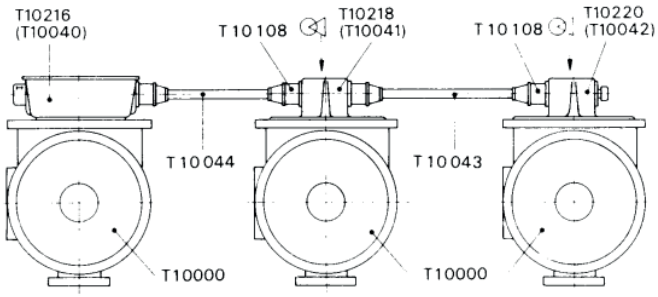


Fig. 7. Seccionadoras com acionametno tripolar.

A implementação de bloqueios mecânicos com cadeados exigirá que os responsáveis pela manutenção verifiquem presencialmente a desenergização realizada pela equipe de Operação. Essa medida é essencial, considerando que, devido às distâncias entre a GIS e os equipamentos em manutenção, o processo atual se

torna vulnerável ao uso de confirmações remotas (como por telefone ou rádio), contrariando as diretrizes estabelecidas pela NR10.
Além de confirmar a abertura das seccionadoras de manobra, será possível verificar o fechamento das seccionadoras de aterramento, com ambas sendo bloqueadas por cadeados utilizando o dispositivo de bloqueio ilustrado na Fig. 6. Isso assegurará que o sistema permaneça desenergizado e aterrado durante todo o período de manutenção das torres ou equipamentos de alta tensão.
Dispositivos multiplicadores de cadeados permitirão que diferentes equipes envolvidas no processo da Manutenção e Operação, realizem seus bloqueios simultaneamente. Esses dispositivos também possibilitam a instalação de etiquetas de sinalização contendo informações relevantes sobre os serviços em execução.
Tanto a desenergização quanto a energização do sistema seguirão obrigatoriamente as etapas previstas na NR10, garantidas pela aplicação do dispositivo de bloqueio.

O dispositivo garante o cumprimento de todas as etapas da NR10, resumidas pelo mnemônico DICASS:

- Desernergizar: Manobras das seccionadoras de manobra e aterramento pela Operação;
- Impedir/Bloquear: Verificação e bloqueio das seccionadoras pela Manutenção (executores dos serviços);
- Checar: Verificação local de todas as seccionadoras pela Manutenção;
- Aterrar: Verificação e bloqueio das seccionadoras de aterramento pela Manutenção;
- Sinalizar: Instalação de etiquetas de sinalização junto aos cadeados.

5.2 Viabilidade e Benefícios

O desenvolvimento interno do dispositivo de bloqueio representa uma solução altamente eficiente em termos de custo-benefício. Cada unidade utiliza aproximadamente U$14,00 em matéria-prima (PA12), com tempo de produção de uma hora na impressora 3D, além de seis horas para desenvolvimento do projeto em CAD. O uso da infraestrutura existente no Laboratório de Itaipu minimiza custos adicionais de implementação. A implementação do dispositivo de bloqueio mecânico nas chaves seccionadoras da GIS proporciona benefícios significativos em três aspectos principais:

Inovação e Aspectos Técnicos
- Adaptação de equipamentos da década de 1980 aos requisitos modernos da NR10
- Uso de tecnologia de impressão 3D permitindo fabricação local e customização
- Solução que não requer modificações estruturais nos equipamentos originais
- Sistema padronizado aplicável a todas as chaves da GIS

Segurança e Operação
- Garantia física do bloqueio de equipamentos desenergizados
- Possibilidade de trabalhos simultâneos com segurança
- Melhor coordenação entre equipes de manutenção e operação
- Rastreabilidade através do sistema de múltiplos cadeados
- Redução significativa dos riscos de energização acidental

Viabilidade Econômica
- Baixo custo unitário (aproximadamente U$14,00 em material)
- Redução de perdas operacionais por desligamentos
- Processo de fabricação otimizado (1h de produção por peça)
- Aproveitamento da infraestrutura existente do laboratório
- Alinhamento com o Objetivo Estratégico 1 (OE1) da Itaipu Binacional

Os resultados obtidos nos testes iniciais indicam que a solução atende plenamente aos requisitos de segurança e operacionais, possibilitando sua implementação em larga escala na usina.

6 CONCLUSÃO

Na Itaipu Binacional, os requisitos de SMS (Saúde, Meio Ambiente e Segurança) são fundamentais para garantir a execução segura e eficiente dos serviços de manutenção. Os equipamentos de manobra da GIS possuem intertravamentos elétricos que asseguram a realização correta das manobras de desenergização e energização, protegendo as equipes de manutenção de linhas, equipamentos e transformadores. Contudo, alinhado ao princípio da melhoria contínua, este artigo apresenta uma solução simples e eficaz para aprimorar ainda mais a segurança nesses processos.

Embora os procedimentos da NR10 já sejam aplicados localmente pelas equipes de manutenção, a implementação do dispositivo de bloqueio mecânico desenvolvido eleva a confiabilidade do processo. A solução não apenas previne possíveis erros de manobra, mas também fortalece a aderência aos fundamentos da NR10, possibilitando a adoção de diversas medidas administrativas de segurança. Essa abordagem é especialmente relevante, considerando que trabalhos em sistemas desenergizados podem gerar uma falsa sensação de segurança, reduzindo a percepção de risco das equipes.

O protótipo, fabricado por impressão 3D, foi testado com sucesso em outubro de 2024 na unidade U12, demonstrando eficácia tanto no bloqueio mecânico quanto na prevenção de acionamentos remotos. A solução permite o uso de múltiplos cadeados e placas de sinalização, atendendo às demandas de diferentes equipes envolvidas nos procedimentos de manutenção.

O projeto destaca como tecnologias modernas, como a impressão 3D, podem ser aplicadas para adaptar equipamentos antigos às exigências atuais de segurança. A solução desenvolvida possui potencial para aplicação em outros sistemas similares, beneficiando instalações que enfrentam desafios de adequação à NR10.

Com um custo-benefício favorável e fabricação local, esta solução inovadora reflete o compromisso da Itaipu Binacional com a melhoria contínua de seus processos. O dispositivo de bloqueio foi uma das ideias vencedoras do INOWATT 2024 de Itaipu na categoria Produção de Energia, destacando-se pelos ganhos em segurança e baixo custo. A expectativa é que a implementação em larga escala dessa solução contribua significativamente para aprimorar a segurança nas atividades de manutenção, estabelecendo um novo padrão de excelência em segurança operacional para equipamentos e linhas de alta tensão na Itaipu Binacional.

7 CITAÇÕES BIBLIOGRÁFICAS

[1] Brown Boveri & Cie., "Componentes para instalação de manobra blindadas isoladas com gás SF6", Manual Técnico, BBC, 1980.

[2] Itaipu Binacional, "Aspectos de Engenharia", Marketing Editorial, Foz do Iguaçu, Brasil, 2009.

[3] H.C. Silva, "Curso Chaves Seccionadoras", Notas de Aula, PUC Minas, Belo Horizonte, Brasil, 2024.

[4] J. Gomes Pereira and J.B. de Sousa, "Manual de auxílio na interpretação e aplicação da NR10", Ministério do Trabalho, Brasília, Brasil, 2010.

[5] Itaipu Binacional, "IME303 - Aterramento Temporário Em Linhas De Transmissão", Rev. 3, Foz do Iguaçu, Brasil, 2017.

[6] IEC TS 60479-1, "Effects of current on human beings and livestock - Part 1: General aspects", International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland, 2016.

[7] P.R. Labegalini, "Projetos mecânicos das linhas aéreas de Transmissão", Ed. Blucher, São Paulo, Brasil, 1992.

Comitê de Estudos C3 - Desempenho ambiental e sustentabilidade do sistemas de potência

APLICAÇÃO DA ANÁLISE HIERÁRQUICA DE PROCESSOS NA DETERMINAÇÃO DO CÔMPUTO E VALORAÇÃO DE POTENCIAIS COMPLETOS DO RECURSO ENERGÉTICO DE FONTE NUCLEAR

R. SOUZA*
Universidade de São Paulo
Brasil
rodrigosouza.etec@gmail.com

M.E.M. UDAETA
Universidade de São Paulo
Brasil
udaeta@pea.usp.br

V.T. NASCIMENTO
Universidade de São Paulo
Brasil
viviane.tav.nascimento@gmail.com

V.M. MASSARA
Universidade de São Paulo
Brasil
vanessa.massara@gmail.com

Resumo *– O objetivo deste trabalho é avaliar tecnologias de produção de energia nuclear de forma abrangente, considerando as dimensões técnico-econômica, social, ambiental e política. A metodologia básica empregada é o Cômputo e Valoração dos Potenciais Completos, no sentido de incluir fatores ambientais, sociais, políticos e técnico-econômicos. Para isso, considera-se um estudo de caso que compara a usina nucleoelétrica Angra 3 no Brasil com a usina termonuclear TerraPower, nos EUA, empregando a Análise Hierárquica de Processos. Os resultados evidenciam que, com base na usina TerraPower, a tecnologia "TWR" apresenta vantagens em eficiência energética (40% contra 30%), redução de resíduos e menor impacto ambiental (10 milhões de m³/ano contra 30 milhões de m³/ano) em comparação com a "PWR" de Angra 3. Além disso, a TerraPower demonstra maior aceitação social e menor dependência de financiamento estatal. Conclui-se, que no contexto das dimensões do desenvolvimento sustentável (técnico-econômica, ambiental, política e social) que a tecnologia TWR pode ser considerada como uma alternativa mais em conta e alinhada com as demandas contemporâneas de transição energética, considerando a importância da fonte nuclear e no planejamento energético global. Inserir um aspecto que demonstre*

Palavras-chave: Planejamento integrado de recursos; Custeio e valoração de potenciais completos; Análise hierárquica de processos; Reatores PWR; Reatores TWR.

1 INTRODUÇÃO

No contexto do mundo contemporâneo, cuja transição energética e a mitigação de impactos das mudanças climáticas se fazem temas onipresentes e prementes, o planejamento energético passa a ser desenvolvido em uma abordagem global e integrada, que transcende os métodos tradicionais, focados penas nas análises técnica e econômica. Cada vez mais, esse planejamento tem como foco garantir que os benefícios energéticos alcancem a comunidade como um todo, considerando não apenas a eficiência e as previsões dos recursos, mas também o impacto social, ambiental e político das decisões. Nesse sentido, deve-se priorizar as estratégias energéticas que sejam sustentáveis e inclusivas, envolvendo a participação de diferentes atores, como a população, empresas e governos, em contraste com os métodos tradicionais, nos quais apenas os elementos institucionais diretamente envolvidos tinham participação.

Diante da necessidade de um planejamento energético mais amplo e integrado, busca-se o desenvolvimento e uso de metodologias capazes de capturar a complexidade envolvida na escolha e gestão dos recursos energéticos. É nesse contexto que o Cômputo e Valoração dos Potenciais Completos (CVPC) se apresenta

como uma ferramenta que possibilita aos planejadores determinarem os custos completos dos recursos energéticos tanto na dimensão técnico-econômica, quanto nas dimensões social, política e ambiental. Ao integrar essas diferentes dimensões, o CVPC complementa o planejamento energético contemporâneo, fornecendo uma visão holística que apoia a escolha das melhores alternativas tecnológicas e fontes energéticas, possibilitando o desenvolvimento energético sustentável, incluindo também as necessidades da comunidade como um todo [1].
Neste trabalho o objetivo geral é explicitar como a AHP pode ser aplicada na determinação do CVPC do recurso energético de fonte nuclear, comparando as tecnologias PWR (pressurized water reactor) e TWR (traveling wave reactor).
A justificativa para o trabalho reside no fato de que atualmente, há um processo de revisão dos investimentos em energia de fonte nuclear por fissão, especialmente nos Estados Unidos, com foco no incremento de investimentos e subsídios. Esta revisão, em grande parte, é motivada pela escassez de recursos energéticos tradicionais, tais como o petróleo e as alterações climáticas, que alteram ciclos hídricos, necessários para a geração hidrelétrica por exemplo, logo, o desenvolvimento de novas tecnologias e o aprimoramento de tecnologias existentes na fissão nuclear se faz necessário dado o aumento da demanda energética global e necessidade de atendimento das regulamentações relacionadas à diminuição de emissões de gases do efeito estufa.
Além disso, os reatores nucleares de quarta geração e os microrreatores surgem como alternativas promissoras no cenário energético atual, oferecendo maior eficiência e segurança em relação às tecnologias de fissão nuclear tradicionais.

2 O ESTADO DA ARTE NO DESENVOLVIMENTO DAS TECNOLOGIAS PWR E TWR

A fissão nuclear é um processo no qual o núcleo de um átomo pesado, como o urânio-235 ou o plutônio-239, é dividido em núcleos menores após ser bombardeado por nêutrons, liberando grandes quantidades de energia [2].

Os reatores nucleares de fissão tiveram sua origem no contexto da Segunda Guerra Mundial, com o desenvolvimento do Projeto Manhattan, que visava utilizar a energia liberada pela fissão, para fins bélicos. Em 1942, o físico Enrico Fermi liderou a construção do primeiro reator nuclear controlado, o Chicago Pile-1, que demonstrou pela primeira vez a observação da fissão controlada. Após a guerra, o foco se expandiu para o uso pacífico da tecnologia, com o desenvolvimento de reatores destinados à geração de eletricidade e à propulsão naval [3].

Os reatores nucleares de primeira geração foram desenvolvidos entre as décadas de 1950 e 1960, em um período de experimentação e pioneirismo. Esses reatores foram os primeiros a gerar eletricidade de forma comercial e caracterizam-se por uma engenharia simples, com baixo foco em eficiência e ausência de parâmetros e dispositivos de segurança eficazes [4].

Na década de 1970, surgiram os reatores de segunda geração, com foco em maior eficiência e segurança operacional. A tecnologia mais representativa dessa geração é o Pressurized Water Reactor (PWR), amplamente adotado em quase todo o planeta, além do Boiling Water Reactor (BWR), desenvolvido e operado especialmente nos EUA. Ambos os reatores utilizavam água leve como moderador e refrigerante, mas diferiam no método de geração de vapor [5].

Os reatores de terceira geração, desenvolvidos a partir da década de 1990, são uma evolução dos reatores anteriores, com melhorias consideráveis em segurança passiva, eficiência de combustível e vida útil do dispositivo. Entre os principais exemplos estão o os japoneses Advanced Pressurized Water Reactor (APWR) e Advanced Boiling Water Reactor (ABWR), além do European Pressurized Reactor (EPR), desenvolvido pela França e Alemanha. Esses reatores incluem recursos avançados de segurança, como sistemas de resfriamento passivos que funcionam sem intervenção humana ou eletrônica, e maior resistência a acidentes graves [6].

Os reatores de quarta geração estão atualmente em fase de pesquisa e desenvolvimento, com expectativas de entrarem em operação na próxima década. Eles visam superar as limitações das gerações anteriores, oferecendo maior eficiência energética, minimização de resíduos nucleares e maior segurança. Entre os tipos mais promissores estão os reatores de sódio refrigerado (SFR), reatores de alta temperatura com gás refrigerado (HTGR), reatores rápidos (Fast Neutron Reactors) e reatores de ondas viajantes (TWR). Esses

reatores utilizam tecnologias avançadas, como a queima de combustível nuclear usado e o ciclo de combustível fechado, que recicla material fissionável [7].

2.1 Reatores PWR

Os reatores de reator de água pressurizada (PWR) são a tecnologia de reatores de fissão nuclear mais amplamente utilizada no mundo para geração de energia elétrica. Desenvolvidos inicialmente nos Estados Unidos no final da década de 1950, esses reatores utilizam água sob alta pressão como moderador e refrigerante para controlar a ocorrência em cadeia de fissão nuclear. O PWR mantém a água em estado líquido, impedindo sua ebulição dentro do reator, mesmo em altas temperaturas, devido à elevada pressão sobre o líquido, em cerca de 160 ATM [8].

Os reatores de água pressurizada (PWR) possuem uma arquitetura projetada para maximizar a eficiência na moderação de nêutrons e controle térmico, o que os torna um dos tipos de reatores mais utilizados no mundo [9].

A estrutura do reator PWR também se caracteriza pela separação entre o circuito primário e o circuito secundário. No circuito primário, a água pressurizada circula através do núcleo do reator, absorvendo calor gerado pela fissão nuclear [10].

Os reatores PWR apresentam diversos aspectos positivos que os tornam amplamente utilizados na geração de energia nuclear. Um dos principais benefícios é a sua segurança intrínseca, baseada no desenho de dois circuitos separados, o primário e o secundário, que minimizam o risco de contaminação radioativa fora do núcleo [11].

Por outro lado, os reatores PWR também apresentaram restrições. O uso de alta pressão no circuito primário exige componentes robustos e manutenção complexa, o que aumenta os custos de construção e operação. Outro desafio é a eficiência térmica relativamente baixa em comparação com outros tipos de reatores, como os de nêutrons rápidos e de ondas viajantes [8].

2.2 Reatores TWR

Os reatores de onda viajante - TWR (Traveling Wave Reactor) são uma inovação promissora na tecnologia de fissão nuclear, projetada para maximizar a eficiência do uso de combustível nuclear e minimizar a geração de resíduos. Ao contrário dos reatores convencionais, que normalmente requerem urânio enriquecido como combustível (como os PWR), os TWR utilizam urânio natural (238) ou resíduos de urânio-235 de reatores PWR, permitindo uma utilização mais eficiente dos recursos nucleares disponíveis [12].

A arquitetura do reator de onda viajante (TWR) é projetada para otimizar a eficiência do combustível e reduzir a geração de resíduos nucleares. Um dos elementos mais distintivos dessa arquitetura é o seu núcleo, que utiliza urânio natural em vez de urânio enriquecido, permitindo uma utilização mais eficiente dos recursos nucleares. O núcleo é estruturado de forma a permitir a propagação de uma onda de fissão, que se move através do combustível conforme ele é consumido. Essa característica proporciona um ciclo de vida prolongado ao reator, uma vez que a necessidade de reabastecimento é significativamente reduzida [13].

A geometria do reator TWR é composta por um arranjo de feixes de combustível dispostos em um formato que facilita a propagação da onda de fissão. Esse arranjo é projetado para maximizar a interação entre os nêutrons liberados durante a fissão e o combustível restante, assegurando que uma quantidade suficiente de fissão continue a ocorrer à medida que o combustível se consome [14].

Além disso, o reator TWR incorpora um sistema de resfriamento que é determinante para seu elevado nível de segurança. O refrigerante, que pode ser água ou outro fluido, circula pelo núcleo, removendo o calor gerado pela fissão e mantendo a temperatura dentro de limites seguros. O design do sistema de resfriamento é feito para garantir que a transferência de calor ocorra de maneira eficiente, evitando pontos excessivamente quentes que poderiam comprometer a integridade do núcleo [15].

Outro aspecto importante da arquitetura do TWR é sua capacidade de operar em um ciclo de combustível fechado (reciclagem do combustível). Desta forma o reator pode ser projetado para utilizar os resíduos gerados por outros reatores, reciclando-os como combustível, dando destino útil aos resíduos de outros reatores (como PWR) e aumentando a eficiência do uso de recursos [14].

Deve-se considerar que a arquitetura do reator TWR representa uma inovação significativa na tecnologia de fissão nuclear. Ao integrar uma estrutura que favorece a propagação de uma onda de fissão, um sistema de resfriamento eficiente e a possibilidade de um ciclo de combustível fechado, os TWR buscam oferecer uma solução energética mais sustentável e segura.

2.3 Cômputo e valoração de potenciais completos

O conceito de Computo e Valoração dos Potenciais Completos (CVPC), conforme delineado por [16], refere-se a um método de avaliação e mensuração dos recursos energéticos sob uma perspectiva integrada e multidimensional, no contexto do Planejamento Integrado de Recursos (PIR). O CVPC busca contabilizar não apenas os custos financeiros de uma determinada fonte de energia, mas também seu impacto técnico, econômico, social, ambiental e político.

Na perspectiva do PIR, a valoração dos potenciais completos envolve a análise de cada fonte de energia a partir de uma série de indicadores divididos em quatro dimensões: técnico-econômica, social, política e ambiental. Essas dimensões consideram aspectos como confiabilidade, custo de geração, impacto na sociedade, criação de empregos, aceitação social, e efeitos no meio ambiente, entre outros [1].

3 MÉTODOS

Para o desenvolvimento do CVPC neste estudo, optou-se pela aplicação da análise hierárquica de processos (AHP - Analytic Hierarchy Process), a qual é uma técnica de tomada de decisão que organiza e prioriza múltiplos critérios e alternativas em um problema complexo. Desenvolvida por Thomas Saaty na década de 1970, essa metodologia é amplamente utilizada em áreas como planejamento, gerenciamento e avaliação de projetos, pois permite que decisores analisem problemas de forma estruturada e racional [17].

4 ESTUDOS DE CASO

Este estudo de caso baseia-se na comparação entre as usinas nucleares Angra 3 (Brasil) e TerraPower (EUA). A comparação entre as usinas Angra 3 e TerraPower é relevante no contexto do CVPC e do PIR devido às suas diferentes tecnologias de reatores e suas implicações na eficiência, custos e impactos ambientais.

A Usina Nuclear Angra 3 (em construção), localizada em Angra dos Reis, no Brasil, utiliza a tecnologia PWR, que é um dos modelos mais tradicionais e amplamente utilizados na geração de energia nuclear em todo o mundo. Esse tipo de reator funciona com urânio enriquecido como combustível, no qual a fissão nuclear aquece a água dentro do circuito primário fechado. Essa água, mantida sob alta pressão, não ferve, mas transfere calor para o circuito secundário por meio de um gerador de vapor, no qual a água é convertida em vapor para acionar turbinas e gerar eletricidade. Com uma potência instalada de aproximadamente 1.405 MW, Angra 3 foi projetada para atender parte da demanda energética do Brasil [18].

A tecnologia PWR é conhecida por sua alta confiabilidade operacional, devido ao seu projeto de circuito duplo, que mantém o material radioativo contido no circuito primário e o separa do ciclo de geração de eletricidade. Este aspecto reduz o risco de liberação de materiais radioativos no ambiente, proporcionando uma operação mais segura. No entanto, essa tecnologia requer reatores de alta pressão, o que significa que o sistema opera a pressões de até 150 atmosferas. Esse nível de pressão implica no uso de materiais altamente resistentes e de manutenção robusta para garantir a integridade estrutural do reator ao longo de sua vida útil [19].

A usina Angra 3 ocupa uma área de cerca de 1,2 milhão de metros quadrados, que inclui não apenas a infraestrutura para a geração de energia, mas também instalações de segurança, áreas de resfriamento e administração. O sistema de resfriamento de Angra 3 utiliza água do mar para dissipar o calor do circuito

secundário, devolvendo a água ao oceano após uma leve elevação de temperatura. Estudos ambientais contínuos são necessários para monitorar e mitigar potenciais impactos [20].

A TerraPower, fundada em 2007, é a empresa responsável pelo desenvolvimento do primeiro reator operacional, com a tecnologia TWR, que representa um avanço no campo dos reatores rápidos resfriados a sódio, integrando a quinta geração de reatores de fissão. Este reator utiliza urânio natural e urânio empobrecido (normalmente de resíduos nucleares de reatores do tipo PWR) em um ciclo de breed-and-burn (produção e consumo do combustível), no qual o urânio-238 é convertido em plutônio-239, que por sua vez é utilizado como combustível físsil. Esse processo permite prolongar o ciclo de vida do combustível sem a necessidade de enriquecimento adicional ou reprocessamento, resultando em uma economia de combustível de até 40 vezes em relação aos reatores de água leve. O TWR é projetado para operar com alta eficiência e capacidade de 1200 MW, ocupando uma área de 300 mil metros quadrados, o que é significativamente menor do que a de usinas nucleares tradicionais devido à eficiência compacta do design. O investimento estimado para sua construção gira em torno de 10 bilhões de dólares [21].

O núcleo é composto por conjuntos de varetas de combustível de liga de urânio-zircônio, envoltas em aço martensítico-ferrítico, uma liga resistente ao inchamento sob irradiação, garantindo durabilidade e segurança mesmo em ciclos de longa duração. O projeto prevê um ciclo de operação de até 60 anos, com recargas mínimas de combustível, tornando o reator uma solução econômica e de baixa manutenção [22].

Uma característica fundamental do TWR é o seu conceito de "onda estacionária", no qual o processo de queima de combustível ocorre em um padrão fixo dentro do núcleo, sem a necessidade de reprocessamento ou reposicionamento frequente do combustível. Esse arranjo inovador de gerenciamento de combustível permite que o reator mantenha uma alta taxa de transmutação de urânio-238 para plutônio-239, maximizando a eficiência do combustível [23].

Os impactos ambientais do TWR são podem ser mitigados pela alta eficiência no uso de combustível e pela redução significativa de resíduos nucleares. A tecnologia do TWR gera 80% menos resíduos em comparação com os reatores de água leve convencionais, devido à capacidade de queimar o combustível de maneira mais completa e eficaz [24].

A AHP foi aplicada considerando as quatro dimensões do Planejamento Integrado de Recursos (PIR): técnico-econômica, ambiental, social e política. Para cada dimensão, foram definidos critérios de avaliação específicos, que foram comparados par a par, atribuindo-se pesos relativos com base em sua importância. A partir dessas comparações, determinou-se a pontuação relativa de cada critério, permitindo a consolidação de uma pontuação final para cada tecnologia analisada. Essa pontuação final, que reflete a avaliação integrada das quatro dimensões, é apresentada na Tabela I, permitindo uma comparação clara e estruturada entre as usinas Angra 3 e TerraPower.

A partir da definição dos pontos relativos das duas opções de usinas, procedeu-se à definição da pontuação final, na qual todos os critérios são avaliados, conforme Tabela I.

TABELA I. PONTUAÇÃO FINAL ENTRE AS DUAS OPÇÕES

		PONTUAÇÃO FINAL	
		Angra III	TerraPower
DIMENSÃO TÉCNICO-ECONÔMICA	Capacidade estimada	0,0002	0,0016
	Fator de capacidade	0,0003	0,0017
	Custo de construção	0,0001	0,0004
	Custo de geração	0,0033	0,0205
	Disponibilidade operacional	0,0025	0,0159
	MTBF	0,0029	0,0179
	Complexidade de manutenção	0,0000	0,0001
	Eficiência térmica	0,0030	0,0188
	Vida útil	0,0002	0,0014
DIMENSÃO AMBIENTAL	Área ocupada	0,0001	0,0006
	Consumo de água	0,0007	0,0044
	Volume resíduos radioativos	0,0094	0,0591
	Impacto ecossistemas	0,0022	0,0137
	Risco de acidente	0,0106	0,0664
DIMENSÃO SOCIAL	Geração empregos	0,0007	0,0047
	Aceitação social	0,0011	0,0072
	Impacto desenvolvimento	0,0001	0,0008
	Percepção segurança	0,0124	0,0777
	Impacto social resíduos	0,0090	0,0567
DIMENSÃO POLÍTICA	Apoio governamental	0,0007	0,0045
	Incentivos fiscais	0,0026	0,0162
	Aceitação regulamentar	0,0014	0,0090
	Propriedade e controle	0,0010	0,0060
	Alinhamento políticas energia	0,0169	0,1059
	Total	0,0816	0,5109

A Tabela I, que apresenta a pontuação final, explicita a análise detalhada dos critérios nas dimensões técnico-econômica, social, política e ambiental das duas usinas nucleares, Angra III e TerraPower.

O custo de geração e a eficiência térmica apresentam um gap significativo entre as opções, o que implica que a tecnologia da TerraPower consegue otimizar melhor a conversão de energia, resultando em um menor custo por unidade gerada. A complexidade de manutenção, embora seja um critério com menor peso na decisão final, pode influenciar o tempo e os recursos necessários para manter a usina funcionando em seu máximo desempenho.

4 DISCUSSÃO E RESULTADOS

A utilização da AHP possibilitou a estruturação da avaliação dos critérios, permitindo uma análise mais profunda e sistemática das preferências e prioridades associadas a cada tecnologia.

Na dimensão social, a AHP revelou uma clara predominância da Percepção de Segurança e do Impacto Social de Resíduos. A priorização da segurança reflete as preocupações das comunidades e reguladores em relação aos riscos potenciais da energia nuclear.

Na dimensão ambiental, a AHP destacou a gestão de Resíduos Radioativos como uma preocupação central. A ênfase nessa questão, quantificada pelo método, reflete uma crescente consciência sobre os impactos ambientais a longo prazo da geração de energia nuclear. A minimização e o tratamento adequado de resíduos são percebidos como essenciais para a sustentabilidade das operações nucleares. A AHP também evidenciou que o Risco de Acidente é uma preocupação relevante, sublinhando a necessidade de medidas robustas de segurança e planejamento de emergência.

Ao comparar as duas usinas, a pontuação final, que utiliza os resultados da AHP, demonstra que a tecnologia da TerraPower obteve 0,68 e a usina de Angra III obteve 0,32 0,32, indicando que a nova tecnologia de ondas viajantes (TWR) é vista como mais eficiente, inovadora e alinhada com as necessidades contemporâneas de energia, no entanto, mesmo a tecnologia PWR de Angra III sendo mais antiga, ainda sim demonstrou sua competitividade e adequação às demandas contemporâneas.

Embora a pontuação de Angra III seja inferior, ela ainda revela que a tecnologia PWR possui relevância em determinados contextos, especialmente considerando o apoio governamental e a infraestrutura existente no Brasil. Contudo, em comparação com a TerraPower, Angra III enfrenta limitações em termos de inovação tecnológica e sustentabilidade a longo prazo.

5 CONCLUSÕES

A aplicação das quatro dimensões que estabelecem a consideração direta do desenvolvimento sustentável como elemento de referência atual, devido aos eventos climáticos extremos e as questões da transição energética inerentes, sendo tais dimensões estabelecidas na aplicação do CVPC, viabilizando o estudo comparativo entre duas tecnologias nucleares.

O reator PWR, utilizado na usina de Angra III, representa uma tecnologia madura e exaustivamente testada. Suas vantagens incluem confiabilidade operacional, apoio governamental e segurança reconhecida. No entanto, esta tecnologia enfrenta desafios em termos de eficiência térmica, maior geração de resíduos radioativos e maior consumo de recursos, como água, em comparação com tecnologias mais recentes.

Por outro lado, o reator TWR da empresa TerraPower, oferece uma alternativa inovadora com maior eficiência energética e menor geração de resíduos. O TWR pode operar por períodos mais longos sem reabastecimento, utilizando urânio empobrecido ou resíduos de urânio-235, o que aumenta a sustentabilidade. Além disso, ocupa uma área significativamente menor e tem um impacto ambiental mais restrito. Entretanto, por ser uma tecnologia mais recente, ainda necessita de maiores estudos para sua validação em operação comercial.

A discussão em torno da energia nuclear está diretamente ligada às mudanças climáticas e à necessidade urgente de reduzir as emissões de carbono. As fontes fósseis, apesar de dominarem a matriz energética global, têm um impacto devastador na biodiversidade e na estabilidade climática. O uso excessivo dessas

fontes tem dizimando inúmeras espécies, e a própria sobrevivência humana pode estar comprometida se as emissões de gases de efeito estufa não forem drasticamente reduzidas. Neste contexto, a energia nuclear, que surgiu historicamente com o estigma de possível forma de destruição em massa, hoje se apresenta como uma solução viável para mitigar os impactos das mudanças climáticas, uma vez que a operações de centrais nucleares não emite gases do efeito estufa como resultado da fissão.

Grandes empresas de tecnologia estão apostando no potencial da energia nuclear, especialmente por meio do desenvolvimento de pequenos reatores modulares (SMR). Empresas como Google, Microsoft e Oracle já estão investindo em reatores nucleares compactos para alimentar seus data centers, cujo consumo de energia é crescente devido ao avanço da inteligência artificial e ao processamento de grandes volumes de dados. Esses pequenos reatores modulares, como os das empresas Kairos Power e NuScale, são mais seguros, eficientes e podem ser instalados em uma variedade maior de locais, inclusive em áreas urbanas. Esse movimento reforça as previsões da energia nuclear e aponta para um futuro em que a dependência de combustíveis fósseis pode ser reduzida.

Portanto, a energia nuclear, seja em tecnologias tradicionais como a PWR, ou através de inovações como TWR e os SMR, pode ser considerada como uma das principais alternativas para atender à crescente demanda energética com menor impacto ambiental, sendo uma opção mais viável hoje do que nas décadas passadas.

Como perspectivas futuras, verifica-se a possibilidade de aprofundamento nos critérios empregados, atualizando-os ou substituindo-os à luz de novos dados, especialmente quando a usina da TerraPower entrar em operação, o que se espera, ocorra na próxima década. Os dados de campo podem aprimorar o estudo e apresentar novas perspectiva até então não exploradas.

REFERÊNCIAS

[1] M.E.M. Udaeta, “Novos instrumentos de planejamento e o desenvolvimento sustentável – planejamento integrado de recursos energéticos na USP: Pesquisa Científica Realizada e Ferramentas Metodológicas Consolidadas no PIRnaUSP Aplicadas à RAA”, Tese de Livre Docência em Energia Elétrica - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

[2] N. Schunck and D. Regnier, “Theory of nuclear fission”, Progress in Particle and Nuclear Physics, v. 125, p. 103963, 2022.

[3] S.D. Ayare, S. Dolatade, and S. Tekade, “A review on current scenario of energy, nuclear reactor technology and cold trap”, Clean Technologies and Environmental Policy, p. 1-15, 2024.

[4] D.L. Zverev, S.M. Neevin, D.L. Doronkov, and L.B. Sokolova, “Nuclear Ship Reactor Installations: From Gen 1 to 5”, Atomic Energy, v. 129, n. 1, p. 1-7, 2020.

[5] N. Chaudhari, “Nuclear Power Reactor-An Overview”, Saudi J Eng Technol, v. 8, n. 7, p. 155-162, 2023.

[6] B. Wealer, S. Bauer, C.V. Hirschhausen, C. Kemfert, and L. Göke, “Investing into third generation nuclear power plants-Review of recent trends and analysis of future investments using Monte Carlo Simulation”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 143, p. 110836, 2021.

[7] M. Drosińska-Komor, J. Głuch, Ł. Breńkacz, and P. Ziółkowski, “On the use of selected 4th generation nuclear reactors in marine power plants”, Polish Maritime Research, v. 29, n. 1, p. 76-84, 2022.

[8] P. Fernández-Arias, D. Vergara, and J.A. Orosa, “A global review of PWR nuclear power plants”, Applied Sciences, v. 10, n. 13, p. 4434, 2020.

[9] J. Xing, W. Li, S. Deng, P. Duan, and X. Ma, “Research on forecasting approach of key parameters of PWR pressurizer water level”, in Journal of Physics: Conference Series, v. 2425, n. 1, p. 012038, IOP Publishing, 2023.

[10] S. Yang, X.B. Li, Y.S. Liu, J.N. Xu, and D.C. Zhang, “Response characteristics of PWR primary circuit under SBLOCAs considering steam bypass discharging”, Nuclear Science and Techniques, v. 35, n. 6, p. 101, 2024.

[11] S.M.T. Rahman, M.S.A. Joarder, A.M. Hashan, S.M.M. Rahman, and R.H. Ali, “Holistic Approach to Safety and Operational Stability: Analyzing VVER-1200 Reactor Dynamics in SGTR and AC Power Loss”, Research Square, 2024.

[12] B. Levpuscek, “Traveling wave reactor”, Matrika, n. 09, 2022.

[13] B. Noll, T. Iten, and F. Lüscher, “A synthesized analysis of the state of the ‘advanced’ US nuclear industry”, Schweizerische Energie-Stiftung, 2021.

[14] R. Buño, “Modeling multiphysics of traveling wave reactor spent fuel disposal in deep crystalline host rock”, Tese de Doutorado, Massachusetts Institute of Technology, 2020.

[15] S.S. Awaluddin, S. Sihana, and A. Agung, “Temperature coefficient and conversion ratio analysis on proposed modified core model traveling wave reactor prototype”, in AIP Conference Proceedings, AIP Publishing, 2020.

[16] R.L. Baitelo, “Modelo do cômputo e valoração de potenciais completos de recursos energéticos para o planejamento integrado de recursos”, Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011.

[17] T.L. Saaty, “Decision making with the analytic hierarchy process”, Scientia Iranica, v. 9, n. 3, 2002.

[18] N.Z. Santos, “Nuclear technologies status in Latin America: contributions from Empresa Brasileira de Participações Em Energia Nuclear E Binacional SA-Enbpar”, International Atomic Energy Agency, 2019.

[19] O.P. Singh, “Nuclear reactors of the future”, in Physics of Nuclear Reactors, Academic Press, p. 695-746, 2021.

[20] J.P.N.L. Barros, T.A.V. Casillas, and M. Ramires, “Análise do projeto e construção da barreira marítima na usina Angra I”, Research, Society and Development, v. 9, n. 10, p. e3009108666, 2020.

[21] TerraPower, LLC, “Traveling-wave reactors: a truly sustainable and full-scale resource for global energy needs”, Proceeding of ICAPP, 2010.

[22] J. Gilleland, R. Petroski, and K. Weaver, “The traveling wave reactor: design and development”, Engineering, v. 2, n. 1, p. 88-96, 2016.

[23] T. Ellis, “Traveling-Wave Reactors: A Truly Sustainable and Full-Scale Resource for Global Energy Needs”, Proceedings of ICAPP ’10, 2010.

[24] P. Hejzlar, “TerraPower, LLC Traveling Wave Reactor Development Program Overview”, Proceedings of ICAPP, 2013.v. 129, n. 1, p. 1-7, 2020.

Comité de Estúdios C3 - Sostenibilidad y desempeño ambiental de sistemas de potencia

Estudios e Innovaciones adoptadas en el Sistema de transferencia de peces del Proyecto de Ampliación de la CHY en la MI del Brazo Aña Cua.

ALFREDO DANIEL ARCE GÓMEZ
Entidad Binacional Yacyreta
Paraguay
adarceg@eby.gov.py

Resumen *– El Proyecto original de Yacyreta, en el Brazo Aña Cua contempló la construcción de un vertedero, pero, no se previó ningún sistema que atienda a la migración de los peces.*

En este trabajo se presentará los estudios y las innovaciones resultantes de estas investigaciones realizadas a través del Consultor para mejorar y buscar una mayor eficiencia en el Sistema de transferencia de Peces del Proyecto Aña Cua.

Se utiliza como base lo aprendido en los años de Operación de las Instalaciones para Peces de la CHY y se solicitó la participación de los especialistas en Fauna Ictica del Sector Medio Ambiente de la EBY por un lado y por otro se consulta a los especialistas del medio, como también la bibliografía de las obras recientes de esta naturaleza realizadas en el continente.

Se llega a un diseño optimizado, donde se tiene innovaciones tales como tomas de captación en distintos niveles y canales que reciben luz natural, disminuyendo el nivel de stress de los peces, asi como los elementos e instalaciones para el seguimiento e investigación de la vida y evolución de las especies ictícolas de la zona en el Rio Paraná

Palabras clave:
Fauna íctica;
Captación;
Transferencia;
Migración;
Medio Ambiente.

1 INTRODUCCIÓN

En este trabajo se presenta de forma resumida las propuestas de optimización del diseño del Sistema de Transferencia de Peces (STP) del Proyecto Aña Cua, respecto a los diseños presentados en el Pliego de Bases y Condiciones (PBC)[1] de la Licitación Internacional llamada al efecto de la construcción de la Hidroeléctrica. En los ajustes propuestos se tuvieron en cuenta diversas consideraciones desde el punto de vista ictiológico, ambiental, de construcción, operación y mantenimiento de la Central del Proyecto

Yacyreta. Cada propuesta de cambio o ajuste al diseño, tiene su respectiva justificación técnica y constructiva, la cual resalta la conveniencia de su adopción.

1.1 Diseño civil del sistema de transferencia de peces del Pliego de Bases y Condiciones

El STP propuesto en el PBC consiste en una esclusa que está localizada en el lado izquierdo de la Central, y dispone de canales de atracción en ambos lados del canal de restitución y en la margen izquierda del canal de restitución del vertedero.

1.2 Especies de peces consideradas para la transferencia

Las especies consideradas en el diseño del STP corresponden a especies migratorias, tales como, bagres y peces de escamas que se encuentran en la Tabla 1.

Tabla 1 - Especies de peces consideradas para la Transferencia

Nombre Científico	Nombre Común
Salminus maxillosus	dorado
Pseudoplatystoma coruscans	surubí
Pseudoplatystoma fasciatum	surubí
Surubim lima	cucharón
Hemisorubin platirinchus	tres puntos
Brycon orbignyanus	salmón
Piaractus mesopotamicus	pacú
Paulicea lutkeni	manguruyú
Zungaro zungaro	manguruyú
Luciopimelodus pati	patí
Raphiodon vulpinus	pira yagua
Prochilodus lineatus	sábalo
Leporinus obtusidens	boga
Leporinus acutidens	boga
Pterodoras granulosus	armado común
Pimelodus albicans	moncholo
Pimelodus clarias	amarillo
Oxydoras gneri	armado chancho

Sin embargo, los criterios de diseño y las optimizaciones propuestas para el STP tienen como objetivo reducir la selectividad específica del sistema y permitir la transferencia de peces de la mayor diversidad posible de especies.

2 EVALUACIÓN DEL DISEÑO CIVIL PRESENTADO EN EL PBC

2.1 Tipo de STP

Teniendo en consideración que la diferencia normal de niveles de agua entre la restitución y el embalse es de19.3 m, se podrían considerar como alternativas, sistemas de transferencia de peces en escalera, esclusa o elevador (Clay, 1995)[2].

Se realizó la evaluación de las diferentes alternativas del STP mencionadas y llegó a la conclusión de que el STP con esclusa, tal como está considerado en el PBC no es el más adecuado.

La alternativa de escalera no es apropiada para este caso dado que las presas laterales no tienen estribos naturales. Este tipo de alternativa requiere de estructuras de soporte específicas, en particular, rellenos de suelos o pedraplenes, además de canales que atravesarían los rellenos de la presa, situación que

hace que esta alternativa no tenga una factibilidad técnica, pues incide negativamente en la seguridad de la estructura.

Las esclusas y ascensores corresponden a alternativas con funcionamiento similar, tal como se describe a continuación: Después de entrar en el canal de atracción, los peces nadan contra el flujo hacia el pozo o cámara de elevación. A cierta distancia del pozo o cámara, la rejilla del concentrador se cierra y los peces son "empujados" a esa región, desde donde son elevados mecánicamente, en el caso del elevador, o por el aumento del nivel del agua, en el caso de la esclusa. En ambos casos, la transferencia es pasiva, es decir, que los peces son trasladados no por su propio medio sino por medios mecánicos o hidráulicos.

La renuencia de peces de algunas especies a salir de la cámara de ascensión en forma espontánea, como es el caso particular de las esclusas tipo "Borland", que fueron adoptadas en la Central Salto Grande (Oldani et al., 2007)[3], se señala como responsable por la baja eficiencia atribuida a dicho sistema. Sin embargo, el uso de rejillas de elevación (Pavlov, 1989)[4], tal como está contemplado en los Planos del PBC de Aña Cua, elimina esta dificultad, haciendo que la eficiencia de las alternativas de ascensores y esclusas sea similar. Pero, esta solución representa mayor dificultad constructiva y también de mantenimiento.

Por estas razones, aunque se consideró apropiado el STP, propuesto en el PBC, se optó por utilizar como solución un ascensor de peces, similar al que está en funcionamiento en la CHY.

2.2 Disposición general del STP

Debido a la disposición propuesta para la Central, donde las estructuras de generación y vertedero están relativamente cerca, la implementación de STP cerca de la central hidroeléctrica es, en general, la más recomendada (Clay, 1995; Pavlov, 1989)[1] [4].

En el diseño presentado en el PBC, la esclusa para peces está ubicada en el lado izquierdo de la futura Central bajo el área de montaje, con canales de atracción de peces en ambos lados del canal de restitución y en la margen izquierda del canal de restitución del vertedero como se observa en la Figura 1

2.2.1 Canales de Atracción

La ubicación de la entrada del canal de atracción es, probablemente, la parte más importante de los STP. Su inadecuada localización hace que esta no sea encontrada fácilmente por los peces y en consecuencia la transferencia pueda verse truncada o disminuida en forma importante (Clay, 1995)[1].

2.2.2 Posiciones en planta

En el diseño del PBC, se proponen dos estructuras de entrada en cada margen del canal de restitución, las de aguas arriba a unos 60 m de la salida de los tubos de aspiración y las de aguas abajo a 110 m de estos, aproximadamente. Las entradas de cada margen están asociadas a sendos canales de atracción, uno de baja velocidad, con velocidades promedio variables entre 0,2 m/s y 0,3 m/s y otro de alta velocidad, con velocidades promedio entre 0,3 m/s y 0,5 m/s.

Este tipo de solución no es usual en la literatura, siendo más común usar una única entrada asociada a un único canal de atracción. Un ejemplo de STP con dos entradas asociadas a un canal en una margen es el elevador de peces de la central de Conowingo, en el río Susquehana en los Estados Unidos de América.

En este contexto, considerando el canal de atracción con dos entradas, la posición de la entrada aguas arriba a unos 60 m de la salida de los tubos de aspiración se considera adecuada. Sería aproximadamente 10 m aguas abajo del límite del flujo turbulento en el canal de restitución.

La posición de la entrada aguas abajo, a 50 m de la anterior, se localiza en una zona donde la eficiencia de atracción es posiblemente muy baja debido a que está muy distante del límite de la condición de flujo turbulento en el canal de restitución.

Una posición más adecuada para esta entrada sería unos 30 m más aguas arriba de la localización propuesta, donde el piso del canal de restitución tiene la El 56.30 m y a su vez, coincide con el inicio de una pendiente más suave. Esto hace que las condiciones de atracción sean más favorables.

Los conceptos dados anteriormente, los cuales corresponden a criterios generales, deben precisarse en el diseño con base en los resultados de modelos físicos o numéricos tridimensionales. Pueden involucrarse dentro de los datos de entrada del diseño, mediciones de velocidades y caudales que puedan realizarse en el canal de restitución de la Central Hidroeléctrica de Yacyreta, para determinar el límite de la zona del flujo

turbulento para diferentes condiciones de operación y, además, el monitoreo de concentraciones las diversas especies objetivo de peces, ya que las características de las turbinas son similares a las que se instalarán en la Central Aña Cuá.

2.2.3 Elevaciones de los pisos de entrada

Los niveles de los pisos de las entradas del STP en del diseño del PBC están en la cota.o elevación (El.) 61,00 m. El piso del canal de restitución en la entrada aguas arriba está en la El. 52,00 m, lo que proporciona un desnivel vertical entre pisos de 9,0 m sin provisión de rampa, la que podría proporcionar cierta continuidad de fondo conveniente para los bagres. En este caso, es poco probable que los peces de estas especies se vean atraídos por el flujo de esta entrada. Algo similar ocurre en la entrada aguas abajo, donde el piso de canal de restitución está en la El. 56,45 m, creando una diferencia de 4,55 m, que, aunque se prevé una rampa muy larga, de aproximadamente 55 m de longitud, no es suficiente para crear las condiciones de atracción adecuadas para las especies objetivo de bagres, p.ej.

En este contexto, es recomendable que el piso de la entrada de aguas arriba del STP esté más cerca de la El. 52,00 m, mientras que el piso de la entrada de aguas abajo esté más cerca de El. 56,30 m. En este caso, como se aumentaría la altura del canal, se prevé la necesidad de reducir el ancho del canal del diseño del PBC, de 6 m, con el objeto de garantizar los valores mínimos de velocidad de flujo recomendados en la literatura.

2.2.4 Entrada del Canal de Atracción del Vertedero

En el diseño del PBC, la entrada al canal de atracción del vertedero se encuentra a unos 200 m aguas abajo del eje de la estructura de control del vertedero. Se recomienda eliminar esta entrada debido a la baja eficiencia que tendría. Las razones son las siguientes:

- Aguas abajo de la estructura de control el flujo tiene alta turbulencia y velocidad, inconvenientes para el propósito de la atracción de los peces.
- La localización en planta es en la región de paso de peces hacia el vertedero, cuando lo más común es colocarla, en este caso, más cerca de los laterales del canal de descarga del vertedero (Larinier, 2002a)[5].
- La elevación del piso entrada está muy superficial, condición muy desfavorable para un efectivo efecto de atracción.

La primera condición inhabilita la efectividad de esta entrada, independientemente de que se mejoren las otras dos condiciones.

2.2.5 Canal Concentrador y Sistema de Elevación

En el diseño del PBC, el canal concentrador presenta una configuración habitual en estos diseños, excepto por la existencia de la galería rectangular bajo de la nave de montaje de la Central y por el recorrido extenso del carro concentrador, que es de 56 m.

En general, al diseñar un STP, se deben evitar variaciones repentinas de luminosidad en el trayecto de tránsito de las especies (Kynard, 1993, Larinier, 2002b y Larinier, 2002c). [6][7[8]

Por estas razones, es aconsejable relocalizar el canal de concentración hacia el exterior de la nave de montaje, con el objeto de eliminar los efectos adversos de la variación de luminosidad en las especies que migran durante el día. Los posibles efectos adversos en las especies migrantes nocturnas pueden minimizarse dejando las luces externas apagadas durante la mayor parte de la noche, con encendidos temporales, por razones de seguridad, cuando se presente tránsito de personas o vehículos.

Con respecto al carro concentrador, la longitud de recorrido impacta directamente en el tiempo del ciclo de transferencia, lo que a su vez reduce el número máximo de ciclos diarios, aumentando el número de peces transferidos por ciclo.

En general, es recomendable tener un número menor de peces por ciclo, especialmente cuando se tienen peces de diferentes especies juntas. Tener mayor número de peces por ciclo aumenta la probabilidad de lesiones, aumenta el nivel de estrés al que están sujetos los peces y como consecuencia, puede causar enfermedades e incluso la muerte después de la transferencia y finalmente aumenta la vulnerabilidad a la depredación, debido a una mayor desorientación a la salida de la cámara del STP.

Si la carrera del carro concentrador se adopta en el orden de 21 m, correspondiente a la relación longitud-ancho de 3,5, el tiempo de recorrido, en su movimiento para concentración de peces, se reduciría de 16 minutos a 6 minutos.

Se pueden estudiar algunas otras medidas para reducir el tiempo total del ciclo de transferencia, tales como reducir, si fuera el caso, el tiempo de cierre y apertura de la compuerta inferior de la cámara de ascensión, aumentar el caudal de llenado y vaciado de dicha cámara, y anticipar el comienzo de la bajada de la rejilla de elevación antes del vaciado total de la cámara.

2.2.6 Canal de Salida

En el diseño del PBC, el extremo de aguas arriba del canal de salida, donde los peces ingresan al embalse, está localizado en una región con velocidades de flujo bajas, sin efectos apreciables del flujo hacia el vertedero o hacia la toma de agua de la Central y, por lo tanto, cumple con los criterios de diseño normales (Von Gunten et al., 1956)[9].

Por otro lado, su construcción desde el punto de ingeniería se hace con altos riesgos para la seguridad de la presa existente. Como el canal está a 5 m bajo el nivel del agua, la intervención en la presa de arena compactada en estas condiciones puede llevar a desestabilización de la presa con riegos a la estanqueidad y a la seguridad de la misma.

El canal de salida del diseño del PBC presenta una disposición de Instalaciones Ictiológicas de Conteo y Muestreo. Dichas instalaciones, son esenciales para la evaluación de la eficiencia del STP.

3 Condiciones de Operación

3.1 Caudales de Operación

Según Larinier (2002a)[5], el caudal de atracción en los STP debe ser del orden del 1% al 5% del caudal principal existente. Este criterio se consideró en el diseño presentado en el PBC, donde se adoptó un caudal de 15 m³/s en cada margen del canal de restitución, correspondiente al 1% del flujo máximo.

Sin embargo, considerando la división adoptada para los caudales en cada una de las dos entradas en cada margen del canal de restitución de 6 m³/s y 9 m³/s en operación simultánea, los porcentajes caen a 0,4% y 0,6 %, respectivamente.

Si se considera que, al adoptar dos entradas, una en cada margen del canal de fuga, el caudal a través del canal de fuga en relación con cada margen se reduce a la mitad, es decir, 750 m³/s, estos porcentajes se convierten en 2%, 0,8% y 1,2%, respectivamente. Por lo tanto, se considera que se cumple dicho criterio.

Pero, como se ha mencionado, cuanto mayor el caudal en la entrada de un STP, mayores serán las posibilidades de ingreso de peces que se mueven en el canal de restitución. Por lo tanto, una recomendación de operar una entrada a la vez, con un caudal total de 15 m3/s por entrada, debe aumentar el atractivo del flujo de entrada.

Con respecto a la entrada del vertedero, el caudal de 20 m³/s en la entrada corresponde al 1% del caudal de 2.000 m3/s, mientras que al 0,25% del caudal de referencia de 8.000 m³/s. Si bien se reduce, de manera optimista, el caudal de referencia a la mitad, ese último porcentaje se eleva al 0,5% del caudal de referencia, lo que no cumpliría con el criterio presentado.

En adición, con las características ya mencionadas de alta turbulencia y velocidad de flujo en el canal del vertedero, la atracción del flujo de la entrada al canal del vertedero deberá ser aún menor. Esta situación refuerza la recomendación de eliminar la entrada del vertedero debido a la baja capacidad de atracción esperada.

3.2 Velocidades del Flujo en las Entradas y en los Canales de Atracción

Los valores de velocidad del flujo justo a la entrada de los canales de atracción en el canal de restitución de las centrales varían según la especie y las condiciones de flujo en esa región. Los valores habituales oscilan entre 1,2 m/s (Clay, 1995; Von Gunten et al., 1956)[1][9] y 3.0 m/s (Rainey, 1991)[10].

En el diseño presentado en el PBC, las velocidades de entrada en el canal de alta velocidad varían de 1.4 m/s a 1.5 m/s y, por lo tanto, cumplen con los criterios de diseño habituales. En el canal de baja

velocidad, las velocidades de entrada varían de 0.5 a 0.7 m/s, en este caso no se cumplen los criterios anteriormente mencionados.

Con respecto a las velocidades de flujo en el canal de atracción, las velocidades de 0.5 m/s y 0.3 m/s en los canales de alta y baja velocidad respectivamente, en condiciones normales y mínimas de operación, cumplen con los criterios habituales: valores de 0.3 m/s a 0.9 m/s, según Quinn, 2000 [11] y con un valor promedio de 0.6 m/s según Banys y Leonardson, 1969 [12]. Para la condición de operación máxima, solo la velocidad del canal de alta velocidad de 0.3 m/s cumpliría con ese criterio. La velocidad de 0,2 m/s en el canal de baja velocidad está por debajo del valor mínimo recomendado.

La velocidad de entrada del canal de atracción del vertedero de 1.0 m/s no cumpliría con los criterios, mientras que la velocidad promedio en el canal, de 0.4 m/s, cumpliría con los criterios.

Datos de los elevadores de peces de Yacyreta, presentados en Oldani et al. (2007)[3], indican que el porcentaje de peces de las especies objetivo en el canal de atracción izquierdo, con velocidad promedio del flujo de 0.39 m/s, es mayor que en el canal de atracción derecho, con velocidad promedio del flujo de 0.22 m/s, el que parece confirmar las consideraciones y criterios presentados anteriormente.

Toda información sobre las respuestas de los peces a factores hidráulicos y ambientales en el STP de Yacyreta, es muy valiosa y podrá ser considerada en el diseño de la esclusa de peces de la Central Aña Cuá.

3.3 Velocidades del Flujo en el Canal de Salida

Los criterios generales para la velocidad de flujo en el canal de salida son los mismos que se consideran para el canal de entrada. Junto a las instalaciones de conteo, se adoptan valores del orden de 0,30 m/s a 0,60 m/s (Quinn, 2000)[11].

En el diseño del PBC, las velocidades en las diversas secciones del canal de salida varían de 0,3 m/s a 0,4 m/s, con estos valores en la sección de la estación de conteo. Por lo tanto, cumplen con los criterios de diseño habituales.

3.4 Sistema de Agua de Atracción

El diseño civil del STP del PBC presenta sistema de agua de atracción por gravedad, con tuberías y válvulas de disipación de energía del tipo Howell-Bunger.

La adopción de rejillas de piso, como presentado en el diseño del PBC, es común.

Para evitar que los peces se vean atraídos por este flujo, se adoptan bajos valores de velocidad cerca de las rejillas. Para rejillas laterales, los valores brutos son del orden de 0,08 m/s a 0,15 m/s y para rejillas de piso, del orden de 0,15 m/s a 0,30 m/s (Banys y Leonardson, 1969)[12]. Los criterios de velocidad para las rejillas de agua del canal de salida son los mismos que para el canal de entrada.

En el diseño presentado en el PBC, las velocidades brutas en las rejillas del piso son del orden de 0,08 m/s, y por lo tanto cumplen con los criterios de diseño habituales.

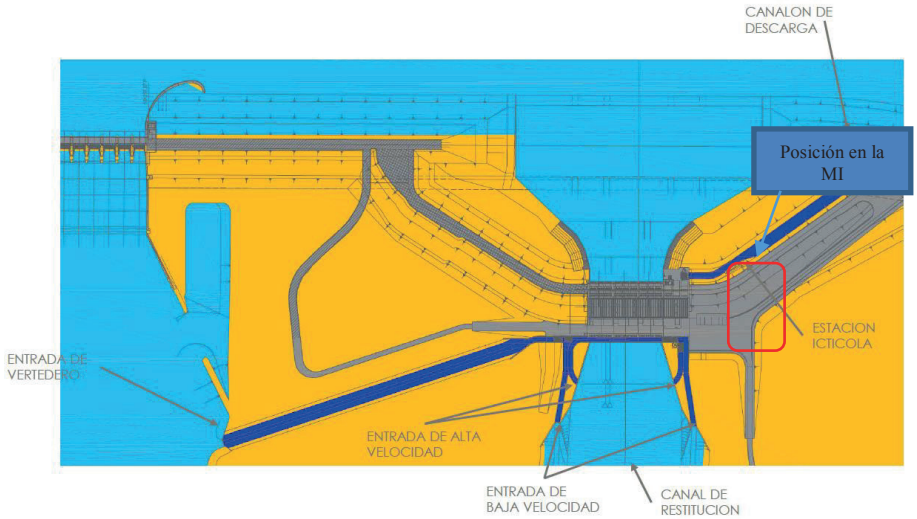


Figura 1- Disposición general de acuerdo al PBC

4 OPTIMIZACIONES PROPUESTAS

4.1 Disposición general del STP

El Sistema de Transferencia de Peces (STP) propuesto es un ascensor de peces, con dimensiones y concepto de operación similar a los ascensores de peces actualmente en operación en la Central Yacyretá.

En su diseño fueron consideradas las siguientes premisas:

El ascensor de peces se ubicará en la margen derecha de la casa de máquinas, para disponer de un canal concentrador del STP a cielo abierto atrayendo de esa manera peces de mayor número de especies en comparación con la propuesta de canal cubierto (Kynard, 1993, Larinier, 2002a y Larinier, 2002b)[6][5][7]. Además, desvincula las estructuras del STP con las actividades de construcción civil y montajes electromecánicos de la casa de máquinas.

· Será adoptado un canal de atracción de peces con dos entradas, ubicado en la margen derecha del canal de restitución;

· Las entradas podrán operar simultáneamente, mas, para aumentar la eficiencia del caudal de atracción, se sugiere que ellas funcionen, en principio, una a la vez;

· Para facilitar el ingreso de bagres, la entrada de aguas arriba del canal de atracción tendrá nivel de piso cerca de la El. 55,00 m, mientras que la entrada de aguas abajo, cerca de la El. 57,00 m.

· Con el mismo objetivo del punto anterior, las entradas estarán provistas de compuertas de inglete o de alas, que cubran toda la altura de la columna de agua, desde el piso de entrada hasta el Nivel de Agua Máximo de Operación;

· La descarga de peces en el embalse se mantiene en la posición definida en la etapa anterior, esto es, cerca del dique de enrocado, perpendicular a la presa, el cual será implantado con el objetivo de disminuir la recirculación del flujo en esta región;

· Dicha posición permite, en primera instancia, la recuperación de la orientación de los peces después de la salida del STP, lo que previene el eventual regreso de parte de ellos hacia la toma de agua, y propicia, en segunda instancia, la identificación del flujo desde el embalse y la migración segura hacia aguas arriba.

4.2 Canales de atracción

Para aumentar la eficiencia del caudal de atracción, se propone adoptar un solo canal de atracción con dos entradas, en la margen derecha del canal de restitución.

Se mantendría la ubicación de la entrada aguas arriba, a unos 60 m aguas abajo de la salida de los tubos de aspiración. La entrada aguas abajo se propone desplazarla unos 20 metros aguas arriba con relación a la ubicación propuesta en el diseño del PBC.

Las entradas funcionarían una a la vez: la de aguas arriba durante las condiciones normales y mínimas de operación de la Central, con un caudal de 15 m3/s, y la de aguas abajo, para la condición máxima de operación, pudiendo alcanzar caudales hasta de 30 m3/s.

Para facilitar el ingreso de bagres, la entrada de aguas arriba del canal de atracción debe tener el nivel de piso cerca de El. 52,00 m, mientras que la entrada de aguas abajo, cerca de la El. 56,30 m. En este caso, para mantener las velocidades de flujo en el orden de los valores mínimos recomendados en la literatura, será necesario, probablemente, reducir el ancho a de los 6,0 m previstos en el canal de atracción del diseño del PBC.

Las entradas deben estar provistas de compuertas de alas (inglete), que cubran toda la altura de la columna de agua, desde el piso de entrada hasta el Nivel de Agua Máximo de Operación.

Se recomienda que las posiciones de las entradas del canal de atracción del STP se confirmen mediante pruebas en modelos reducidos, o en estudios en modelos numéricos tridimensionales, o a partir de mediciones en el canal de restitución de la Central Hidroeléctrica de Yacyreta y del monitoreo de concentraciones de peces de las especies objetivo, ya que las características de las turbinas son similares a las que se instalarán en la Central Aña Cuá. Se recomienda la eliminación del canal de atracción del vertedero, considerando su esperada baja eficiencia.

4.3 Canal concentrador y sistema de elevación

Con respecto al carro concentrador, se propone aumentar el número máximo de ciclos diarios, disminuyendo el número de peces transferidos por ciclo.

De esta forma, es posible disminuir la probabilidad de lesiones y el nivel de estrés al que están sujetos los peces, lo que puede causar enfermedades e incluso la muerte después de la transferencia, así como la vulnerabilidad a la depredación debido a una mayor desorientación, a la salida de la cámara del STP.

Por lo tanto, se propone disminuir el recorrido del carro concentrador en cerca de 21 m, lo que se traduce en una reducción del tiempo de recorrido de 16 minutos a 6 minutos.

Otras medidas para reducir el tiempo total del ciclo de transferencia se estudiarán, tales como, aumentar el caudal de llenado y vaciado de la cámara de elevación de peces y/o anticipar el comienzo de la bajada de la rejilla de elevación para antes del vaciado total de la cámara.

4.4 Canal de salida

El extremo aguas arriba del canal de salida del diseño del PBC, en la margen izquierda de la casa de máquinas, se ha considerado adecuado desde el punto de vista biológico.

Con el cambio propuesto de ubicación del STP para la margen derecha, el extremo aguas arriba del canal de salida quedaría en posición simétrica con relación a dicha toma de agua, pero más cerca del vertedero, en comparación con el diseño del PBC.

La distancia desde el punto de salida de peces hasta el canal del vertedero es de 300 m y, en la región de dicha salida, las velocidades de flujo son bajas, por lo que no afectarían la salida de peces al embalse. Por otra parte, un factor adicional favorable, es que la operación del vertedero que hoy es continuo se reducirá a cero en condiciones de no creciente, por la operación de la Central Aña Cuá.

Pero se identifica como problema serio el paso del canal de salida a través de la presa, con peligro de pérdida de estanqueidad de esta estructura. El diseño del PBC ya presentaba este serio problema de construcción y la nueva ubicación de la salida en el embalse continuaría con este problema.

La optimización propuesta es la implantación del canal de salida sobre una berma de la presa a ser construida, con la salida de peces lejos de la toma de agua. Dicho canal estará asociado a un dique de enrocado, perpendicular a la presa, tal como se presenta en la Figura 2, con el objetivo de disminuir la recirculación del flujo en esta región

La definición de la posición de salida de peces en el embalse fue realizada teniendo en consideración los resultados de la modelación numérica del flujo cerca de la toma de agua, dique de enrocado, ataguías y presas, presentados na Figura 2. Se considera que la posición propuesta atiende los requisitos de baja velocidad y turbulencia, que favorece, en un primer momento, la recuperación de orientación de los peces, después de la salida del STP, el que previene eventual regreso de parte de ellos hacia la toma de agua, y propicia, en un segundo momento, la identificación del flujo desde el embalse y la migración segura hacia aguas arriba.

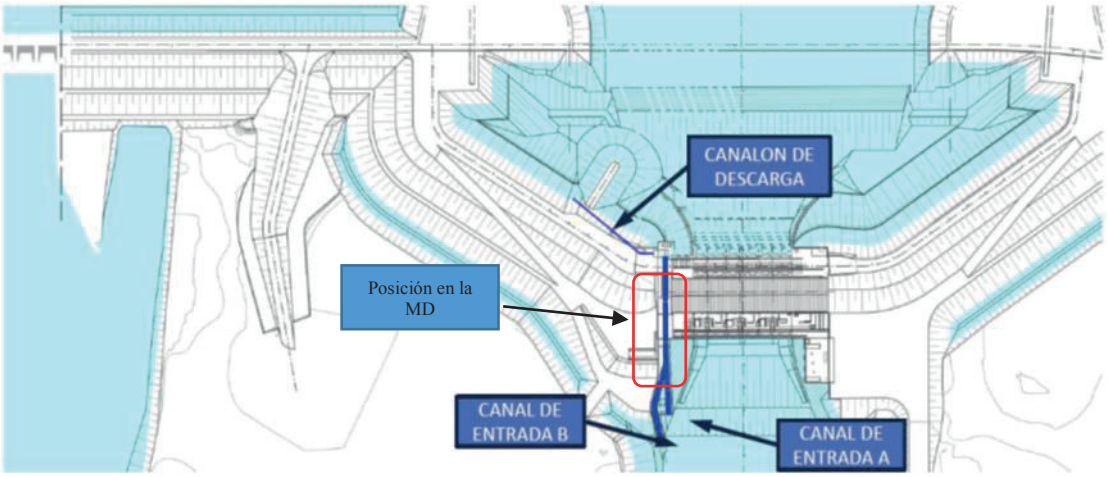


Figura 2- Vista en planta de los canales de atracción y salida de la solución propuesta**.**

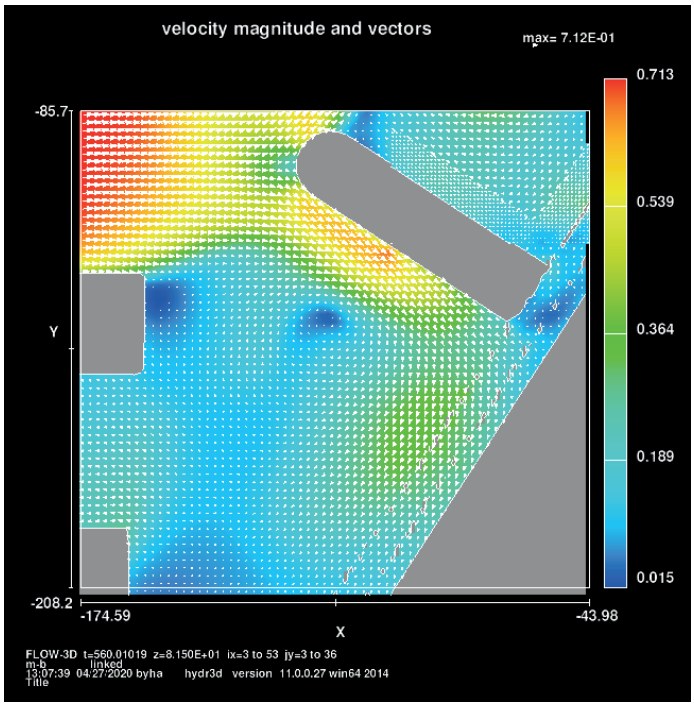


Figura 3 – Campo de velocidades en la región de salida de peces en el embalse del diseño propuesto**.**

5 CONCLUSIÓN

Se tuvieron en consideración criterios técnicos medio ambientales, constructivos, hidráulicos, estudios ícticos, el recurso hídrico, así como lo aprendido en los 30 años de experiencia en la operación y mantenimiento de las Instalaciones para peces de la CHY.

Se optimiza enormemente la captación al disponibilizar dos entradas al canal de atracción, en distintos niveles, la experiencia ha demostrado que las diferentes especies se mueven en profundidades y velocidades acordes a su contextura física.

Al ser un canal abierto a la superficie también se espera que aumente la eficiencia y disminuya el stress que sufren los peces.

En el canal de salida se mejora notablemente por dos motivos principales, se utiliza una pendiente suave en el canal y este deriva en un lugar de aguas prácticamente quietas (Fig. 3). Con esto se espera que los peces tengan un espacio físico donde recuperarse del stress causado por el paso por la instalación, recuperen la orientación y que no se genere un retorno de peces atreves de la corriente de agua que ingresa a la casa de máquinas para pasar por la turbina.

También un factor de gran importancia es la independencia constructiva que genera el cambio de ubicación, al pasar al lado de la MD se gana acorta enormemente la ruta crítica del cronograma de obras del Proyecto.

Con esta instalación se logra completar un objetivo largamente anhelado por la EBY en relación al cuidado del Medio Ambiente y la preservación de la fauna íctica del Rio Paraná.

6 BIBLIOGRAFIA

- [1] Pliego de Bases y Condiciones Licitación Pública Internacional N° 670 “Construcción de las obras civiles provisorias y definitivas y parte de suministro eléctrico y mecánico auxiliar
- [2]Clay C. H. 1995. Design of fishways and other fish facilities. 2nd edition. Lewis Publishers, Boca Raton, Florida.
- [3] Oldani N.O., Baigún C.R.M., Nester, J.M. Goodwin, R.A. 2007. Is fish passage technology saving fish resources in the lower La Plata River basin? Neotropical Ichthyology Performance, Volume 5, Number 2, April/June 2007: 89-102.
- [4] Pavlov, D. S. 1989. Structures Assisting the Migrations of Non-Salmonid Fish: U.S.S.R.. FAO Fisheries Tech. Pap. No. 308. Rome: Food and Agriculture Organization of the United Nations, 97 p.

- [5] Larinier, M. 2002a. Location of fishways. Bull. Fr. Pêche Piscic. 364 (suppl.): 39-53.
- [6] Kynard, B. E. 1993. Fish Behaviour Important for Fish Passage. In: Proceedings of Fish Passage: Policy and Technology Symposium, Bioeng. Sect. AFS. Portland, Oregon, p. 129-132.
- [7] Larinier, M. 2002b. Fishways – General Considerations. Bull. Fr. Pêche Piscic. 364 (suppl.): 21-27.
- [8] Larinier, M. 2002c. Biological factors to be taken into account in the design of fishways, the concept of obstructions to upstream migration. Bull. Fr. Pêche Piscic. 364 (suppl.): 28-38.
- [9] Von Gunten, G. H.; Smith, H. A.; Maclean, B. M. 1956. Fish Passage Facilities at McNary Dam. Journal of Power Division, ASCE, 82 (2): p. 1-27.
- [10] Rainey, W.S. 1991. Recent Adult Fish Passage Projects on Tributaries of the Columbia
- [11] Quinn, D. 2000. Fish Passage Design Notes In: Fish Passageways and Bypass Facilities – East Course. Hadley, MA: U.S.F.W.S., July 10-14.
- [12] Banys, R.; Leonardson, K. R. 1969. Fishways at Dams. In: Davis, C. V.; Sorensen, K. E. (eds.). Handbook of Applied Hydaulics. Ed. McGraw-Hill, Section 23.

VII. Comités de Estudio

C4

Comité de Estúdios C4- Desempeño técnico de sistemas de potencia

MODELOS Y CRITERIOS PARA EL ESTUDIO DEL ACOPLAMIENTO INDUCTIVO DE UNA LÍNEA DE ALTA TENSIÓN CON UN GASODUCTO ENTERRADO

MICHEL ARTENSTEIN*
UTE
Uruguay
martenstein@ute.com.uy

SOFÍA APARICIO
UTE
Uruguay
saparicio@ute.com.uy

MARIANA D'AGOSTO
UTE
Uruguay
mdagosto@ute.com.uy

Resumen *– Se describen los modelos computacionales y los criterios de análisis utilizados para el estudio del acoplamiento inductivo de una nueva línea aérea de 500 kV con un gasoducto existente enterrado.*

Palabras clave: Transitorios electromagnéticos-Interferencia eléctrica –Gasoductos-Acoplamiento inductivo-Modelos ATP

1 INTRODUCCIÓN

En la etapa de diseño de una línea aérea nueva de 500 kV del sistema de Trasmisión uruguayo, fue necesario realizar un estudio de interferencia electromagnética entre la línea y un gasoducto cercano enterrado. El estudio incluyó el análisis de los dos tipos de interferencia (inductiva y conductiva) que se dan en estos casos, una evaluación de los resultados desde el punto de vista de la integridad del gasoducto y la seguridad personal, y la propuesta de medidas de mitigación.

En particular, el estudio del acoplamiento inductivo se realizó mediante el software ATP y su interfase gráfica ATPDraw. Al momento de desarrollar los modelos de la línea aérea y del gasoducto necesarios, se detectaron ciertas deficiencias propias de los modelos que se implementan habitualmente en ATPDraw, que podrían perjudicar la precisión de los resultados. El artículo describe en primera instancia cómo se levantaron estas restricciones, así como algunas comparaciones realizadas entre el modelo más preciso desarrollado y los modelos "standard" que se implementan habitualmente en ATPDraw.

Una vez obtenidos los resultados de las simulaciones en ATPDraw, es necesario evaluarlos a fin de verificar si la operación de la línea aérea puede implicar riesgos para la integridad del gasoducto, así como para la seguridad personal de los operarios de la empresa que lo mantiene. Se definieron entonces los valores límite aplicables a las tensiones inducidas tanto en régimen como en falta, en base a un análisis y procesamiento de la literatura relevante.

Los modelos y criterios desarrollados fueron aplicados al caso específico que motivó el estudio, que es el de la nueva línea aérea Punta del Tigre-Cardal 500 kV.

El estudio de interferencia electromagnética entre la línea aérea y el gasoducto incluyó también el análisis del acoplamiento conductivo durante faltas en la línea, las cuáles inyectan corrientes al terreno en las cercanías al gasoducto, elevando su potencial. Estos fenómenos de acoplamiento conductivo también pueden afectar la integridad del gasoducto y la seguridad personal.

El artículo describe brevemente los resultados del estudio de interferencia completo, así como las medidas de mitigación adoptadas para evitar daños al gasoducto e incidentes de seguridad personal. Una descripción más detallada del estudio completo se incluye en [1].

2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

La línea de 500 kV Punta del Tigre-Cardal se integró al sistema uruguayo a mediados de 2024. Su recorrido se aproxima durante unos 8 km a un gasoducto metálico subterráneo preexistente. La línea es de simple terna con disposición horizontal de fases, con 4 subconductores ACSR Dove por fase y dos hilos de guardia. El gasoducto tiene un diámetro de 18", con un revestimiento de polietileno de 3 mm de espesor.

* Paraguay 2431 Piso 6, Montevideo Uruguay

En la etapa de diseño de la línea se realizaron una serie de estudios destinados a asegurarle al dueño del gasoducto que la instalación de la nueva línea no introduciría riesgos a la integridad del gasoducto ni al personal que se encarga de su mantenimiento.

La interferencia eléctrica entre una línea aérea y un gasoducto enterrado está dada por dos tipos de acoplamientos: el inductivo y el conductivo [2].

El acoplamiento inductivo se origina en la circulación de corrientes por la línea en condiciones de régimen estable o de cortocircuito, las cuáles inducen tensiones en el gasoducto a causa del acoplamiento electromagnético entre los conductores involucrados (ver Fig.1)

El acoplamiento conductivo se genera cuando existe una falta en una de las torres cercanas al ducto. Esta corriente de falta se drena a tierra a través de las puestas a tierra de las torres, elevando su potencial y el potencial del suelo adyacente respecto a un potencial de tierra remoto.

Las tensiones generadas en estos tipos de acoplamientos podrían resultar nocivas para el personal de mantenimiento y para el propio gasoducto. Interesa, por lo tanto, determinar los valores de estas tensiones para evaluar los potenciales riesgos y tomar las medidas necesarias para mitigarlos.

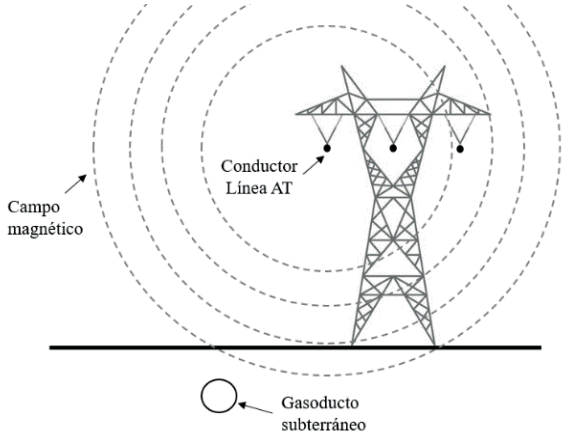


Fig.1 Acoplamiento inductivo línea aérea-gasoducto

3 MODELOS

3.1 Modelos ATPDraw "standard" para el estudio de acoplamiento inductivo

El software que se usó para estudiar el acoplamiento inductivo es el ATP, con su interfase gráfica ATPDraw. Se hace notar al respecto que es posible asimilar el gasoducto enterrado aislado a un cable subterráneo monofásico, pudiéndose hacer uso por lo tanto de los modelos de cables subterráneos disponibles en ATP.

Dado que el ATP no maneja modelos tridimensionales de líneas aéreas y cables subterráneos, se dividieron los aproximadamente 8 km de línea aérea y cable subterráneo en una serie de tramos consecutivos en los cuáles se pudiera asumir que la línea y el cable son paralelos. Esta división en tramos se hizo aplicando la técnica descrita en [2].

La idea era desarrollar un modelo conjunto de la línea aérea y el cable subterráneo que permitiera calcular los acoplamientos mutuos entre los conductores de la línea y el cable subterráneo.

El ATPDraw tiene incorporada un conjunto de rutinas (LCC: Line and Cable Constants) que permiten calcular las matrices de impedancias correspondientes a un conjunto de conductores de una línea aérea o a un conjunto de cables subterráneos, en base a las las características geométricas y físicas de los componentes involucrados. No es posible aplicar directamente las rutinas LCC, no obstante, a un sistema formado por una mezcla de conductores aéreos y cables subterráneos.
Si se quiere aplicar ATPDraw para realizar este estudio con un modelo aproximado sólo se puede hacerlo modelando el conjunto de conductores aéreos y cables subterráneos como si fueran todos cables aislados aéreos, haciendo uso de las rutinas Cable Constants o Cable Parameters que forman parte de LCC. La rutina Line Constants de modelado de líneas aéreas no es aplicable, porque no admite incorporar al conjunto de conductores

uno ubicado bajo tierra, con coordenada vertical negativa.
Se modeló entonces en primera instancia el conjunto de 15 conductores aéreos y 1 cable subterráneo como un conjunto de cables aislados aéreos, 14 de ellos ubicados por encima del nivel del terreno y uno de ellos (el gasoducto) por debajo del nivel del terreno. Dado que las rutinas de modelado de cables exigen incorporar al menos una capa aislante rodeando al conductor, se modelaron los conductores de fase y cables de guardia con una capa aislante de constante dieléctrica relativa igual a 1.
El modelo que interesa es a frecuencia industrial (50 Hz en nuestro caso), por lo que se optó por formar circuitos "pi" para cada uno de los tramos en que se dividió el conjunto línea-gasoducto.
Este modelo permite calcular con buena precisión las inductancias propias y mutuas de los conductores involucrados, dado que para el cálculo de estas inductancias no hay diferencia sustancial entre conductores instalados en el aire o subterráneos (a los efectos prácticos, tanto la tierra como el aire tienen ambas permeabilidad magnética relativa igual a 1).
Esto deja de ser cierto para las capacidades propias y mutuas del sistema, por lo que el modelo tiene, en rigor, las siguientes deficiencias:

- Las capacidades mutuas entre los conductores aéreos y el cable subterráneo son no nulas. El modelo preciso requiere, en cambio, que estas capacidades sean nulas, dado que el cable subterráneo está inmerso en un medio conductor (la tierra).
- El modelo no calcula correctamente la capacidad propia del cable subterráneo, dado que nuevamente no tiene en cuenta la presencia de la tierra. Esta deficiencia se puede subsanar aproximadamente si se calcula "por fuera" del programa la admitancia propia del gasoducto enterrado mediante fórmulas clásicas [2] y se conecta esa admitancia adicional al modelo del cable subterráneo. La rutina "Cable Parameters" de LCC permite agregar esta admitancia adicional en forma muy práctica. El modelo considerará en este caso la admitancia propia del cable como la suma de la admitancia calculada por LCC con la admitancia correcta agregada externamente, por lo que aún sigue siendo no del todo correcto.

3.2 Modelos ATPDraw corregidos para el estudio de acoplamiento inductivo

Con el objeto de evaluar en qué medida los errores de modelado descritos en el ítem anterior afectaban la precisión del estudio, se elaboraron modelos alternativos mediante el mecanismo de acceder a los archivos de texto que elabora ATPDraw en cada corrida.

Se recuerda al respecto que ATPDraw es esencialmente una interfase gráfica para el programa ATP, el cuál usa exclusivamente archivos de texto como datos de entrada. ATPDraw forma esos archivos de texto a partir de la información gráfica ingresada.

El procedimiento implementado es el siguiente:

Etapa 1 Se forma en ATPDraw, haciendo uso de Cable Constants, el modelo de 15 conductores en aire acoplados descrito en el item anterior. Este modelo no se corrige mediante una admitancia externa en la forma descrita más arriba. Llamemos Modelo1.atp al archivo de texto con la información del modelo generado en esta etapa.

Etapa 2 Se forma en ATPdraw, haciendo uso de Cable Constants, el modelo preciso del gasoducto (cable subterráneo) enterrado. El gasoducto se modela ahora en forma correcta (inmerso en el terreno), y no en la forma aproximada utilizada en la Etapa 1. Llamemos Modelo2.atp al archivo de texto con la información del modelo generado en esta etapa.

Etapa 3. Se forma un archivo de texto Modelo3.atp introduciendo las siguientes correcciones en Modelo1.atp:

- Se ponen en 0 todas las capacidades mutuas entre los conductores aéreos y el gasoducto.
- Se sustituye la admitancia propia del ducto por la admitancia calculada en la Etapa 2 e incluída en Modelo2.atp.

Modelo3.atp es, entonces, el modelo preciso del sistema línea aérea-ducto, y se puede incorporar al modelo ATPDraw del sistema completo (que incluye fuentes, equivalentes de Thevenin, resistencias de aterramiento, etc. [1]) mediante mecanismos ya previstos en ATPDraw para poder incorporar a la interfase gráfica datos de entrada desarrollados en archivos de texto.

A efectos del modelado completo del sistema línea aérea-ducto, es necesario repetir este procedimiento para

cada uno de los tramos en que se divide la zona de interferencia línea aérea-ducto.

Para facilitar el trabajo se optó por desarrollar un programa en ambiente Matlab que automatiza el proceso, generando un archivo de texto único que junta los modelos ATP de todos los tramos.

En este programa se verifica asimismo que las longitudes de los tramos no sean excesivas, ya que los modelos "pi" de gasoductos a 50 Hz pierden precisión para longitudes mayores a unos 800 m [3]. En caso que se exceda la longitud límite el programa subdivide el tramo en tramos más pequeños.

3.3 Comparación entre el modelo "standard" y el modelo corregido

Cabe destacar que, como se mencionó anteriormente, los errores detectados afectan a las matrices de capacitancias del sistema línea aérea-gasoducto, y no a las matrices de inductancias. Desde el punto de vista cualitativo es de esperar, por lo tanto, que el efecto de estos errores en las tensiones inducidas en el gasoducto enterrado no sean de gran magnitud.
A fin de cuantificar estos errores, los modelos descritos se insertaron en un archivo ATPDraw de prueba que representa una línea aérea y un gasoducto cercano con características físicas y geométricas iguales a las del caso Punta del Tigre-Cardal que motivó este estudio.

La longitud total del sistema es de 2,4 km, divididos en 10 tramos.

Se hacen circular 577 A rms por la línea aérea y se mide la tensión en uno de los extremos del gasoducto. Se supone este extremo libre, en tanto que el otro extremo del gasoducto se supone aterrado con una resistencia de 10 ohms.

Los resultados se resumen en la Tabla I siguiente.

TABLA I. COMPARACIÓN DE MODELOS

Modelo	**Capacitancia propia ducto (µF/km)**	**Tensión (Vpk)**
Standard sin admitancia externa	0,026	15,16
Standard con admitancia externa	7,18	15,19
Corregido	7,22	15,22

Se observa en particular (como era de esperar) una diferencia importante en la capacitancia propia del ducto entre el modelo "standard" sin corrección con admitancia externa y el modelo corregido. No obstante, los modelos "standards" no introducen errores importantes en la magnitud de interés, que es la tensión inducida en el ducto.

4 DESCRIPCIÓN DEL ESTUDIO

Como ya se ha indicado, los efectos de acoplamiento inductivo entre la línea Punta del Tigre-Cardal y el gasoducto enterrado se calcularon mediante el software ATP/ATPDraw.

Dados los resultados descritos más arriba, se entendió que no era necesario modelar el sistema línea aérea-gasoducto mediante el modelo más preciso, sino que era adecuado hacerlo mediante el modelo "standard" al cuál se le incorpora la admitancia externa del gasoducto calculada en forma teórica.

Los efectos de acoplamiento conductivo se analizaron mediante un software de análisis de mallas de tierra.

Se realizaron simulaciones con la línea en estado de régimen estable y en estado de falta monofásica. En condiciones de régimen sólo se debe analizar la tensión inducida en el ducto por acoplamiento inductivo, en tanto que en condiciones de falta es necesario superponer ambos efectos.

4.1 Análisis en régimen

En régimen se analizaron dos tipos de riesgos: la seguridad del personal y la corrosión en el gasoducto.

Seguridad del personal
La seguridad del personal se evaluó haciendo circular por la línea la máxima corriente prevista en régimen y midiendo las tensiones en los puntos en donde el personal de mantenimiento tiene acceso. Estas tensiones deberían estar por debajo de 15 Vrms, valor límite especificado por la norma NACE SP0177 [4].

Corrosión electrolítica en el gasoducto
La corrosión electrolítica en el gasoducto se evaluó haciendo circular por la línea una corriente promedio en régimen.
En estas condiciones, las tensiones en todos los puntos del gasoducto deben ser inferiores a $V_g = \frac{i_{ac} * \rho}{225}$, en Vrms, según la guía CEPA [5], donde $i_{ac} = 30 \frac{A}{m^2}$ corresponde a la densidad de corriente AC inyectada al terreno a través de un agujero en la aislación de 1 cm^2 [6] y ρ corresponde a la resistividad del suelo en Ωm.
Para el caso bajo estudio, y en base a una serie de medidas de resistividad del terreno realizadas en campo, se fijó la tensión límite en 1,429 Vrms.

4.2 Análisis en falta

Se simularon las peores condiciones de falta, que corresponden a faltas en las torres más próximas al gasoducto. Para cada caso se analizó la seguridad del personal y la integridad del gasoducto.

Seguridad del personal
Se evaluaron las tensiones de paso y de toque debido a una falta fase-tierra en los puntos del gasoducto accesibles por el personal de mantenimiento.
Se tuvo en cuenta en este análisis no sólo la tensión inducida por acoplamiento inductivo debido a la corriente de falta, sino también la elevación del potencial del terreno (GPR) debido a la inyección de la corriente de falta en el terreno a través de las resistencias de puesta a tierra de las torres
Los límites admisibles de tensión de paso y toque se calcularon según la norma IEEE 80-2000 [7], obteniéndose V_{paso}= 188 V y V_{toque} = 179,2 V.

Integridad del gasoducto
Se determinó el potencial al que queda expuesta la aislación del gasoducto frente a una falta en la torre, considerando nuevamente tanto la tensión inducida debido a la circulación de la corriente de falta por la línea como el GPR.
Las tensiones en la aislación de polietileno a lo largo de todo el gasoducto, no deben superar los 3 kVrms, según la norma NACE SP0177 [4].

5 RESULTADOS DEL ESTUDIO Y MEDIDAS DE MITIGACIÓN

Los resultados del estudio mostraron la necesidad de implementar algunas medidas de mitigación a efectos de cumplir con los valores límite establecidos.
Fue necesario, en particular:

- ✓ Implementar puestas a tierra adicionales en el gasoducto mediante camas de ánodos, a efectos de cumplir con el límite de tensión para evitar corrosión electrolítica.
- ✓ Agregar capas de piedra partida en diversos puntos accesibles al personal de mantenimiento, a efectos de cumplir con las tensiones de toque límites
- ✓ Implementar las puestas a tierra de las torres más cercanas al gasoducto mediante un esquema de 4 contrantenas radiales a efectos de no superar el límite de tensión que soporta la aislación del gasoducto.

En [1] se describe con mayor detalle los estudios realizados, los resultados obtenidos y las medidas de mitigación implementadas.

6 CONCLUSIONES

En este trabajo se describe el desarrollo y comparación de dos modelos para el software ATP/ATPDraw

Comité de Estúdios C4 - Desempeño técnico de sistemas de potencia

OPTIMIZACIÓN DEL AISLAMIENTO EN SUBESTACIONES A GRANDES ALTURAS: APLICACIÓN DE METODOLOGÍA SEMI-ESTADÍSTICA

J.D. ARROYAVE*
Interconexión Eléctrica S.A.
Colombia
jdarroyave@isa.com.co

P.E. ARROYO
Interconexión Eléctrica S.A.
Colombia
paarroyo@isa.com.co

A. CASTRO
Interconexión Eléctrica S.A.
Colombia
alcastro@isa.com.co

D. MONTOYA
Interconexión Eléctrica S.A.
Colombia
dmontoyab@isa.com.co

J.S. SILVA
Interconexión Eléctrica S.A.
Colombia
jssilva@isa.com.co

Resumen *– Se presenta una propuesta para el diseño y selección del nivel de aislamiento normalizado de subestaciones AIS en altitudes superiores a 2000 msnm. Se propone la metodología semi-estadística para determinar niveles de aislamiento adecuados, mitigando el sobredimensionamiento de métodos tradicionales. A través de simulaciones mediante el software ATPDraw, se calculan las sobretensiones de impulso atmosférico y mediante una herramienta automatizada desarrollada en Python, se estima el riesgo de falla del aislamiento. Bajo la metodología implementada, se demuestra una reducción del 35% en el área de la subestación, lo que implica un ahorro significativo en el CaPex del proyecto.*

Palabras clave: Aislamiento – Subestaciones – Metodología Semi-estadística – Altas Altitudes – Sobretensiones – Impulso Atmosférico – Monte Carlo – ATPDraw – Riesgo de Falla – Python

1 INTRODUCCIÓN

Uno de los retos con mayores implicaciones en América Latina, en cuanto a la licitación de nuevos proyectos, se trata del diseño de subestaciones en alta tensión a grandes alturas sobre el nivel del mar. Las exigencias de aislamiento han generado históricamente altos costos debido al aumento en los tamaños de los equipos y en las distancias de diseño de la subestación, que produce escoger niveles de aislamiento mayores bajo las metodologías convencionales. Por lo anterior, resulta conveniente, desde la misión de realizar un diseño óptimo, plantear una metodología que permita elaborar un diseño de acuerdo con el comportamiento aleatorio real que presentan los fenómenos de descargas atmosféricas. De esta manera, podemos reducir el margen de sobredimensionamiento en los que se puede incurrir cuando se evalúa el aislamiento con metodologías convencionales y conservadoras.

En consecuencia, se pretende realizar el análisis y selección del nivel de aislamiento a partir de una metodología semi-estadística (propuesta por IEC 60071-4 [1]) la cual busca evaluar el nivel de aislamiento teniendo en cuenta varias características propias de la localización de la subestación, que ofrecen información relevante en aras de concluir con un resultado que pueda evidenciar el componente aleatorio, como lo es en este caso el cálculo del riesgo de falla de aislamiento. Este es un indicador muy conveniente a la hora de establecer una magnitud o cantidad, a la que se está dispuesto a asumir bajo concepto de ingeniería, que permita finalmente un diseño óptimo.

Por otra parte, a consecuencia de la elección de una metodología con un enfoque estadístico, surge entonces varios retos técnicos, ya que estas metodologías presentan exigencias considerables en cuanto al procesamiento y generación de los datos e información presentes en el cálculo del riesgo. A raíz de estas exigencias se elabora una herramienta que permita automatizar y procesar todo el cálculo incluyendo las

* jdarroyave@isa.com.co. Dirección: Calle 12 Sur # 18-168, Medellín-Colombia

simulaciones de los modelos electromagnéticos de descargas atmosféricas, que para el presente artículo se realizaron en ATPdraw.
Finalmente, se realiza una comparativa entre la metodología semi-estadística propuesta en IEC 60071-4 [1] y el método simplificado (descrito en IEC 60071-2 [2]). Con esto se obtienen finalmente los resultados en términos de aislamiento, a partir del cual se realiza el diseño de la subestación. Finalmente se concluye comparando el costo final según cada metodología.

2 DESCRIPCIÓN DE CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA SUBESTACIÓN DE ANÁLISIS

Las metodologías que se implementan en el presente artículo serán aplicadas a una subestación con las características generales que se indican en la TABLA I.

TABLA I. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA SUBESTACIÓN DE ANÁLISIS

Parámetro	Descripción
Tensión nominal [kV]	500
Altura [msnm]	3200
Densidad de Descargas a Tierra (DDT) [Rayos/km^{2}año]	1.1
Configuración	Interruptor y Medio
N° de Diámetros	3
N° de LT Aéreas	3

3 METODOLOGÍAS IEC PARA LA DEFINICIÓN DEL AISLAMIENTO NORMALIZADO ANTE EL IMPULSO TIPO RAYO

En el reporte técnico IEC 60071-4 [1] se muestran los diferentes enfoques que podrían ser utilizados para determinar las exigencias por impulso atmosférico.

En la TABLA II, se muestra un resumen de dichas metodologías, propuestas por IEC 60071-4 [1].

TABLA II. METODOLOGÍAS PROPUESTAS POR IEC 60071-4 PARA EL ANÁLISIS DE EXIGENCIAS POR IMPULSO ATMOSFÉRICO [1]

Método	Requiere software para simulaciones EMT
Estadístico	Sí
Semi-estadístico	Sí
Determinístico	Sí
Simplificado	No

Para el propósito particular del presente artículo se implementará el método simplificado y el método semi-estadístico.

4 METODOLOGÍA SEMI-ESTADÍSTICA

A continuación, se presenta un método semi-estadístico para la determinación del riesgo de falla (Rf) del aislamiento de equipos de una subestación basado en la norma IEC 60071 – 4 [1]. Para el cálculo del riesgo usamos la expresión dada en la misma norma:

$$\mathrm{Rf} = \int_{U_{\min}}^{U_{\max}} P(U) \cdot f(U)\, dU \qquad (1)$$

Donde *P(U)* es la distribución acumulada de Weilbull asociada a la probabilidad de falla del aislamiento, esta se calcula para el nivel de aislamiento asignado a los equipos al que se le denomina *Strenght*. Mientras que *f(U)* hace referencia a la distribución de densidad de probabilidad de sobretensiones de descargas atmosféricas, a la cual se le denomina *Stress*. Por último, las variables U_{min} y U_{max} hace referencia a los límites de integración relevantes para el cálculo del riesgo.

4.1 Generación de Monte Carlo

Con la intención de obtener la distribución de probabilidad que describa el comportamiento aleatorio de las sobretensiones *Stress* se plantea un método Monte Carlo para las variables de ubicación y magnitud del impulso tipo rayo en un área determinada. La ubicación espacial de la descarga se generará a partir de una distribución de probabilidad uniforme y para la magnitud de la descarga se usará la distribución de probabilidad acumulada de Anderson sugerida por la norma IEC 60071-4 [1]. A continuación, se presenta la expresión de Anderson:

$$p(I) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{2.6}} \tag{2}$$

Donde I es la magnitud del impulso tipo rayo.
En (2) se refleja el comportamiento aleatorio de una distribución log-normal con una media de 31 kA. Finalmente, se genera el Monte Carlo para una cantidad de N de descargas (tal de que el Monte Carlo sea estable) en un área determinada a partir de un criterio de ingeniería que determine el área critica de impacto de la descarga.

4.2 Cálculo del Radio de Descarga para el Método Electro-geométrico

A parir de los valores generados por el Monte Carlo se calcula el radio asociado a la magnitud de la descarga ($r_{descargas}$), el cual viene dado por la siguiente expresión dada por *Hileman* [3]:

$$r_{descargas} = 14.2 \cdot I_{rayo}^{0.424} \tag{3}$$

Donde I_{rayo} es la la magnitud del impulso tipo rayo.
En este sentido, pasamos a determinar la cantidad de descargas que impactarán la línea, teniendo en cuenta si el radio de descarga supera la distancia más corta entre la línea y el punto de impacto. En la Fig. 1 se presenta la distribución de descargas atmosféricas que impactan la línea de transmisión (LT) en el área determinada.

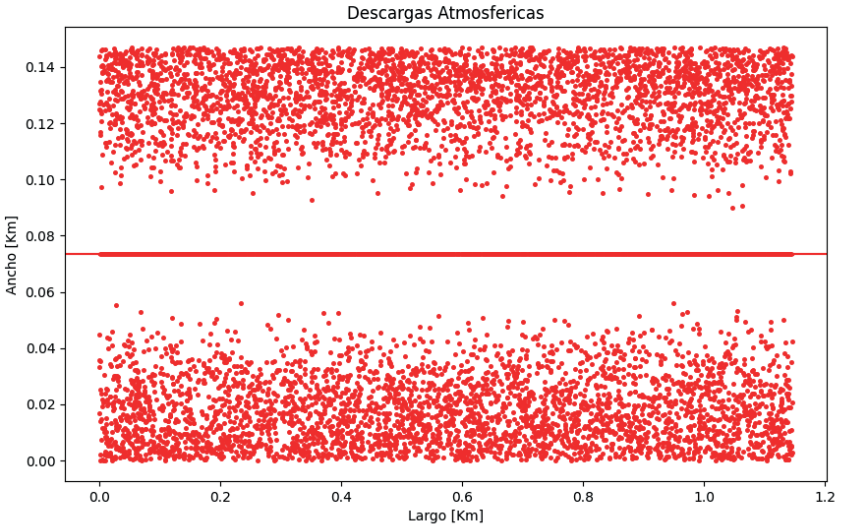


Fig. 1. Descargas atmosféricas que impactan la línea de transmisión

4.3 Simulación en ATP

A partir del Monte Carlo generado, se procede entonces a simular las descargas en ATP, distribuyendo cada descarga entre las torres de la LT más cercanas a cada una, para de esta manera leer, procesar y almacenar los resultados mediante Python. En cuanto al modelado de la subestación, se deben tener en cuenta los lineamientos establecidos en la IEC 60071-4 [1] para este tipo de fenómenos de frente rápido.

4.4 Método para el Cálculo del Riesgo de Falla

En esta sección se procede a determinar las funciones *stress* y *strenght* con la finalidad de calcular el riesgo de falla.

4.4.1 Distribución de Sobretensiones Stress

La distribución de sobretensiones Stress se determina a partir de los valores de sobretensión obtenidos en las simulaciones realizadas en ATP. Con estos valores se encuentra la función de densidad de probabilidad que mejor represente el comportamiento aleatorio de las sobretensiones. Para obtener la mejor función se selecciona, dentro de las funciones estandarizadas como lo son la normal, log_normal, gamma, rayleigh, chi-cuadrado X^2 y Cauchy, la que tenga un menor error cuadrático medio (MSE). Esto se realiza mediante Python donde se obtienen varios parámetros asociados a cada tipo de distribución, incluyendo el MSE.
Con los parámetros de la mejor distribución se obtiene entonces la función asociada a los valores de sobretensión. Por otra parte, se establece un umbral para el MSE para el cual, en caso de ser superado, se precede a determinar la función de probabilidad de forma empírica. Esto se hace por medio Python teniendo en cuenta la siguiente expresión:

$$\hat{f}(x) = \frac{1}{nh}\sum_{i=1}^{n} K\left(\frac{x - X_i}{h}\right) \tag{4}$$

Donde *K* es el núcleo, que para este caso se usará el de una distribución normal, *h* es el parámetro de suavizado, n es la cantidad de datos, X_i es el dominio de la sumatoria y x es el dominio de la función.

4.4.2 Distribución de Sobretensiones Strenght

La distribución de sobretensiones Strenght muestra el comportamiento estadístico de la rigidez dieléctrica del aislamiento. En el caso de que se trate de aislamiento no autoregenerable la distribución se modela como una función escalón caracterizado por el Nivel Básico de Aislamiento (BIL). En caso contrario, se procede a modelar mediante una distribución normal como indica la norma IEC 60071 – 2 [2] con la distribución acumulativa de Weibull P(U). A continuación, se presenta la función dada en la misma norma.

$$P(U) = 1 - 0.5^{\left(1+\frac{x}{N}\right)^{\gamma}} \tag{5}$$

Donde x es el número de desviaciones convencionales correspondientes a U, N es el número de desviaciones convencionales correspondientes a la tensión de truncamiento y γ indica el crecimiento o decrecimiento de la tasa de falla.

Esta distribución P(U) se modela a partir del valor del BIL y el CFO para una probabilidad del 10% y 50% respectivamente. A partir del BIL se calcula el CFO, para una desviación estándar (σ_f) del 5% según la siguiente expresión:

$$BIL = CFO\left(1 - 1.28\frac{\sigma_f}{CFO}\right) \tag{6}$$

Finalmente, partiendo de las definiciones (5) y (6) se calcula mediante Python la distribución acumulativa de Weibull P(U), donde se tiene como entradas el BIL, la altura sobre el nivel del mar y la condición del aislamiento de los equipos (autoregenerable o no autoregenrable).

4.4.3 Cálculo del Riesgo de Falla

Habiendo determinado las dos funciones *P(U)* y *f(U),* se procede a calcular el valor del riesgo multiplicando dichas funciones. Teniendo este producto, se calcula la integral obteniendo finalmente el valor del riesgo. Este porcentaje representará entonces el riesgo de falla de aislamiento del sistema en estudio, para un periodo de tiempo establecido inicialmente en años. En consecuencia, resulta conveniente obtener la tasa de falla (T_f)

que permita comparar dimensionalmente con lo que estipula norma. Esta tasa se puede estimar teniendo en cuenta la cantidad de descargas de la siguiente forma:

$$T_f = \frac{\text{N° descargas} \times \text{Riesgo}}{\text{Años}} \tag{7}$$

Según IEEE C62.82.1-2010 [4] y IEC 60071 – 1 [5] en el sistema se puede presentar una falla cada 100 y 250 años para aislamiento externo e interno respectivamente. Adicionalmente, en la Fig. 2 se presenta una gráfica que permite ilustrar los conceptos pertinentes al cálculo del riesgo, donde la curva azul representa la distribución de densidad de probabilidad de sobretensiones de descargas atmosféricas (Stress), la curva roja representa la distribución acumulada de Weilbull asociada a la probabilidad de falla del aislamiento (Strenght) y el área bajo la curva verde, representa el cálculo del riesgo de falla.

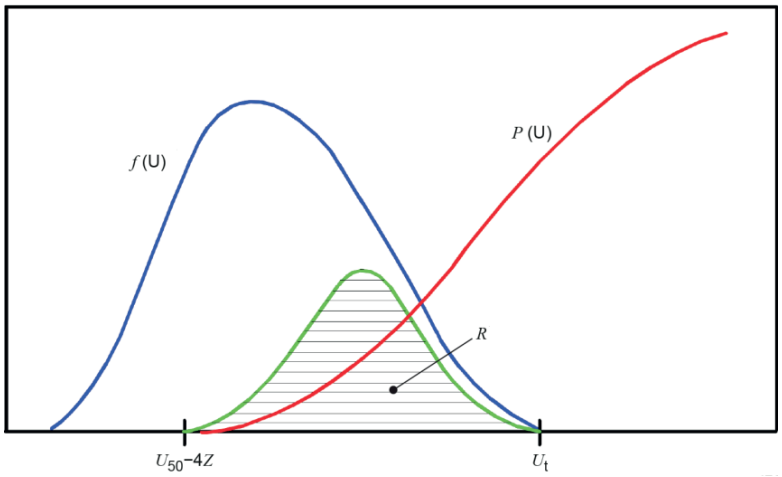


Fig. 2. Evaluación del riesgo de falla [2]

5 HERRAMIENTA DE AUTOMATIZACIÓN EN PYTHON

En la Fig. 3 se muestra un diagrama de flujo en el que se establece el procedimiento lógico llevado a cabo a través de Python, permitiendo de esta manera obtener los resultados de una forma ágil y segura. Se presenta entre paréntesis las variables de entrada en el respectivo bloque.

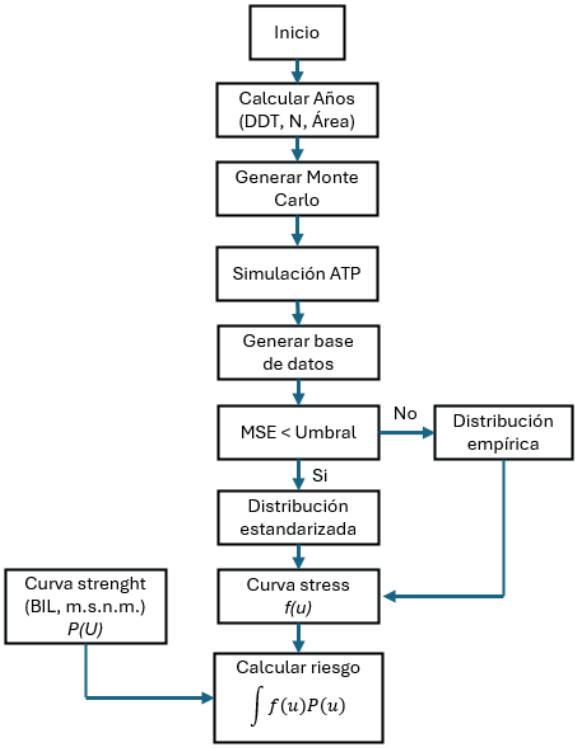


Fig. 3. Diagrama de flujo de la metodología

6 RESULTADOS

6.1 Resultados para el Método Simplificado

En la TABLA III, se muestran los resultados obtenidos bajo el método simplificado de IEC 60071-2 [2].

TABLA III. RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE EL MÉTODO SIMPLIFICADO

Parámetro	Valor
U_{pl} [kV_p]	1089
A [kV]	11000
n	2
L [m]	120
L_{sp} [m]	500
R_a [Fallas/año]	0.01
R_{km} [Fallas/m-año]	0.000001
L_a [m]	10000
H [msnm]	3200
K_a	1.48
K_s	1.05
U_{cw} [kVp]	1152
U_{rw} [kV_p]	1790

Finalmente, a partir de la tensión de coordinación calculada e indicada en la TABLA III, se selecciona el aislamiento normalizado al impulso tipo rayo y la separación mínima en aire requerida, tanto Fase-Tierra como Fase-Fase, tal y como se muestra en la TABLA IV.

TABLA IV. AISLAMIENTO NORMALIZADO Y DISTANCIAS MÍNIMAS EN AIRE REQUERIDAS BAJO EL MÉTODO SIMPLIFICADO

Parámetro		Valor
U_{cw} [kV_p]		1790
LIWL [kV_p]		1800
SIWL [kV_p]		1300
Distancias F-T [mm]	Punta-Estructura	4800
	Conductor-Estructura	3600
Distancias F-F [mm]	Conductor-Conductor	6100
	Punta-Conductor	7400

Los resultados obtenidos mediante el método simplificado de IEC 60071-2 [2]., indican que para la subestación es necesario instalar equipos con una soportabilidad al impulso tipo rayo y tipo maniobra de 1800 kV_p y 1300 kV_p, respectivamente. Estos aislamientos corresponden a equipos con una tensión máxima, U_m, de 800 kV.

6.2 Resultados para el Método Semi-estadístico

En la TABLA V se presentan las variables de entradas necesarias para calcular el riesgo mediante la herramienta elaborada en Python para la metodología semi-estadística:

TABLA V. VARIABLES UTILIZADAS EN EL CÁLCULO DEL RIESGO

Variable	Magnitud
DDT [rayos/km2/año]	1.144
N° de descargas	200000
Años	1037772
BIL [kV]	1550
Altura [m.s.n.m.]	3200
Área [Km2]	0.168

Finalmente, en la TABLA VI se presentan los resultados para el cálculo del riesgo y la tasa de falla:.

TABLA VI. RESULTADOS PARA EL CÁLCULO DEL RIESGO Y TASA DE FALLA

Indicador	Aislamiento externo	Aislamiento interno
Riesgo [%]	0.07275	0.13422
Tasa de falla [Fallas/años]	0.00014	0.00026
Tasa de falla [Años/fallas]	7132.75204	3866.00226

Adicionalmente, se muestra en la Fig. 4 el resultado gráfico del riesgo para aislamiento externo e interno.

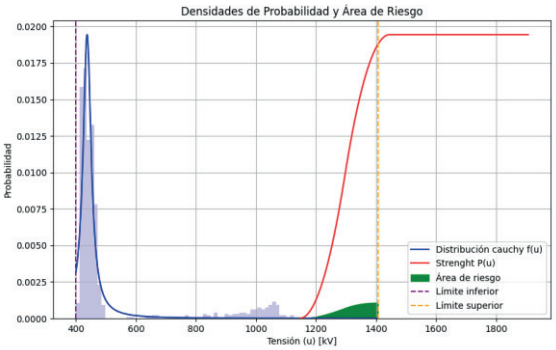


Fig. 4–(a). Gráfica del riesgo para aislamiento externo

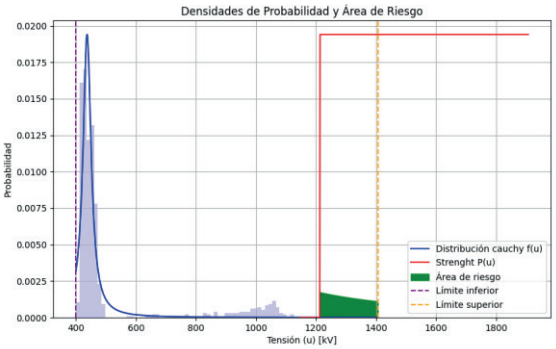


Fig. 4–(b). Gráfica del riesgo para aislamiento interno

De los resultados de la TABLA VI se puede observar que la tasa de falla cumple con lo requerido por la norma (IEEE C62.82.1-2010 [4] y IEC 60071 – 1 [5]), siendo mayor a 250 y 100 años/fallas para aislamiento interno y externo respectivamente. Por lo anterior, se comprueba que con la metodología semi-estadística, la subestación ubicada a 3200 msnm, cumple los requerimientos con un nivel de aislamiento de 1550 kV_p ante impulso atmosférico, permitiendo así el diseño de la subestación con unas distancias menores a las halladas con el método simplificado. El nivel de aislamiento normalizado y distancias requeridas en la subestación con el método semi-estadístico se presenta en la TABLA VII.

TABLA VII. AISLAMIENTO NORMALIZADO Y DISTANCIAS MÍNIMAS EN AIRE REQUERIDAS BAJO EL MÉTODO SEMI-ESTADÍSTICO

Parámetro		**Valor**
LIWL [kV_p]		1550
SIWL [kV_p]		1175
Distancias F-T [mm]	Punta-Estructura	4100
	Conductor-Estructura	3100
Distancias F-F [mm]	Conductor-Conductor	4200
	Punta-Conductor	5000

7 BENEFICIOS EN ÁREA Y COSTO DE EQUIPOS LOGRADOS A PARTIR DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO SEMI-ESTADÍSTICO

Los resultados de la aplicación de la metodología semi-estadística permiten de entrada lograr reducciones en las distancias Fase-Tierra y Fase-Fase que se reportan en la TABLA VIII.

TABLA VIII. COMPARACIÓN DE LAS DISTANCIAS FÍSICAS EN LA SUBESTACIÓN ANALIZADA SEGÚN MÉTODO SIMPLIFICADO Y MÉTODO SEMI-ESTADÍSTICO

Parámetro		**Método Simplificado**	**Método semi-estadístico**
LIWL [kV_p]		1800	1550
SIWL [kV_p]		1300	1175
Distancias F-T [mm]	Punta-Estructura	4800	4100
	Conductor-Estructura	3600	3100
Distancias F-F [mm]	Conductor-Conductor	6100	4200
	Punta-Conductor	7400	5000

La aplicación de la metodología semi-estadística permitió obtener una solución de ingeniería optimizada que, combinada con la localización de los equipos de patio de manera disruptiva, se logra capitalizar ahorros de orden del 35 % en el área de la subestación, lo cual se refleja en beneficios prediales (se requiere menor predio), menor impacto ambiental, menor adecuación de terreno, menor cantidad de estructuras metálicas (menor peso de los equipos de patio), menor tamaño en fundaciones (menor peso de los equipos de patio), menor valor en equipos de patio y en términos generales menor obra civil, lo que permite la estructuración de CaPex más competitivos con soluciones que siguen cumpliendo con la normatividad internacional, asociada al diseño de subestaciones, condiciones de seguridad para los equipos y las personas.

La optimización del 35 % en el área requerida (aproximadamente 36.264 m^2) para la subestación representó un ahorro en CaPex de por lo menos **2 MUSD**, teniendo en cuenta que no se han incluido reducciones en costos asociadas a: precio de los equipos de patio, reducción en estructuras metálicas y fundaciones.

Cabe resaltar que, con el área de 36.264 m^2 que se logró reducir, se hubieran podido construir 6 diámetros completos, en interruptor y medio, en una subestación de 500 kV.

8 CONCLUSIONES

En el presente trabajo se ha logrado materializar una optimización en la subestación, mediante la aplicación de una metodología optimizada, avalada en el reporte técnico IEC 60071-4 [1], es decir, pese a las exigencias de altura de la instalación (3200 msnm) se logró conservar un aislamiento normalizado al impulso tipo rayo de 1550 kV_p. Si se hubiera dimensionado la subestación con el método simplificado, se tendrían que instalar equipos con una tensión máxima, U_m, de 800 kV. Lo anterior, permitió capitalizar un ahorro en CaPex de aproximadamente 2 MUSD.

Gracias a la implementación de esta metodología en Python, es posible obtener resultados de forma ágil y confiable, generando de esta manera beneficios asociados al tiempo de elaboración de estudios y diseño, lo que brinda la posibilidad de responder de forma más competitiva ante proyectos con grandes exigencias.

También se destaca, que la aplicación de esta metodología optimizada requiere un proceso de cálculo mucho más elaborado y complejo que puede resultar tedioso si no se tiene conocimiento previo de la metodología. Por lo cual se considera relevante su aplicación en casos que lo ameriten, por ejemplo, subestaciones ubicadas a grandes alturas (mayores a 2000 msnm) o con un alto valor de Densidad de Descargas a Tierra. Si no se tiene una exigencia especial, se pueden explorar métodos como el determinístico o el simplificado, igualmente avalados por IEC 60071-4 [1].

9 BIBLIOGRAFÍA

[1] IEC TR 60071-4, Insulation co-ordination – Part 4: Computational guide to insulation co-ordination and modelling of electrical networks. Ed 1, 2004.

[2] IEC 60071-2, Insulation co-ordination – Part 2: Application guidelines. Ed 5, 2023.

[3] A. R. Hileman, Insulation Coordination for Power Systems. New York: Marcel Dekker, 1999

[4] IEEE C62.82.1-2010, Standard for insulation coordination - Definitions, Principles, and Rules, 2010.

[5] IEC 60071-1, Insulation co-ordination – Part 1: Definitions, principles and rules. Ed 9, 2019.

Comité de Estúdios C4 - Desempeño técnico de sistemas de potencia

EVALUACIÓN COMPARATIVA DE ESTRATEGIAS DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 220 KV.

W.G. FLORES*
Estudios Eléctricos
Perú
Gonzalo.flores@estudios-electricos.com

J.D. VEGA
Estudios Eléctricos
Colombia
julian.vega@estudios-electricos.com

J. VIVES
Estudios Eléctricos
Argentina
javier.vives@estudios-electricos.com

Resumen *– El presente trabajo analiza y compara tres métodos de protección contra descargas atmosféricas en líneas de transmisión de 220 kV: incremento de aisladores, instalación de descargadores de sobretensión e instalación de conductores underbuilt. Mediante simulaciones en EMTP/ATP, se evalúa la efectividad de cada método bajo diferentes condiciones de resistencia de puesta a tierra y densidad de descargas atmosféricas. Los resultados permiten determinar las mejores estrategias a implementar con el fin de mitigar las desconexiones por flameos inversos y justificar el uso de cada método de protección.*

Palabras clave: Flameo inverso – Sobretensión impulsiva – Líneas de transmisión – Densidad de descargas – Aisladores – Conductor underbuilt – Pararrayo.

1 INTRODUCCIÓN

Las descargas atmosféricas, originadas por la diferencia de potencial entre la superficie terrestre y las nubes, son la principal causa de interrupciones y daños en las redes eléctricas a nivel mundial. Estas descargas, que suelen ocurrir junto con lluvias, generan sobretensiones transitorias destructivas al impactar en las líneas de transmisión, resultando en pérdidas económicas tanto para las empresas transmisora como para los usuarios finales [1].

Además, como se muestra en [2], el cambio climático está afectando la frecuencia de las descargas atmosféricas. Actualmente, la cantidad de rayos aumenta con la temperatura y la densidad de nubes, y en el futuro se espera que la cantidad de descargas atmosféricas se incremente aún más. A este factor se le suma que la mayor actividad global de descargas atmosféricas se encuentra en las zonas cercanas al ecuador, entre ellas América del sur, que como es de conocimiento presenta geografías diversas lo que plantea retos particulares para los proyectos de transmisión en términos de protección contra descargas atmosféricas.

Ante esta problemática, y considerando que las descargas en una línea de transmisión pueden interrumpir su operación de tres formas: falla de apantallamiento, flameo inverso y sobretensión inducida [3], siendo que para sistemas de AT y EAT predominantemente las desconexiones se dan por flameo inverso, la primera solución que se suele considerar es mejorar la resistencia de puesta a tierra en las estructuras. Sin embargo, las líneas suelen atravesar terrenos de elevada resistividad, lo que hace que el mejoramiento de la puesta a tierra sea demasiado costoso y muchas veces no se logre alcanzar el valor objetivo de resistencia. Por ello, a lo largo del tiempo se han explorado soluciones alternativas que permitan reducir significativamente estas interrupciones y garantizar el cumplimiento de las normas y reglamentos de cada país con respecto a la tasa de flameo inverso (BFOR).

Este trabajo tiene como objetivo, mediante simulaciones en ATPDraw, comparar tres alternativas de solución a esta problemática: incrementar la cantidad de aisladores en las cadenas, instalar descargadores de sobretensión (TLAs) en la línea [4] o instalar conductores underbuilt [5][6]. Esto con el fin de determinar las

* gonzalo.flores@estudios-electricos.com

condiciones y características necesarias para optar por cada una de ellas. Para ello, se toma como caso de estudio una sección de 10 vanos de línea de transmisión en 220 kV que presenta recurrentes desconexiones en un tramo crítico de elevada resistividad.

2 METODOS DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

En esta sección, se analizarán en detalle tres alternativas para mitigar el impacto de las descargas atmosféricas en las líneas de transmisión, considerando que el terreno presenta muy alta resistividad y no se contempla como solución el mejoramiento de la resistencia de puesta a tierra. Estas alternativas serán objeto de estudio y comparación en el presente artículo.

2.1 Incremento de aisladores en las cadenas

Esta técnica, comúnmente utilizada por los operadores de sistemas de transmisión (TSO), consiste en aumentar el nivel de aislamiento en las fases de la línea de transmisión aumentando la cantidad de aisladores. Al incrementar la cantidad de aisladores Fig 1-(b), se requiere una mayor tensión de flameo para que ocurra una falla, lo que reduce la tasa de salidas. Aunque esta técnica puede ser efectiva, tiene limitaciones, como el aumento de peso en las estructuras y la reducción de la distancia de seguridad entre el conductor y el suelo, lo que impide agregar una gran cantidad de aisladores adicionales.

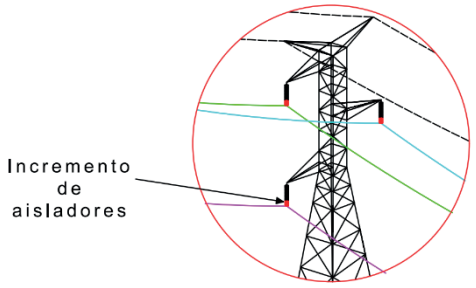


Fig. 1-(a). Incremento de aisladores en las cadenas

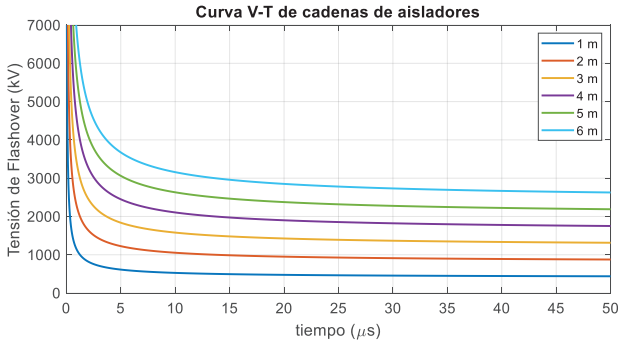


Fig. 1-(b). Curva V-T de cadenas de aisladores

2.2 Instalación de TLAs

Los descargadores de sobretensión de líneas (TLAs) son dispositivos diseñados principalmente para proteger el aislamiento de las líneas contra sobretensiones causadas por rayos. Aunque en algunos casos también pueden mitigar sobretensiones de frente lento, su principal función es desviar la corriente de rayo y suprimir las sobretensiones en las cadenas de aisladores. Esto previene el flameo y evita que la línea quede fuera de servicio [4], como se muestra en la Fig. 2.

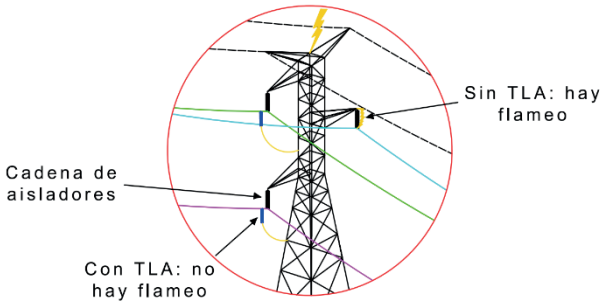


Fig. 2. Protección contra sobretensiones con TLA

2.3 Instalación de Conductor Underbuilt

Este método consiste en instalar un cable de guarda debajo de los conductores de fase en las secciones o tramos cortos donde se presenten desconexiones recurrentes por impacto de descargas atmosféricas en la línea [6] con el objetivo de proporcionar un drenaje efectivo a tierra para la corriente de rayo, de acuerdo con [5] para mitigar eficientemente las desconexiones este conductor debe posicionarse lo más próximo posible a la fase inferior cumpliendo con los márgenes de distancia de seguridad, Fig. 3.

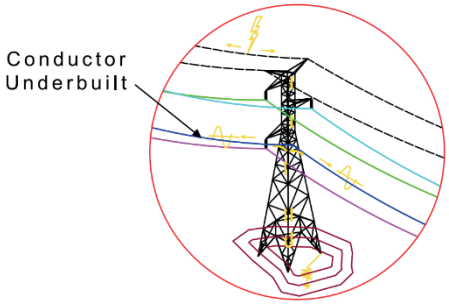


Fig. 3. Protección contra sobretensiones con UW

3 MODELAMIENTO DEL SISTEMA

Con el fin de evaluar la influencia de los métodos de protección descritos anteriormente en la disminución de la tasa de flameo inverso, se toma un tramo de 10 vanos de línea de transmisión en 220 kV al cual se le van a realizar simulaciones de descargas atmosféricas a lo largo de su recorrido variando los valores de resistencia de puesta a tierra en las estructuras, la distancia de cada vano será de 450 metros. En Fig. 4. Se muestra la silueta de la estructura, el arreglo geométrico de los conductores y características de los conductores de fase.

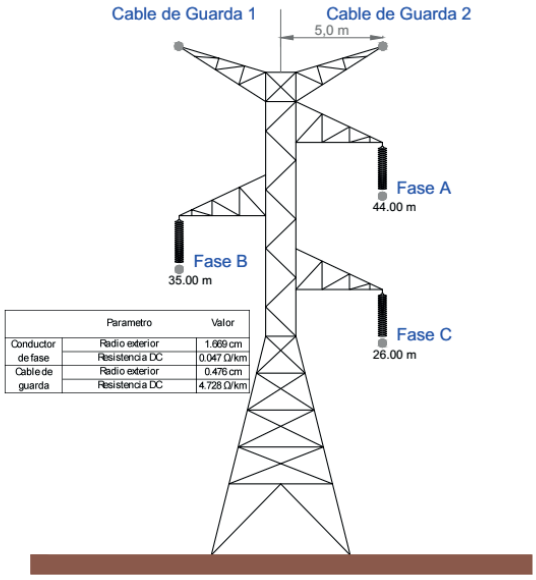


Fig. 4. Silueta de estructura de 220 kV

3.1 Modelo de Línea de Transmisión

Para las secciones de línea de transmisión se utilizó un modelo dependiente de la frecuentica, Modelo JMarti, el cual se basa en una matriz de transformación constante y real calculada a una frecuencia seleccionada por el usuario [7]. Los datos geométricos y eléctricos de la línea se integraron en la herramienta LINE CONSTANT del programa de simulación transitoria. En este trabajo, se usa una frecuencia de 500 kHz para la matriz de transformación modal, ya que a esta frecuencia la matriz se mantiene prácticamente constante.

3.2 Modelo de Torre de Transmisión

Las estructuras de transmisión incidentes han sido representadas como un modelo de propagación de línea con inductancia amortiguada o mejor conocido como Modelo Multietapas de acuerdo con la metodología recomendada por [8], este modelo como se observa en la Fig.5. está compuesto por una serie de impedancias características, resistencias e inductancias que dependerán de la geometría de la estructura.

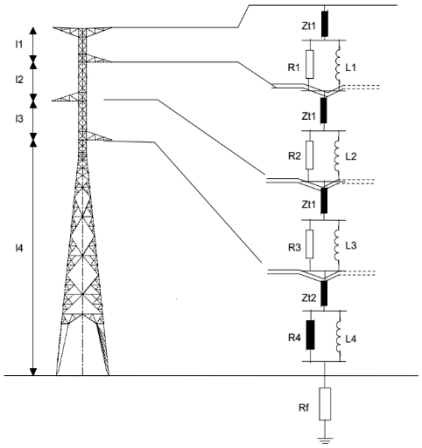


Fig. 5. Modelo de torre de transmisión IEC 60071-4[8]

3.3 Cadenas de aisladores

El comportamiento de las cadenas de aisladores durante el flameo puede ser modelado de diferentes maneras entre las cuales se encuentran: las curvas de tensión en función del tiempo, el método de integración, o modelos de desarrollo de líderes. En este trabajo, se utilizaron las curvas de tensión-tiempo mostrados en Fig.1(b). El flameo ocurre cuando la diferencia de potencial a través de las cadenas de aisladores alcanza o supera la tensión de resistencia al flameo VFO (kV) [3].

$$V_{FO} = \left(400 + \frac{750}{t_c^{0.75}}\right) D \tag{1}$$

Donde tc representa el tiempo en microsegundos en el que se produce el flameo, y D es la distancia del arco seco en la cadena de aisladores. Según este modelo, si la sobretensión a través de la cadena de aisladores alcanza o supera el VFO, el interruptor de tensión controlada se cierra, indicando la ocurrencia del flameo. El caso base para el presente modelo es de 21 discos por cada cadena de aisladores, lo que equivale a una distancia de arco seco de 3,08 metros.

3.4 Puesta a Tierra

De acuerdo con las recomendaciones de CIGRE [3] para los estudios de frente de onda rápido (onda de descarga atmosférica) es preciso considerar a la puesta a tierra como una impedancia impulsiva (ZP) la cual se calcula a partir de la resistencia a baja frecuencia medida en la estructura (RLF), multiplicada por un coeficiente de impulso que depende de la resistividad del terreno (IC)

$$Z_P = IC \; x \; R_{LF} \tag{2}$$

$$IC = 0.89 - 5x10^{-5}.\rho_0 \tag{3}$$

Donde ρ0 es la resistividad del terreno medido a baja frecuencia.

3.5 Descargador de Sobretensión

El modelo de descargador de sobretensión de línea empleado para el estudio es el que propuso D.W. Durbak [12] y fue adoptado por IEEE [13] para análisis de ondas de frente rápido. Este modelo se compone por resistencias no lineales (A0 y A1), dos inductancias (L0 y L1) en paralelo con dos resistencias (R0 y R1) junto a una capacitancia C, tal como se observa en la Fig.6.

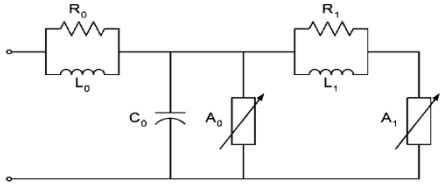


Fig. 6. Modelo de descargador para altas frecuencias.

El TLA seleccionado para el estudio presenta las siguientes características:

- Tensión nominal: 198 kV
- TOV: 228 kVp
- Tensión soportada maniobra (30/70 us): 416 kVp
- Tensión soportada impulso (8/12 us): 465 kVp

3.6 Descarga Atmosférica

La corriente de descarga atmosférica fue modelada usando funciones Heidler, como se indica en [10]. Los parámetros utilizados para este modelamiento se determinaron con base a mediciones realizadas en torres de instrumentación ubicadas en la estación Morro do Cachimbo (MCS), las cuales muestran medidas reales de corrientes de rayo en Sudamérica. De acuerdo con estas medidas, la corriente de la primera descarga muestra al inicio una forma cóncava pronunciada seguido por múltiples picos, de los cuales el segundo pico es el de mayor amplitud, mientras que la mayor tasa de cambio ocurre cerca al primer pico de corriente, como se muestra en [11]. Esta corriente de rayo se construye como sumando funciones Heidler, tal como se describe en las siguientes ecuaciones:

$$i(t) = \sum_{k=1}^{N} \frac{I_{0k}}{n_k} \frac{(t/\tau_{1k})^{n_k}}{1+(t/\tau_{1k})^{n_k}} e^{(-t/\tau_{2k})} \quad (5)$$

$$\eta_k = e^{\left[-\left(\frac{\tau_{1k}}{\tau_{2k}}\right)\left(n_k \frac{\tau_{2k}}{\tau_{1k}}\right)^{\frac{1}{n_k}}\right]} \quad (6)$$

Donde I0k controla la amplitud de la corriente de rayo, τ1k indica la constante de tiempo de decaimiento, ηk actúa como el exponente que controla la pendiente de cada componente k que contribuye a la construcción de i(t). De acuerdo con [3], la onda normalizada de corriente de rayo de MCS, para el primer impacto, se encuentra caracterizada por un valor pico de 43.3 kV y un tiempo de frente de 4.2 µs.

4 METODOLOGÍA DE SIMULACIONES

En esta sección se mostrará el impacto de cada método de protección elegido sobre el sistema de transmisión. El objetivo principal de las simulaciones es analizar el rendimiento de cada método de protección contra descargas atmosféricas, considerando diversos valores de resistencia de puesta a tierra y diferentes densidades de descargas. Para ello, se analizan los siguientes casos:

- Caso 1: Es el Caso base con 21 aisladores por fase en las estructuras.
- Caso 2: Se incrementan los aisladores a 24 por fase, con una distancia de arco seco de 3,53 m.
- Caso 3: Se instalan TLAs en las fases superiores de las estructuras.
- Caso 4: Se instala el conductor underbuilt a lo largo del tramo de línea analizado.

Estos casos se pueden observar gráficamente en las Fig. 7, 8 y 9. El primer caso servirá como punto de comparación con los tres métodos de protección seleccionados. En cuanto a las descargas atmosféricas, se utilizan las primeras descargas medidas en MCS [11], variando la amplitud de la corriente pico para determinar, en cada caso, la corriente crítica de flameo inverso a la cual se produce el flameo en alguna de las fases.

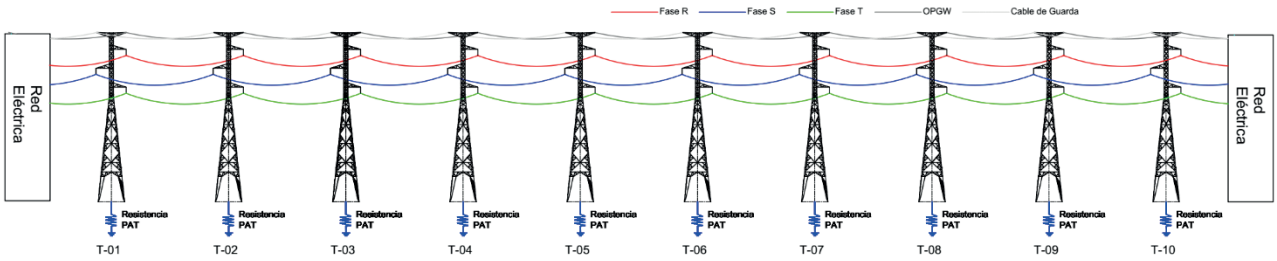


Fig. 7. Caso 1 y 2

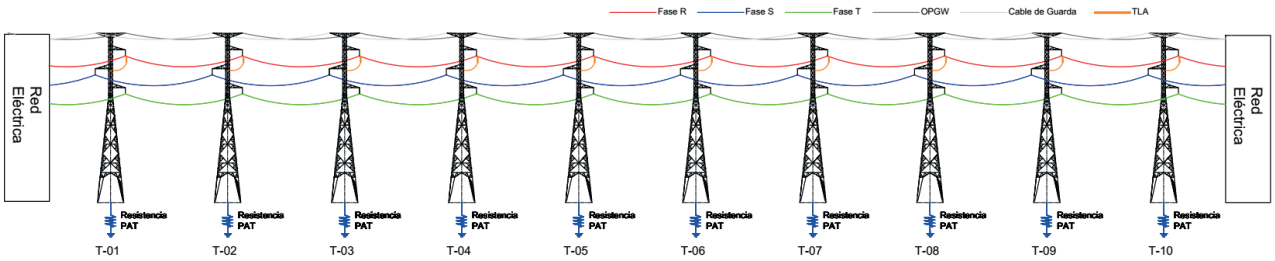


Fig. 8. Caso 3

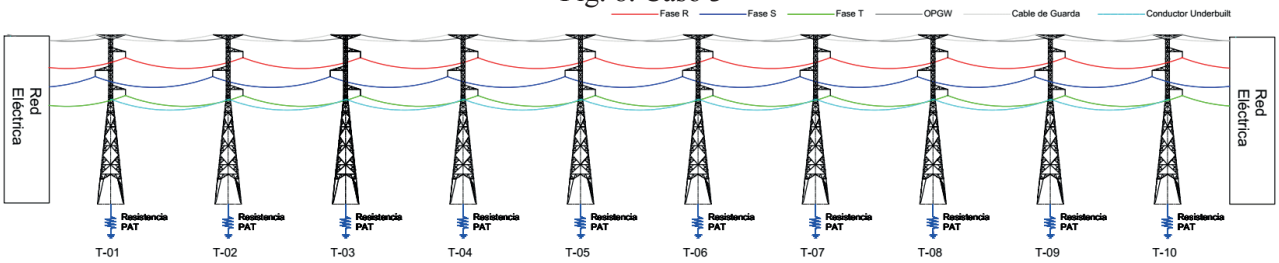


Fig. 9. Caso 4

Para determinar la tasa de flameo inverso, como se ha mencionado anteriormente es preciso conocer primero la corriente crítica a la que se produce el flameo. Teniendo este dato en conjunto con la función acumulada de distribución de la descarga atmosférica $P_{[IP \geq Ic]}$ determinada en [3], tenemos que la probabilidad de que una corriente de rayo pueda superar esta corriente crítica se calcula con la siguiente ecuación:

$$P = P_{[I_P \geq I_c]} = \frac{1}{1+\left({}^{I_P}/_{\alpha}\right)^{\beta}} \tag{9}$$

Donde IP es la corriente pico de rayo, α la mediana de la corriente pico de rayo y β es el coeficiente de distribución. Para el presente estudio, tomando en consideración las mediciones realizadas en la estación Morro do Cachimbo, el valor de α es 45.3 kA y β es 3.9. Luego, la tasa de flameo inverso se determina se determina de acuerdo con [9]:

$$BFR = 0.6 * 0.1 * Ng * P_{[IP \geq Ic]} * (28\, h^{0.6} + b)$$

Donde Ng es la densidad de descargas atmosféricas (rayos/km2/año), h es la altura de la torre y b es la distancia entre los dos conductores de guarda.

5 RESULTADOS

En esta sección se presentan los resultados de cada uno de los métodos de protección seleccionados para este estudio. No obstante, es necesario demostrar cómo influye cada método en las sobretensiones de las líneas de transmisión en un caso típico. Por ello, en la Fig. 8 se muestran las sobretensiones en las fases obtenidas para un caso en el que se ha simulado un impacto atmosférico con una amplitud de rayo de 50 kA y resistencias de puesta a tierra típicas de 25 ohmios. Cabe resaltar que en este análisis Caso 1 y Caso 2 dan el mismo resultado, es por esta razón que solo se muestra uno de ellos en las gráficas de la Fig. 10.

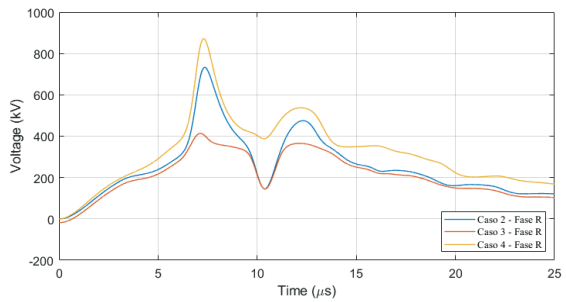


Fig. 10-(a). Resultados en fase R

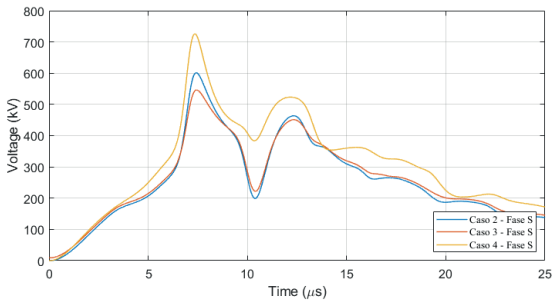


Fig. 10-(b). Resultados en fase S

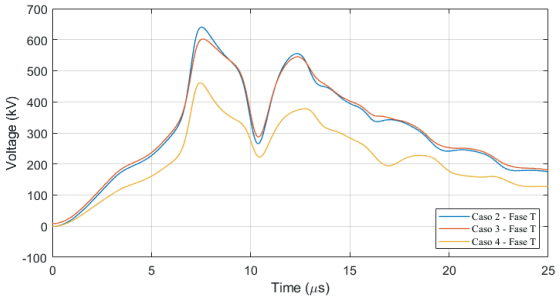


Fig. 10-(b). Resultados en fase T

Se observa que la instalación de TLAs reduce las sobretensiones en la línea de transmisión. Por otro lado, en el conductor underbuilt, las sobretensiones en las fases superiores son mayores en comparación con otros casos. Sin embargo, en el conductor de fase más cercano, las sobretensiones son las menores. Este comportamiento puede variar según la resistividad del terreno y la altitud sobre el nivel del mar donde se encuentren las líneas de transmisión.

5.1 Comparación de Casos

Se ejecutaron las simulaciones variando la amplitud de la corriente de rayo y la resistencia de puesta a tierra en las estructuras junto con la densidad de descargas atmosféricas. De acuerdo con el Std. IEEE 1313 [14] para líneas de transmisión de 220 kV la tasa de salida por flameo inverso no debe superar las 2 fallas/100 km/año, por ello se toma este valor como referencia para determinar cuáles son los valores de puesta a tierra objetivo que se puede llegar a tener con cada alternativa de solución, como se muestra en Fig. 11.

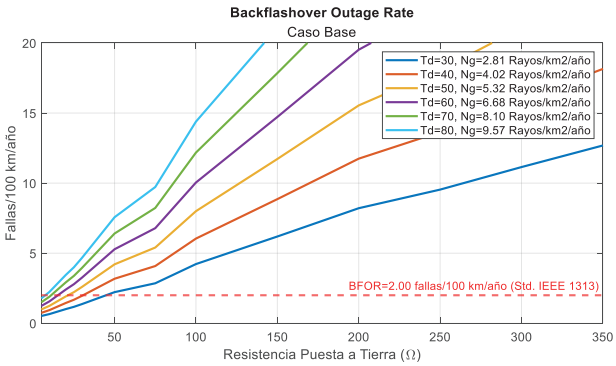


Fig. 11-(a). Resultados Caso 1

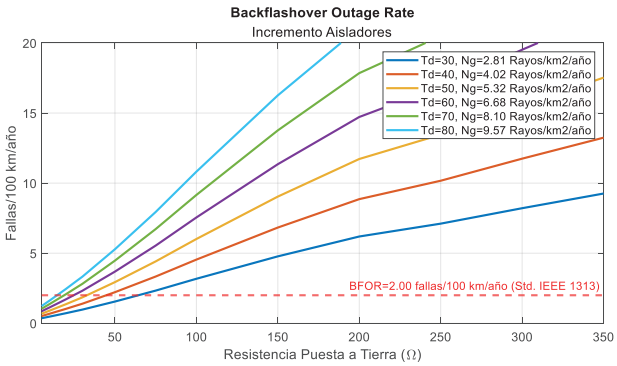


Fig. 11-(b). Resultados Caso 2

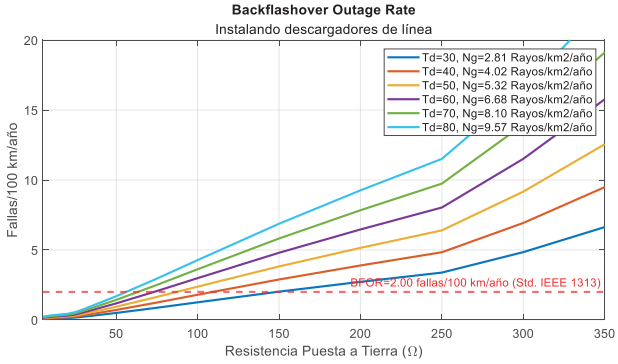


Fig. 11-(c). Resultados Caso 3

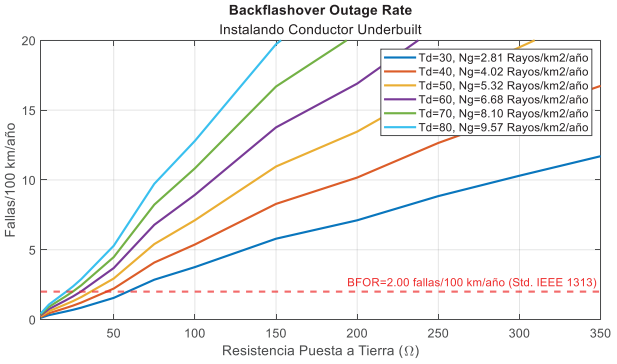


Fig. 11-(d). Resultados Caso 4

De los cuatro casos evaluados, podemos obtener los siguientes datos sobre los valores de puesta a tierra objetivo para las condiciones extremas de densidad de descarga atmosférica consideradas que permitan obtener la máxima tasa de salidas por flameo inverso que indica la norma en mención, como se muestra en la Tabla I:

TABLA I. RESULTADOS DE SIMULACIONES

	Valor de resistencia de puesta a tierra objetivo	
	Para Ng = 2.81 rayos/km2/año	**Para Ng = 9.57 rayos/km2/año**
Caso 1	48 Ohm	8 Ohm
Caso 2	75 Ohm	16 Ohm
Caso 3	150 Ohm	55 Ohm
Caso 4	90 Ohm	23 Ohm

6 CONCLUSIONES

Posteriormente a la evaluación de las tasas de salida por flameo inverso en los tres métodos analizados se concluye:

- En el caso de que la línea de transmisión atraviese terrenos de elevada resistividad, el incrementar aisladores no representa una mejora significativa, teniendo en consideración que las resistencias de puesta a tierra en este tipo de terrenos están por encima de los 50 ohm. En eta condición lo más recomendable es realizar la instalación de descargadores de sobretensión de línea lo cual ofrece un mejor desempeño frente a descargas atmosféricas.
- El conductor underbuilt presenta un buen desempeño en terrenos con baja resistividad en comparación con el incremento de aisladores, es decir, para líneas de transmisión en terrenos con vegetación que presentan alta intensidad de lluvias y por consiguiente también alta densidad de descargas esta solución permite mitigar las desconexiones por impacto atmosférico.
- El incremento de aisladores en las cadenas muestra una mejora en el desempeño de la línea, sin embargo, al ser una solución limitada por la disposición física y las distancias de seguridad a respetar esto solo se recomienda en casos donde la tasa de desconexiones de la línea no exceda significativamente el valor solicitado por el Std. IEEE 1313.
- La instalación de TLAs puede mejorar en mayor medida la tasa de desconexiones en la línea, especialmente, cuando se tienen terrenos de alta resistividad donde se observa que permite operar con resistencias de puesta a tierra de hasta 150 ohm; sin embargo, se recomienda que en el tramo de línea donde se realice su instalación se cuente con al menos una puesta a tierra de baja resistencia que pueda servir como conducto a tierra a la corriente de rayo y evitar que la onda se propague a otras estructuras aledañas que puedan no tener TLA y esto siga causando fallas.

7 REFERENCIAS

[1] P. N. Mikropoulos, J. He, and M. Bernardi, “Lightning attachment to overhead power lines”, Institution of Engineering and Technology eBooks, pp. 165-215, 2020.

[2] E. R. Williams, J. Montanya, J. Saha, y A. Guha, “Lightning and climate change”, Institution of Engineering and Technology eBooks, pp. 569-626, 2022.

[3] CIGRE WG C4.23, “Procedures for Estimating the Lightning Performance of Transmission Lines – New Aspects”, CIGRE Technical Brochure No. 839, 2021.

[4] CIGRE WG C4.39, “Effectiveness of Line Surge Arresters for Lightning Protection of Overhead Transmission Lines”, CIGRE Technical Brochure No. 855, 2021.

[5] T. Assunção, J. Leon, R. Moura, M. Schroeder and J. Pissolato, “Impact of Underbuilt Wire Position on Transmission Line Performance”, 2023 IEEE Colombian Caribbean Conference (C3), Barranquilla, 2023.

[6] W. Flores, J. Leon, J. Pissolato, R. Moura and M. Schroede, “Evaluation of the Impact of Underbuilt Wire on Back-Flashover Critical Current in Transmission Line”, 2023 IEEE Colombian Caribbean Conference (C3), Barranquilla, 2023.

[7] J. R. Marti, “Accurate Modeling of Frequency-Dependent Transmission Lines in Electromagnetic Transient Simulations”, IEEE Power Engineering Review, vol. 2, no. 1, pp. 29–30, 1982.
[8] IEC, 60071-4:2004, “Insulation co-ordination - Part 4: Computational guide to insulation co-ordination and modelling of electrical networks”.
[9] CIGRE SC 33 (now C4) WG 33.01, “Guide to procedures for estimating the lightning performance of transmission lines”, CIGRE Technical Brochure No. 63, 2021.
[10] A. De Conti and S. Visacro, “Analytical representation of single- and double-peaked lightning current waveforms,” IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility, vol. 49, no. 2, pp. 448–451, may 2007.
[11] S. Visacro, A. Soares, M. A. O. Schroeder, L. C. Cherchiglia, and V. J. de Sousa, “Statistical analysis of lightning current parameters: Measurements at Morro do Cachimbo Station,” Journal of Geophysical Research, vol. 109, no. DO1105, pp. 1–11, jan 2004.
[12] D. W. Durbak, “Zinc-oxide arrester model for fast surges”, EMTP Newslett., vol. 5, no. 1, January. 1985.
[13] IEEE Guide for the Application of Metal-Oxide Surge Arresters for Alternating-Current Systems, IEEE Std. C62.22, 1997.
[14] IEEE, Std. 1313.2 – 1999, “IEEE Guide for the Application of Insulation Coordination”.

Comité de Estúdios C4 – Desempeño técnico de sistemas de potencia

FISURAS EN LOSAS DE CONCRETO DE REACTORES DE NÚCLEO DE AIRE OCASIONADAS POR LA GENERACIÓN CAMPOS MAGNÉTICOS INTENSOS

ALEJANDRO CASTRO*
Interconexión Eléctrica S.A
Colombia
alcastro@isa.com.co

HORACIO MANTILLA
Interconexión Eléctrica S.A
Colombia
hmantilla@isa.com.co

Resumen *– La subestación Nueva Pan de Azúcar es un nodo crucial para la transmisión de energía en el sistema eléctrico chileno, facilitando la interconexión entre el Norte Grande, con su alta generación renovable, y el Sur de Chile, donde se concentran importantes centros de consumo. Al iniciar su operación, la subestación presentó perfiles de tensión elevados, lo que llevó a la necesidad de instalar un equipo para un control adecuado de la tensión; en este caso, se optó por un STATCOM. Se instalaron dos unidades de STATCOM, cada una con capacidad de +/- 50 MVAr.*

Cada STATCOM está equipado con un reactor de núcleo de aire de 9 mH en serie con los convertidores, así como dos reactores shunt de núcleo de aire de 100 MVAr (11,46 mH) y de 50 MVAr (22,8 mH), que contribuyen a aumentar la capacidad inductiva. Tanto el STATCOM como los reactores están conectados a una tensión de 19,3 kV, lo que genera altas corrientes de operación, alcanzando aproximadamente 3000 A en el caso del reactor de 100 MVAr.

Una vez que el STATCOM entró en servicio, comenzaron a aparecer fisuras en las losas de concreto que soportan los reactores de núcleo de aire. Esto generó la necesidad de llevar a cabo un análisis de causa raíz para determinar si las fisuras estaban relacionadas con errores de diseño desde el punto de vista civil o si eran el resultado de fenómenos electromagnéticos.

Finalmente, tras realizar diversas pruebas de temperatura en las losas de concreto y en el acero de refuerzo interno, así como mediciones del campo magnético, se pudo determinar que la causa de este fenómeno estaba relacionada con la presencia de campos magnéticos elevados. Estos campos generaron significativos cambios de temperatura en el acero, provocando ciclos de expansión y compresión que condujeron al agrietamiento de las losas de concreto.

A partir de este hallazgo fue posible establecer estrategias de mitigación, las cuales implicaban trabajos en sitio y la desconexión de los activos: no obstante, posterior a la implementación se realizaron nuevamente medidas de temperatura, certificando la efectividad de las soluciones aplicadas.

Palabras clave: Campo magnético, losas de concreto, fisuración, altas temperaturas, distancias magnéticas (MC1 y MC2), reactores de núcleo de aire.

1 INTRODUCCIÓN

La subestación Nueva Pan de Azúcar tiene 2 STATCOM (SVC Plus), conectados a un nivel de tensión de 19,3 kV, cada uno con una capacidad de *+/- 50 MVAr*. Estos cumplen una importante función de control de tensión en la Interconexión entre el Norte Grande y el Sur del Sistema Eléctrico Chileno.

Cada STATCOM está equipado con un reactor de núcleo de aire de 9 mH en serie con los convertidores, así como dos reactores shunt de núcleo de aire de 100 MVAr (11,46 mH) y de 50 MVAr (22,8 mH), que contribuyen a aumentar la capacidad inductiva. Tanto el STATCOM como los reactores están conectados a una tensión de 19,3 kV, lo que genera altas corrientes de operación, alcanzando aproximadamente 3000 A en el caso del reactor de 100 MVAr. En la Fig. 1, se puede observar la configuración mencionada para los STATCOM de la subestación.

* Calle 12 Sur N° 18-168 Medellín-Colombia

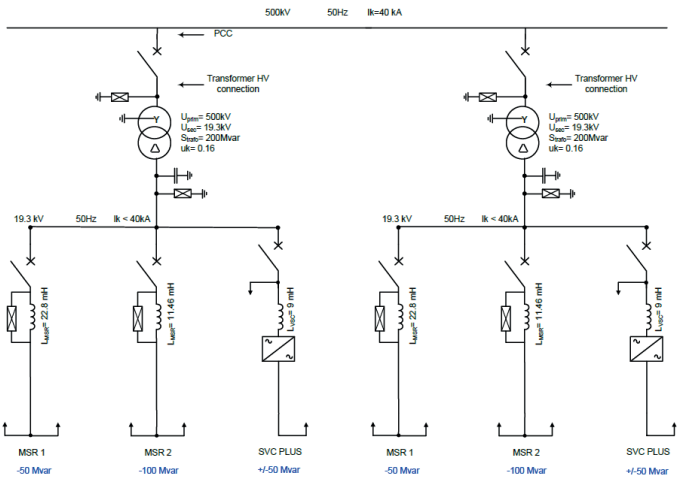


Fig. 1. Configuración de los STATCOM de la subestación Nueva Pan de Azúcar

En el año 2022, se identificaron una serie de agrietamientos en las losas de concreto que soportan los reactores de núcleo de aire, componentes esenciales de los STATCOM instalados en la subestación Nueva Pan de Azúcar (ver Fig. 2).
Adicional a la identificación de grietas, el personal que permanecía en sitio en la subestación afirmó una alta sensación térmica en la subestación.



Fig. 2. Agrietamiento de losa de concreto de reactor de 100 MVAr (11,46 mH)

A partir de estas señales que se presentaron en la subestación se plantearon algunas revisiones, con el fin de encontrar la causa raíz y sus posibles estrategias de control o mitigación, las cuales se indican a continuación:

- Análisis estructural, incluyendo un estudio de patología.
- Exigencias generadas por la presencia de campos magnéticos intensos. Este incluiría estudios de campos electromagnéticos y mediciones en sitio.

2 PROCESO DE ANÁLISIS

2.1 Análisis estructural

A partir de los reportes de daños se ejecutó un plan de trabajo orientado a verificar causas de agrietamiento de origen mecánico, para ello se implementó una serie de estudios de campo los cuales incluyó la extracción

de núcleos de concreto y la medición de espesores y profundidades de fisuras y grietas mediante el uso de equipos de ultrasonido, ver figura



Fig. 3. Ensayos de campo

Las perforaciones para los núcleos se realizaron sobre las líneas de agrietamiento encontrándose que en todas las perforaciones se coincidía con la localización del acero de refuerzo de la losa, aspecto que se esperaba dado el patrón del daño proyectado a nivel superficial. Otro hallazgo relevante de este estudio de campo es que se encontró tanto a partir de los núcleos como mediante el ensayo de ultrasonido, que la profundidad de las fisuras alcanzaba todo el espesor de las losas de cimentación. Adicionalmente al inicio de los ensayos de campo el personal a cargo reportó altas temperaturas del concreto.

Complementario a estos trabajos se realizaron nuevamente el análisis estructural de la losa tanto para las condiciones sin daño como para el estado de agrietamiento presente, esto con el fin de validar tanto el diseño original como verificar las losas en la condición de daño con el fin de evaluar la vulnerabilidad del equipo ante eventos sísmicos cuya probabilidad de ocurrencia es bastante alta en la zona.

Como conclusiones de ambos estudios se estableció como origen de los daños los efectos de las altas variaciones de temperatura en la placa de cimentación y por ende en el acero de refuerzo que por efecto de las dilataciones se generó el patrón de agrietamiento reportado.

2.2 Exigencias causadas por campos magnéticos intensos

Inicialmente se realizó un estudio de inducciones magnéticas, el cual tenía como objetivo principal determinar la magnitud del campo magnético que podría estar incidiendo sobre el acero de refuerzo que está en el interior de las losas de concreto. También se pretendía establecer, mediante alguna aproximación matemática, la temperatura que dicho campo magnético podría desarrollar sobe el acero de refuerzo. Esta validación estaría a cargo del Consorcio al que le habría otorgado el Proyecto en una figura de “llave en mano”
Los resultados obtenidos en el estudio deberían ser calibrados tanto con los cálculos de campos magnéticos realizados por el fabricante de los reactores de núcleo de aire, como con las futuras mediciones de campo magnético y temperatura que se realizarían en la subestación Nueva Pan de Azúcar. Esta calibración permitiría realizar una homologación del modelo matemático usado, que brindaría confianza a la hora de determinar las estrategias de mitigación.

En la Fig. 4, se puede apreciar el cálculo del campo magnético alrededor del reactor de 100 MVAr. El campo magnético máximo en el Eje 2, cerca de la losa de concreto es de 12 mT. Se ha realizado énfasis en este reactor, ya que es el de mayor corriente nominal.

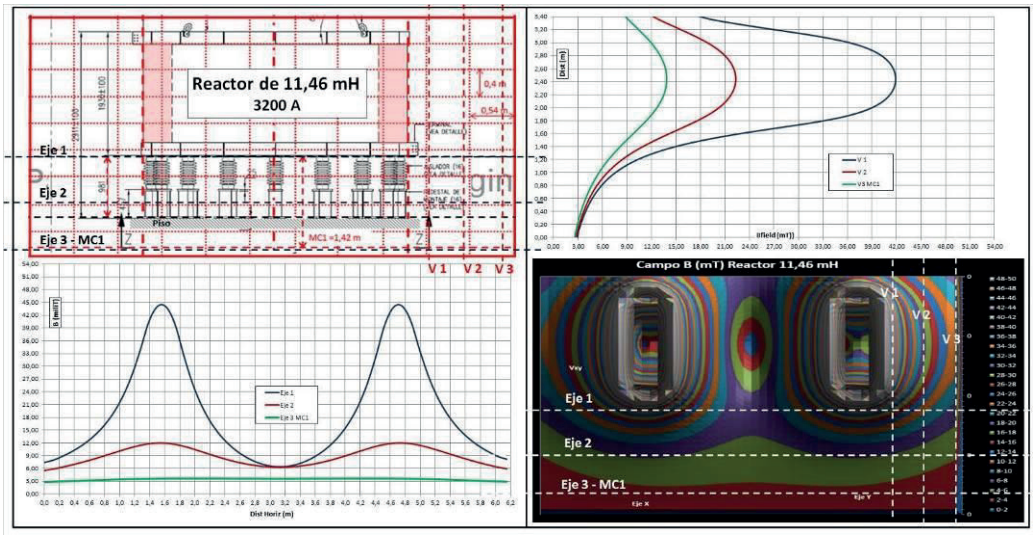


Fig. 4. Campo magnético alrededor del reactor de 100 MVAr (11,46 mH)

Posteriormente, se definió por parte del Consorcio una expresión que correlacionaba el campo magnético en el acero de refuerzo y la temperatura, como se aprecia en la Fig. 5.

De acuerdo con la expresión definida, la relación entre el campo magnético y la temperatura es cuadrática; es decir, el cambio de temperatura variaría con el cuadrado del campo magnético. En este sentido, el campo magnético de 12 mT calculado en cercanías de la losa de concreto, podría desarrollar una temperatura máxima en el acero de refuerzo de aproximadamente 50°C.

Cabe resaltar que esta expresión, no estaba sustentada en normas o artículos internaciones; sin embargo, como se mencionó anteriormente, sus resultados serían contrastados con los cálculos de campos magnéticos calculados por el fabricante de los reactores y por las mediciones de campos magnéticos y temperaturas que se realizarían posteriormente en sitio. Todo esto con el fin de homologar los resultados obtenidos por el Consorcio.

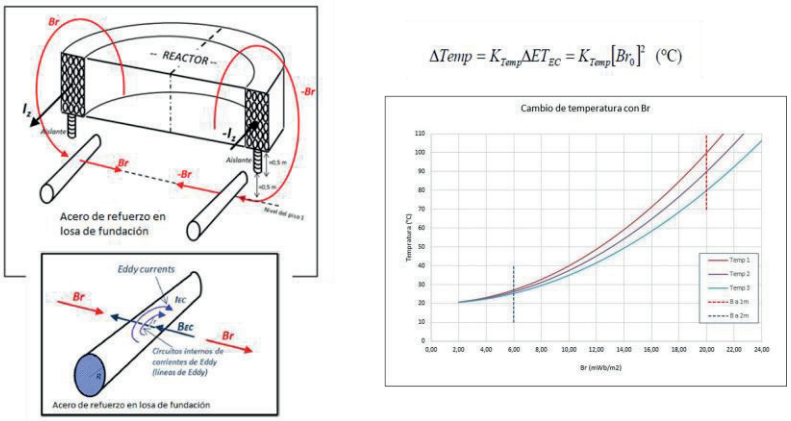


Fig. 5. Campo magnético Vs Temperatura el acero de refuerzo

Para las mediciones en sitio, se instaló un medidor de campo magnético de características especiales y un conjunto de cintas térmicas para ser colocadas en diferentes puntos de interés (Ver Fig. 6). Estas mediciones fueron realizadas por un periodo de 6 horas a las condiciones normales de operación de los reactores.



Fig. 6. Instalación en sitio de medidor de campo magnético y cintas térmicas

En la Fig. 7–(a) y en la Fig. 7–(b), se presenta el resultado de campo magnético en cercanía de la losa de concreto del reactor de 100 MVAr y el cálculo de campo magnético realizado por el fabricante de los reactores en el mismo punto de medida.

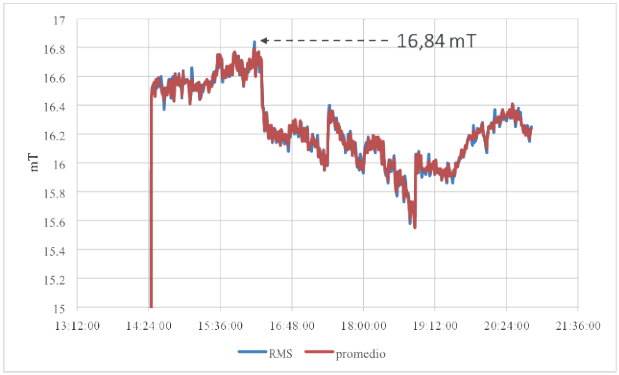


Figura 19. Gráfica de mT medidos en RB2

Fig. 7–(a). Campo magnético medido en sitio para el reactor de núcleo de aire de 100 MVAr

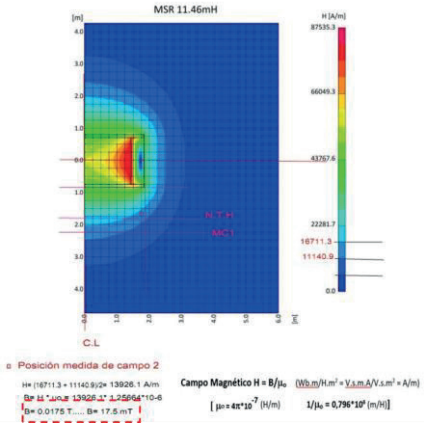


Fig. 7–(b). Campo magnético calculado por el fabricante de los reactores de núcleo de aire

De los resultados presentados, se observa que el campo magnético máximo calculado en sitio es de 16,84 mT y el calculado por el fabricante, para el mismo punto de medición, es de 17,5 mT. Estos valores son muy similares lo que homologa los valores calculados por el fabricante del reactor.

No obstante, el valor calculado por el Consorcio mediante su estudio de campos magnéticos (12 mT), no se ajusta de forma confiable ni a los valores medidos en sitio ni al cálculo del fabricante de los reactores de núcleo de aire.

De las mediciones en sitio también se obtuvieron temperaturas máximas en el acero y en las losas de concreto. En la campaña de medición se registraron temperaturas de las losas de concreto de los 3 tipos de reactores de núcleo de aire que tiene cada STATCOM es decir, en el de 9 mH, 22,8 mH y en de 11,46 mH; no obstante, en la Fig. 8, se presenta las medidas de temperatura para la losa de concreto del reactor de 11,46 mH (100 MVAr), teniendo en cuenta que fue donde se evidenció un calentamiento mayor.

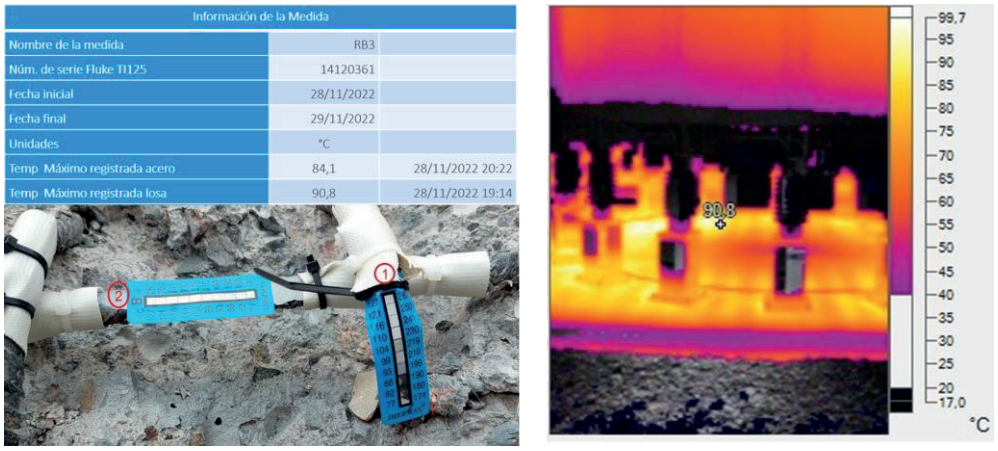


Fig. 8. Medidas de temperatura tomadas de cintas térmicas y de câmara termográfica

En reactor de 11,46 mH presentó una temperatura máxima en el acero y en el concreto de aproximadamente 84,1°C y 90,8°C, respectivamente. En el caso del reactor de 22,8 mH (50 MVAr), también se observaron temperaturas elevadas (mayores a 70°C).

Particularmente, en el caso del reactor de 9 mH, el cual se conecta en serie con el STATCOM, no se registraron temperaturas elevadas; es decir, la temperatura máxima fue inferior a 40°C.

Con estas mediciones se comprueba que la causa raíz de las fisuras en las losas de concreto, en los reactores de 22,8 mH y de 11,46 mH, es la presencia de elevados campos magnéticos, los cuales a su vez generan circulación de corrientes de Eddy por el acero de refuerzo. Esta circulación de corrientes ocasiona ciclos de expansión y compresión en el acero por las variaciones bruscas de temperatura, provocando fisuras y grietas en el concreto. Cabe resaltar que, el acero de refuerzo estaba aislado en sus uniones, como se acostumbra en este tipo de instalaciones, para evitar bucles cerrados; sin embargo, las corrientes de Eddy pueden circular en pequeños fragmentos del acero de forma superficial.

La norma IEEE P57.16/D7 [1], ofrece algunos criterios para la ubicación de elementos metálicos, alrededor de reactores de núcleo de aire, en función de las distancias magnéticas MC1 y MC2 (ver Fig. 9).

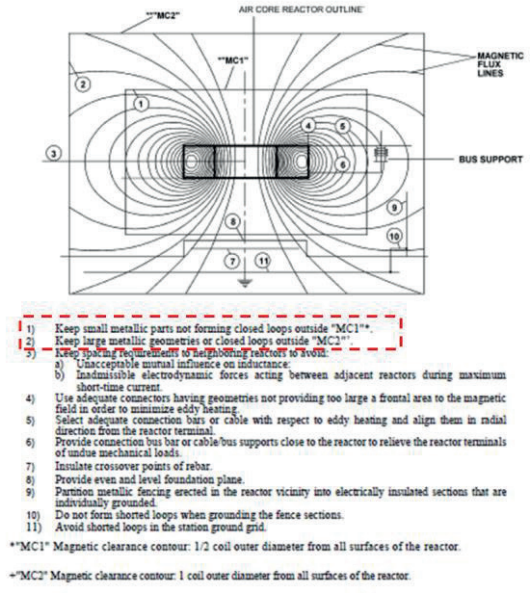


Fig. 9. Criterios de la norma IEEE P57.16/D7 para la ubicación de elementos metálicos alrededor de reactores con núcleo de aire

De acuerdo con la norma los criterios son:

- Las pequeñas partes metálicas que no formen bucles cerrados deben ubicarse fuera de MC1.
- Largas geometrías o elementos metálicos que formen bucles cerrados deben ubicarse por fuera de MC2.

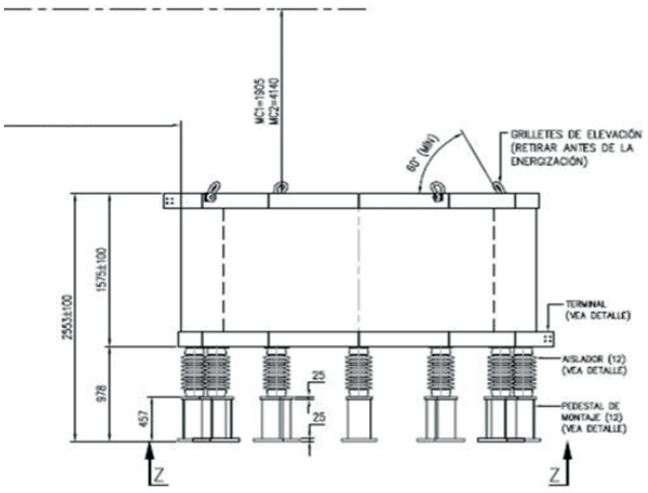


Fig. 10–(a). Distancias magnéticas por parte del fabricante de reactores de núcleo de aire del Proyecto – Reactor de 22,8 mH

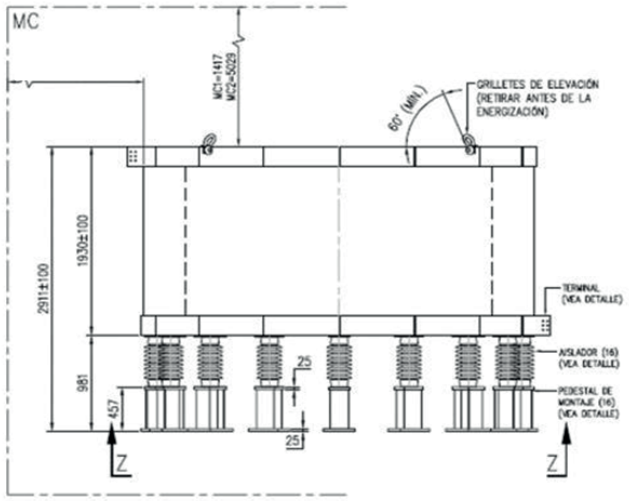


Fig. 10–(b). Distancias magnéticas por parte del fabricante de reactores de núcleo de aire del Proyecto – Reactor de 11,46 mH

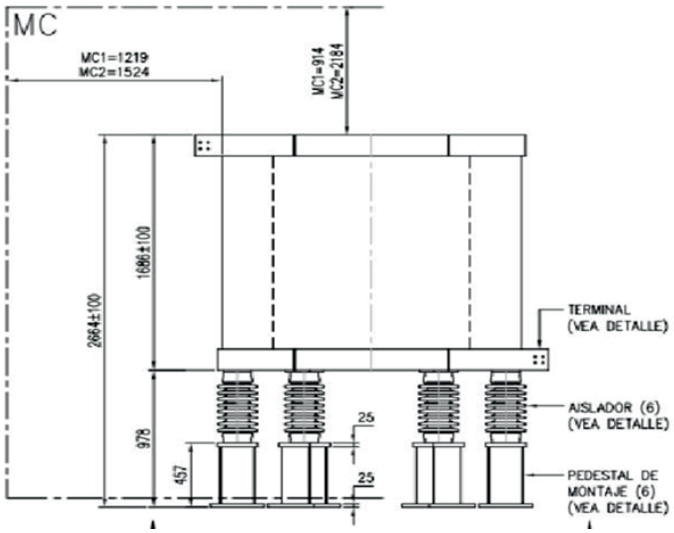


Fig. 10–(c). Distancias magnéticas por parte del fabricante de reactores de núcleo de aire del Proyecto – Reactor de 9 mH

De Fig. 10–(a) y Fig. 10–(c), se observa que no se cumple con lo indicado en la norma [1], ya que la distancia entre el reactor y la losa de concreto, donde está inmerso el acero de refuerzo, es del orden de 980 mm; no obstante, la MC1 es de 1905 mm y 1417 mm para los reactores de 22,8 mH y 11,46 mH, respectivamente. Es decir, el acero de refuerzo está en el interior de MC1. En el caso del reactor de 9 mH, como se aprecia en la Fig. 10–(c), la distancia MC1 es mayor que la distancia entre el reactor y la losa de concreto donde está el acero; es decir, el acero está por fuera de MC1 como lo indica la norma.

Lo anterior, explica por qué en las mediciones en sitio, no se encontraron temperaturas elevadas en el reactor de 9 mH.

Ahora bien, bajo el contexto que los problemas que se están presentando en la subestación obedecen a la presencia de campos magnéticos intensos que inciden sobre elementos metálicos que no están por fuera de la distancia magnética MC1, se procede a plantear una nueva campaña de mediciones orientada a encontrar la mejor solución para las losas de concreto de los reactores de 22,8 mH y 11,46 mH.

Teniendo en cuenta que el reactor de 9 mH no presentó elevaciones de temperatura por encima de los 40°C y que cumple con el criterio de la norma [1], de que las pequeñas partes metálicas que no forman bucles cerrados deben estar por fuera de MC1, se toma este reactor como un patrón de referencia para encontrar la solución en los reactores de 22,8 mH y 11,46 mH.

Si bien pueden existir varias alternativas para la mitigación de este problema, como por ejemplo el uso de materiales sintéticos como la fibra de vidrio para reemplazar el uso del acero, esto podría tener un impacto muy grande desde el punto de vista de costos e indisponibilidad de los activos. Es por esto, que se consideró que la solución menos impactante consistía en elevar los soportes de los reactores de núcleo de aire de 22,8 mH y de 11,46 mH. Ahora bien, para determinar qué tanto se debían elevar estos soportes sería de suma relevancia las características del reactor de 9 mH.

La estrategia consistía en realizar mediciones de temperatura en el reactor de 9 mH, en condiciones especiales de operación (corriente nominal constante durante 24 horas), con el fin de validar si inclusive ante condiciones especiales de operación, la temperatura en el acero de refuerzo de dicho reactor continuaba siendo inferior a 40°C. Si se evidenciaba que la temperatura se mantenía inferior a 40°C, se tomaría el campo magnético del reactor de 9 mH, calculado por el fabricante de los reactores, como un **campo magnético de referencia** para la elevación de los soportes de los reactores de 22,8 mH y de 11,46 mH.

A continuación, se describen los pasos a seguir que fueron ejecutados en la nueva campaña de medición:

- Medición sobre el reactor de 9 mH que nunca presentó cambios de temperatura significativos. En este reactor el fabricante calculó que el campo magnético máximo, a nivel de MC1, sería de aproximadamente de 7,8 mT.
- Realizar la medida sobre una fase extrema (A ó C).
- Poner el STATCOM en modo manual para garantizar que por la rama del reactor de 9 mH circule la corriente máxima esperada (1200A de acuerdo con el Basic Design del STATCOM), durante 24 horas (permiso ante el Coordinador Eléctrico Nacional-CEN)
- Realizar medidas de temperatura en acero de refuerzo y en losas de concreto. Estas medidas se realizarían de una forma muy similar a las mediciones iniciales; es decir, utilizando cintas térmica y termografías.
- Una vez se pudiera comprobar que el reactor de 9 mH no presenta cambios bruscos de temperatura, se plantearía una solución de elevación de los reactores de 11,46 mH y de 22,8 mH, teniendo en cuenta el campo magnético de 7,8 mT del reactor de 9 mH.

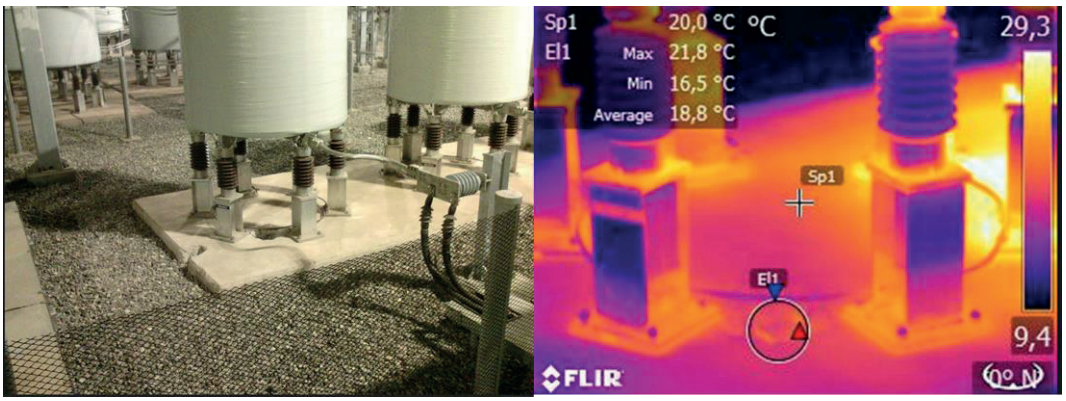
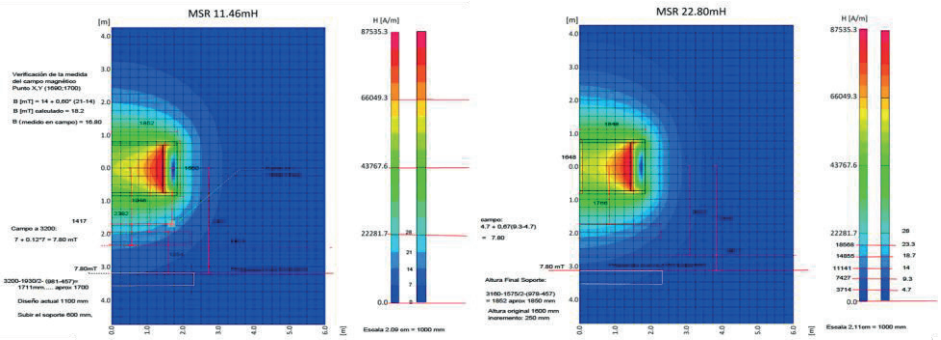


Fig. 11. Temperatura máxima medida en el acero de refuerzo y en la losa de concreto del reactor de 9 mH

Durante el periodo de 24 horas de medición, la temperatura máxima registrada fue de aproximadamente 30°C, lo cual permitió confirmar que el diseño del reactor de 9 mH es adecuado y por ende se puede utilizar el campo magnético de referencia a nivel de MC1 de 7,8 mT, para establecer la elevación apropiada para los reactores de 22,8 mH y 11,46 mH.

Considerando el campo magnético de referencia del reactor de 9 mH (7,8 mT) y el cálculo de campo magnético del fabricante de los reactores de 22,8 mH y 11,46 mH, se determinó la elevación de los soportes (ver Fig. 12).



	REACTOR	Altura diseño	Altura existente	Increm. Altura
SOPORTE TIPO 1	11.46 mH	5´ 7¨(1701.8mm)	1´ 6¨(457mm)	1245 mm
SOPORTE TIPO 2	22,80 mH	6´1/8¨ (1832mm)	1´6¨ (457mm)	1375mm

Fig. 12. Propuesta de elevación de soportes de reactores de 22,8 mH y de 11,46 mH en función del campo magnético de referencia del reactor de 9 mH

Cabe resaltar que, la altura de los soportes fue un poco superior a la que se necesitaría para estar por fuera de MC1, con el fin de ser conservadores. Es decir, se elevaron los soportes hasta un valor donde no se tuvieran inconvenientes desde el punto de vista sísmico.

3 IMPLEMENTACIÓN DE LA SOLUCIÓN

Para la implementación de la solución, se estableció al Consorcio unos pasos a seguir, los cuales se indican a continuación:

- Elevar los soportes de uno de los reactores de 11,46 mH (100 MVAr), teniendo en cuenta que en este fue donde se detectaron mayores temperaturas.
- Una vez elevado el reactor, realizar medición de temperatura, a condiciones especiales de operación (energizado de forma permanente durante 24 horas el reactor). Esto para corroborar la efectividad de la solución (temperatura máxima inferior a 40°C).
- Una vez verificada la efectividad de podría proceder con la elevación de los soportes en los reactores restantes. Y así proceder también con la reparación estructural de la placa de concreto mediante la inyección de adhesivo epóxico con el fin de recuperar la integridad estructural de la cimentación

En la Fig. 13–(a) y en la Fig. 13–(b), se presenta una comparación de la temperatura máxima obtenida antes y después de la implementación de la solución (elevación de soportes). En estas se puede apreciar que la temperatura previa a la implementación de la solución ascendía los 82,7°C y posterior a la implementación se redujo a 37,5°C.
Considerando la efectividad de la solución, se habilitó la implementación a los reactores restantes.

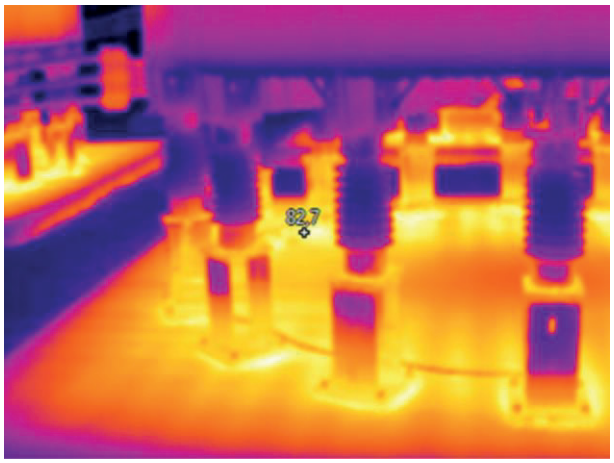


Fig. 13–(a). Temperatura máxima en reactor de 11,46 mH (100 MVAr) - sin elevación de soportes

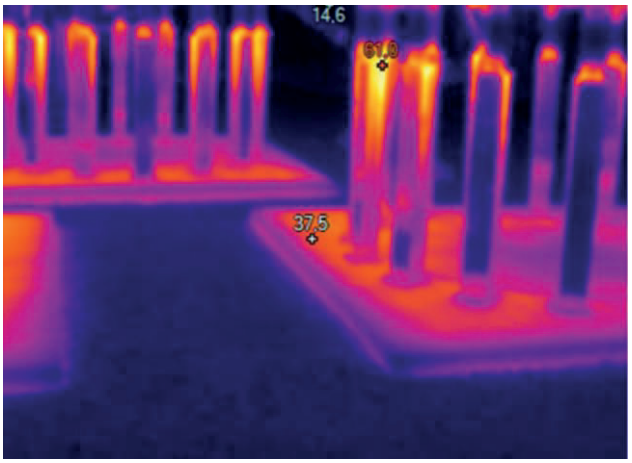


Fig. 13–(b). Temperatura máxima en reactor de 11,46 mH (100 MVAr) - con elevación de soportes

4 CONCLUSIONES

- Dentro de la Distancia Magnética (MC1) no se deben instalar elementos ferromagnéticos, ya que las variaciones significativas de temperatura pueden producir afectaciones por ciclos de expansión y comprensión que pueden terminar siendo perjudiciales para el concreto.
- En reactores de núcleo de aire se debe garantizar que las partes metálicas cercanas, no formen bucles cerrados y que estén por fuera de la Distancia Magnética (MC1).
- En reactores de núcleo de aire donde se tengan corrientes elevadas (por lo menos superiores a 1000A), es importante solicitar al Fabricante de los reactores que realicé un análisis detallado de inducciones y temperaturas máximas esperadas, donde se indique con claridad qué distancias se deben respetar respecto a elementos metálicos cercanos. Lo anterior, en el caso que el reforzamiento del concreto se realice mediante el uso de acero.
- En estos casos especiales es importante contemplar en el diseño de la cimentación el uso de fibras sintéticas o barras de refuerzo no metálico en el concreto.

5 REFERENCIAS

[1] IEEE P57.16/D7, April 2010. Draft Standard Requirements, Terminology, and Test Code for Dry-Type Air-Core

XX ERIAC
VIGÉSIMO ENCONTRO
REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRE
Ciudad del Este, Paraguay
25 a 29 de maio de 2025
C4.06_3234

C4 Study Committee - Power system technical performance

GEOELECTRIC MODELING FOR THE DESIGN OF THE GROUNDINGS OF AEROGENERATORS' TOWERS

P.E. Fonseca Freire*
PAIOL Engenharia
Brazil
paulofreire@paiolengenharia.com.br

Abstract *– The grounding design for a wind turbine tower is like that of transmission line towers, with the difference that the grounding does not apply the typical counterpoises geometry of the latter. This paper addresses the data processing and geoelectrical modeling for the design of windfarm tower grounding. A new methodology is proposed based on the statistical treatment of the entire dataset of available apparent resistivity curves, for classifying the grounds at the towers' locations within resistivity ranges. A limited set of geoelectric models (typically 4) is thus selected, which shall be applied to the entire set of towers.*

Keywords: ERIAC – Grounding – Windfarms – Towers – Ground Resistivity Surveys – Vertical Electrical Soundings – Geoelectric Modeling

1 INTRODUCTION

Wind turbine towers are usually installed in high locations exposed to regular winds. These locations typically have arid and rocky grounds with high electrical resistivity. Geoelectrical surveys in these locations (popularly known as "soil resistivity measurements") shall be performed using resistivity meters, which are more powerful than traditional earth meters. Resistivity meters require a more qualified field team since resistivity meters are more complex than earth meters; furthermore, high resistivity grounds require specific procedures for a reliable resistivity survey.

After the measurements are completed, apparent resistivity curves are constructed and must be filtered to eliminate non-representative values (outliers). A geoelectric model is usually built for each tower location, a laborious and non-reliable procedure, however typical, for both transmission line towers and wind turbine towers. The proposed methodology uses the entire set of geoelectrical surveys available to develop a limited number of geoelectric models (typically four or five), compatible with the different geological conditions within the windfarm [1].

Statistical treatment is then applied to the set of apparent resistivity curves available to reduce them to up to five curves - the geometric average and complementary curves. The latter are produced from the upward and/or downward average curve adjustment according to ± one and two dataset standard deviations, corresponding to the low, medium, high, and very high resistivity grounds (so-called standard curves).

The apparent resistivity curves of the tower locations and the standard curves are classified according to an index representative of their average resistivity [2]. This index constitutes an equivalent homogeneous ground model, calculated from the geometric average of the apparent resistivities of each curve, weighted according to its sounding spacings. The standard curves can be inverted to produce four 1D geoelectric models (stratified in parallel horizontal layers). With these models, it is possible to simulate the aerogenerator tower groundings and determine the resistance of the previewed tower grounding configurations. These simulations will allow for the adjustment of the towers' groundings, which may include the interconnection of the towers' clusters groundings, considering the grounding resistance/impedance usually established by the wind turbine supplier (typically 10 Ω).

* Rua Valdesir Jordano Borghi 60, Betel, Paulínia, SP/Brazil

2 THE PITFALLS OF GEOELECTRIC MODELING

The traditional method for dimensioning the grounding of towers, for transmission lines and aerogenerators, is based on a 1D geoelectric model produced for each tower location, with two or three layers. The models are calculated from one or two Vertical Electrode Soundings (VES) per tower location, usually with the Wenner arrangement. For transmission line towers, the geoelectric model allows for calculating the counterpoise wire length, considering the grounding resistance specified for achieving a good performance under lightning conditions. The aerogenerator vendors usually require a low grounding resistance (< 10 Ω), although the towers are typically built on high-resistivity grounds.

This traditional design method, depending on the number of towers, requires the production of tens to hundreds of geoelectric models, which does not make sense since the groundings are limited to a few configurations, usually up to 5 for the grounding phases of transmission lines and only 3 for aerogenerators.

At this point, it is important to highlight that geoelectric modeling is more complex than most electrical engineers imagine:

- Ground resistivities are never directly measured, not even in the laboratory! What is indirectly measured is apparent resistance, with Wenner or Schlumberger arrangement. The apparent resistivities are calculated from the apparent resistances, by applying conversion factors deduced with the premise of homogenous ground. However, homogeneous ground does not exist in nature!
- Geoelectric models are calculated from apparent resistivity curves through an inversion process. Inverse problems are ill-posed because they admit multiple models compatible with the same input/output dataset. Therefore, the solution of an apparent resistivity curve will be compatible with multiple 1D models.
- The best mathematical model can be achieved by minimizing the error between the measured and inferred apparent resistivities. However, the field data is frequently distorted by interference and noise, resulting in non-smooth curves (with ups and downs) and affected by static shifts resulting in apparent resistivities with vertical deviations (upward or downward). The Schlumberger arrangement allows for the identification of static shifts along the apparent resistivity curve, but the traditional Wenner arrangement hides them.
- The inversion processing routines are limited by modeling assumptions, which approximate a complex and unknown 3D subsurface structure by horizontal and well-defined ground layers. For the resistivity survey, electrical parameters are measured on the 2D soil surface, from which a 3D subsurface structure is mathematically reduced to a 1D model with the premise that the subsurface is homogeneous. So many simplifications must have a price!
- The layers' resistivities may not be well resolved for specific geological structures (dichotomy resistivity x layer conductance), and its interpretation may be affected by equivalence or suppression ambiguities.

Conclusion: The precision of individual VES cannot be overestimated; the geoelectric model derived from a single or two VES cannot be expected to be accurate if based on such simplifying premises and from the minimization of the error from data affected by so many kinds of deviations.

3 THE WINDFARM GROUNDING SYSTEM

Substations and solar plants can be considered matrixial grounding systems, with areas varying from a few hectares to square kilometers. Transmission and distribution lines, and windfarms, have distributed grounding systems, with concentrated groundings at the towers and posts' bases, interconnected by buried or aerial conductors (ground wires). The towers' grounding resistance is previously specified for a transmission line, aiming for the required performance under lightning conditions.

The suppliers of aerogenerator towers usually require a 10 Ω grounding resistance, a difficult value to achieve in most projects. The grounding configurations are typically limited to the base of the tower steel reinforcement and grounding rings, interconnected with the medium-voltage post grounding, plus one or two counterpoises, up to 50 m long, parallel to the medium-voltage line.

When it becomes clear that the 10 Ω grounding resistance cannot be achieved locally, the suppliers may accept the 10 Ω impedance, as viewed from the tower's base; which means that this parameter will consider the tower's grounding resistance in parallel with the groundings of the nearby towers, interconnected by the ground wire of the medium-voltage line, by a buried grounding conductor (usually a copperweld conductor) or by the shields of buried medium-voltage lines.

The availability of a statistically significant resistivity survey allows for the reduction of deviations occurring within the individual apparent resistivity curves. This premise considers that the individual deviations within the resistivity dataset have a Gaussian distribution in the log space, therefore, geometric averaging of the curves reduces the average deviations.

For a distributed grounding system, averaging the apparent resistivity dataset has the following advantages:

- allow for the calculation of a few 1D average geoelectric models, compatible with the different ground resistivity scenarios existing along the path of the lines;
- optimized design – averaging reduces the effect of the data deviations and results in a smoothed average apparent resistivity curve;
- saves money – reduces overdesign and rework from distorted individual apparent resistivity curves.

4 STATISTICAL APPROACH FOR THE PROCESSING OF THE RESISTIVITY DATASET

This calculation can be done considering that one or two orthogonal VES (Wenner or Schlumberger) are available per tower location. Sometimes the VES are not available at all the towers' locations, however, it is expected that a well-distributed and statistically representative resistivity survey will be available. The following steps shall be followed for the data processing:

- calculation of the apparent resistivity curves from the apparent resistances dataset;
- data filtering - elimination of outliers and non-reliable data;
- calculation of the geometric average (GA) apparent resistivity curve for the entire filtered dataset;
- calculation of the standard deviation (SD) of the dataset (one SD for each resistivity sounding spacing);
- definition of a set of 4 or 5 standard apparent resistivity curves (for example GA – 2xSD, GA – 1xSD, GA, GA + 1xSD, GA + 2xSD);
- inversion of each standard curve, with the calculation of the associated geoelectric model;
- definition of the grounding configuration for each standard curve and calculation of its resistance;
- for each tower and each standard curve, calculate a ground resistivity index through the weighted geometric average of the apparent resistivities of the set of sounding spacings;
- classification of the towers' resistivity indexes, within the ranges defined by the set of previously established standard apparent resistivity curves, and thus the association of each tower with the grounding configuration of the corresponding standard curve.

Conversion of the apparent resistances to apparent resistivities can be done with simplified expressions (Table I) since using more complex expressions will not add accuracy to the original data [3]. Plotting all the apparent resistivity curves in the same graph will make it easier to visualize the dataset envelope, allowing for the simple elimination of the outliers and non-reliable data.

Considering ground resistivities have a lognormal distribution, the average apparent resistivity curve calculation shall be done with the geometric average. For the same reason, the standard deviations (SD) calculation and the definition of the set of curves with one and two SD from the average one, shall be done from the logarithms of the resistivities with the same sounding spacing, followed by the exponentiation (if natural logarithms are used), to recover the data in Ωm. With this procedure, the so-called "standard curves" will be determined, allowing for the delimitation of the resistivity ranges for the towers' curves classification.

The next step is to classify the apparent resistivity curves of the aerogenerator towers within the ranges determined by the standard curves. However, many apparent resistivity curves will not fit exactly between the standard curves previously determined, crossing the latter and making it difficult to classify the grounds of many towers. To comply with this situation, a resistivity index shall be calculated for each apparent resistivity curve, both obtained from the resistivity survey and the standard ones. The next item explains this procedure.

The inversion of each standard curve will result in a three- or four-layer geoelectric model. This model allows for the counterpoises' configuration definition, required for a transmission line tower to achieve the specified tower resistance. However, as commented before, the grounding configurations for aerogenerator towers are limited to a few options, which may not allow for achieving the required grounding resistance. In this case, it may be important to consider the contribution of the neighboring groundings (both nearby towers and medium-voltage lines) to achieve the required grounding impedance.

TABLE I: SIMPLIFIED EXPRESSIONS FOR THE CALCULATION OF APPARENT RESISTIVITIES (ρ) FROM APPARENT RESISTANCES (R), WITH THE WENNER AND SCHLUMBERGER ARRANGEMENTS (*AB* ARE THE CURRENT ELECTRODES AND *MN* ARE THE POTENTIAL PROBES).

Wenner: $\rho = 2 \times \pi \times MN \times R$	Schlumberger: $\rho = \pi \times [(AM \times AN)/MN] \times R$

5 THE RESISTIVITY INDEX FOR THE APPARENT RESISTIVITY CURVES

IEEE-80/2013, in Chapter 13, suggests reducing an apparent resistivity curve to a simple equivalent homogeneous model through the arithmetic average of the resistivities, considering the available set of resistivities of a vertical electrical sounding (SEV) with the Wenner arrangement. An adjustment to this method is proposed because the order of the factors affects the result. Furthermore, the equivalent homogeneous model is suggested as an index to compare different geoelectric structures [2].

The resistivity index expresses the equivalent homogeneous ground model for a specific apparent resistivity curve, calculated through the geometric average of the resistivities of each sounding spacing, weighted to consider the sequence and sounding spacing of the apparent resistivity curve parameters. The equivalent homogeneous ground model can be calculated as a function of the apparent resistivity values, weighted by the corresponding AB spacing (w_{AB}), where AB are the current probes:

$$\boldsymbol{\rho(avg.) = e^{\frac{\sum_{i=1}^{n} w_{AB_i} \times ln\, \rho_{AB_i}}{\sum_{i=1}^{n} w_{AB_i}}}}$$

The grounding electrodes are buried at shallow depths; therefore, the average resistivity of the shorter sounding spacings shall have a greater weight than the wider spacings. This criterion considers the higher density of the electrical current flowing close to the grounding grid at shallow depths.

Two alternative weights were investigated - the inverse of the AB sounding spacing, and the AB logarithm. Table 1 reveals that the logarithm is a more appropriate weight, as the AB parameter usually has a variation in geometric progression, and its use would make the larger spacing soundings irrelevant.

TABLE II: AB SPACINGS AND RESPECTIVE LOGARITHMS.

AB (m)	3	6	12	24	48	96	192
log AB	0.48	0.78	1.08	1.38	1.68	1.98	2.28

Therefore, an apparent resistivity curve can be reduced to its weighted geometric average resistivity as follows:

$$\boldsymbol{\rho(avg.) = e^{\frac{\sum_{i=1}^{n} (1/logAB_i) \times ln\, \rho_{AB_i}}{\sum_{i-1}^{n} 1/logAB_i}}}$$

For a sounding with AB spacings up to 64 m, the homogeneous ground model can be thus calculated from the following expression:

$$\boldsymbol{\ln \rho_{avg.} = \frac{\left(\frac{ln\rho_{3m}}{0.48}\right) + \left(\frac{ln\rho_{6m}}{0.78}\right) + \left(\frac{ln\rho_{12m}}{1.08}\right) + \left(\frac{ln\rho_{24m}}{1.38}\right) + \left(\frac{ln\rho_{48m}}{1.68}\right) + \left(\frac{ln\rho_{96m}}{1.86}\right) + \left(\frac{ln\rho_{192m}}{2.28}\right)}{\frac{1}{0.48} + \frac{1}{0.78} + \frac{1}{1.08} + \frac{1}{1.38} + \frac{1}{1.68} + \frac{1}{1.86} + \frac{1}{2.28}}}$$

6 TEST CASE – DATA PROCESSING AND GEOELECTRIC MODELING

The proposed methodology was applied to a windfarm with 55 aerogenerators. The resistivity survey was developed with a Wenner arrangement and spacings up to 32 m, revealing a wide range of resistivities, from low (< 100 Ωm) to high (> 3000 Ωm) values.

Figure 1 presents the graph with the apparent resistivity curves calculated for the 55 towers' locations and the four corresponding standard curves (plotted in red) - GA - geometric average, GA+1SD, GA+2SD and GA+3SD. Tables II and IV present the resistivity indexes corresponding to the equivalent homogeneous ground models (in Ωm), calculated for each of the 55 towers and the standard curves.

Figure 2 presents the four 3-layer geoelectric models applicable to the four defined resistivity ranges. These four geoelectric models can be used to calculate the expected resistances of the three grounding configurations previewed for the towers of this windfarm.

Tower 25 was the only one classified above the GA+2SD standard curve. Since resistivity meters usually present upward deviations when measuring high-resistivity grounds, this tower was reclassified to the range below, between GA+1SD and GA+2SD, to avoid grounding oversizing. In this case, the evaluation of this grounding is recommended after its commissioning and resistance measurement.

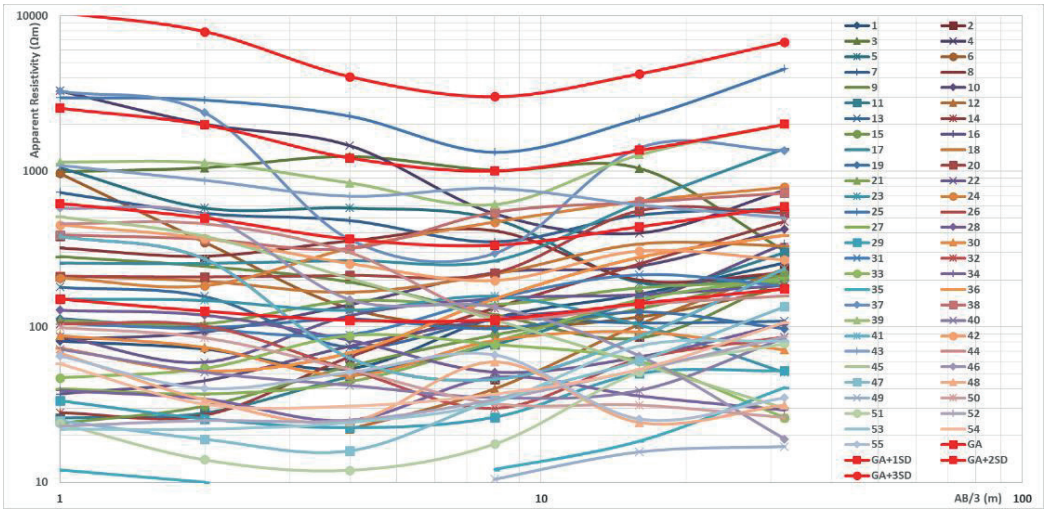


Figure 1: apparent resistivity curves for the 55 towers' locations and the four corresponding standard curves (in red) GA - geometric average and GA+1SD, GA+2SD and GA+3SD.

TABLE III: RESISTIVITY INDEXES CORRESPONDING TO THE EQUIVALENT HOMOGENEOUS GROUND MODEL FOR EACH OF THE FOUR CALCULATED STANDARD CURVES (Ωm).

Standard Curve	GA	GA+1SD	GA+2SD	GA+3SD
Apparent Resistivity and Color Code	135	490	1788	6518

TABLE IV: RESISTIVITY INDEXES CORRESPONDING TO THE EQUIVALENT HOMOGENEOUS GROUND MODEL FOR EACH OF THE 55 TOWERS (Ωm) AND COLOR CODING FOR THE CORRESPONDING GEOELECTRIC MODEL.

Tower	ρ(Ωm)	Tower	ρ(Ωm)	Tower	ρ(Ωm)
1	91	19	108	37	1417
2	176	20	252	38	427
3	948	21	128	39	1072
4	1530	22	101	40	54
5	579	23	130	41	176
6	313	24	295	42	332
7	561	25	2590	43	826
8	304	26	96	44	300
9	203	27	56	45	224
10	131	28	97	46	238
11	48	29	31	47	29
12	56	30	76	48	42
13	132	31	118	49	14
14	59	32	75	50	61
15	48	33	55	51	22
16	67	34	35	52	30
17	324	35	14	53	29
18	219	36	96	54	46
				55	49

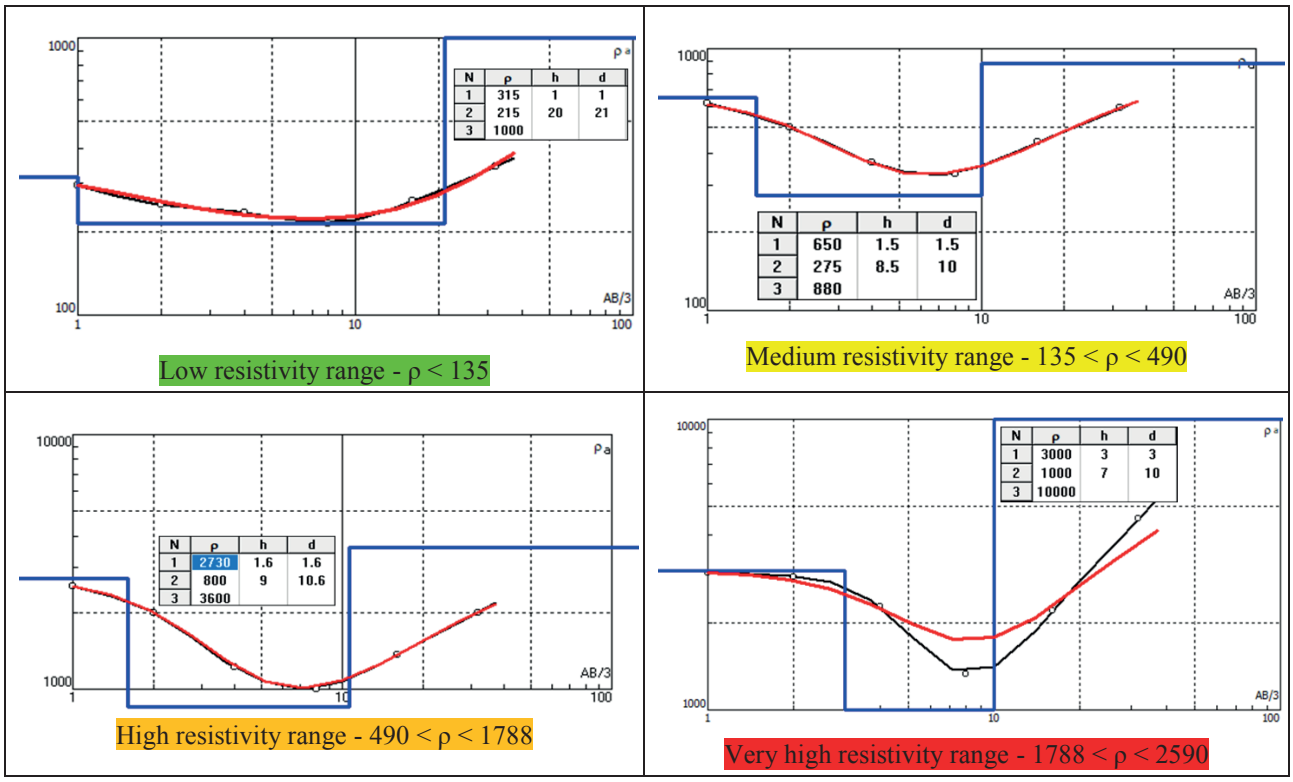


Figure 2: the four 3-layer geoelectric models applicable to the four defined resistivity ranges (color coded).

7 TEST CASE – TOWERS' GROUNDING DESIGN

The windfarm of this test case has aerial medium-voltage lines with ground wires. The basic grounding of the towers includes the foundations' steel reinforcements interconnected to coppersteel grounding rings and the grounding of the medium-voltage line (3 coppersteel grounding rods). This basic grounding geometry can be improved by one or two 50 m radial counterpoises from the tower's base, parallel to the medium-voltage line.

Table V presents the resistances of the three grounding configurations (Figure 3), for the three geoelectric models (the very-high resistivity range was not considered). The table shows that the 10 Ω resistance reference can be easily achieved by the tower and medium voltage post interconnected groundings, for the low and medium resistivity ranges. For the high resistivity range the application of the counterpoises is not enough to comply with the resistance requirement, requiring the contribution of the groundings of nearby towers to achieve the 10 Ω impedance. However, it is advisable to apply the two counterpoises because they will contribute to a lower transient impedance for a better response to lightning.

The groundings were simulated with the MultigroundZ module of the Canadian software CDEGS, and the resistances were calculated for a 60 Hz current injection. The two Brazilian codes related to aerial transmission lines [4] and windfarm towers' grounding [5] preview the design based on a statistical procedure.

TABLE V: RESISTANCES OF THE THREE GROUNDING CONFIGURATIONS FOR THE FOUR GEOELECTRIC MODELS (Ω).

Geoelectric model	Tower + post	Tower + post + one counterpoise	Tower + post + two counterpoises
Low resistivity	5,8	5.2	4.7
Medium resistivity	8.2	7.2	6.5
High resistivity	26	23	21

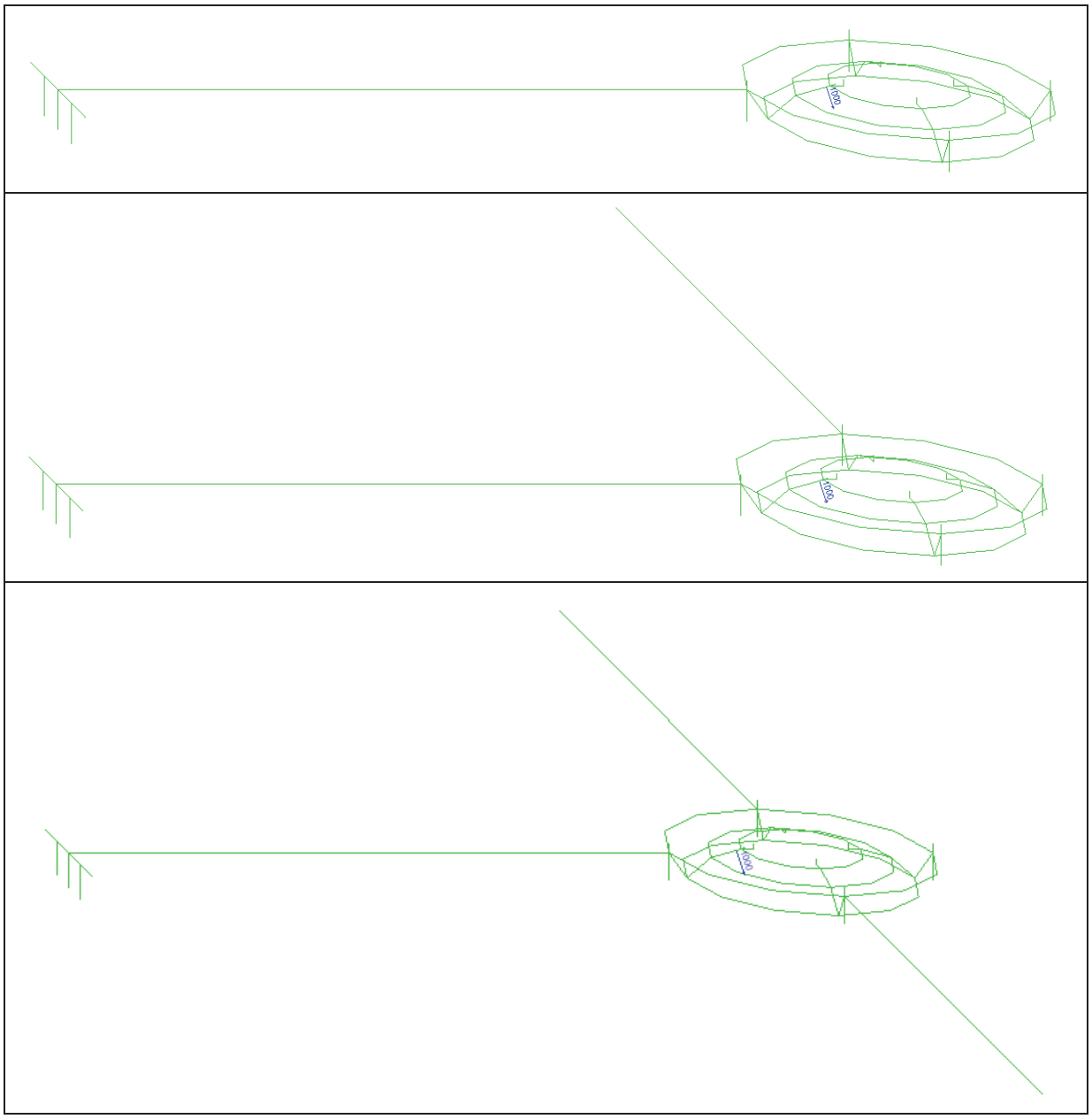


Figure 3: the three grounding configurations – interconnected groundings of the tower base and medium voltage post, and the previous configuration plus one and two counterpoises.

8 CONCLUSIONS

The traditional method for dimensioning the transmission line and aerogenerator towers' groundings is based on a 1D geoelectric model produced for each tower location. The models are calculated from one or two Vertical Electrode Soundings (VES) per tower location, usually with the Wenner arrangement. For transmission line towers, the geoelectric model allows for calculating the counterpoise wire length, considering the grounding resistance specified for achieving a good performance under lightning conditions. The aerogenerator vendors usually require a low grounding resistance (< 10 Ω), although the towers are typically built on high-resistivity grounds.

This traditional design method, depending on the number of towers, requires the production of tens to hundreds of geoelectric models, which does not make sense since the groundings are limited to a few configurations, usually up to 5 for the grounding phases of transmission lines and only 3 for aerogenerators. Furthermore, the precision of individual VES cannot be overestimated; a geoelectric model derived from a single or two VES cannot be expected to be accurate since it is derived from the minimization of the error of data affected by different kinds of deviations with simplifying premises.

The availability of a statistically significant resistivity survey allows for the reduction of deviations occurring within the individual apparent resistivity curves. This premise considers that the individual deviations within the resistivity dataset have a Gaussian distribution in the log space, therefore, geometric averaging of the curves reduces the average deviations. From the logs of the resistivities obtained for each sounding spacing, the standard deviation (SD) can be calculated, allowing for the definition of a set of the so-called standard curves - the average curve and up to 4 curves (two upward SD and two downward SD). This set of standard curves allows for the delimitation of the resistivity ranges for the towers' curves classification and its inversion results on the geoelectric models for calculation of their resistances.

Since comparing a set of curves is difficult, they are reduced to a resistivity index, calculated for each apparent resistivity curve (including the standard ones). This resistivity index expresses the equivalent homogeneous ground model for the apparent resistivity curve, calculated through the geometric average of the resistivities of each sounding spacing, weighted by the logs of the corresponding AB spacings.

The proposed methodology was applied to a windfarm with 55 aerogenerators. The resistivity survey was developed with a Wenner arrangement and spacings up to 32 m, revealing a wide range of resistivities, from low (< 100 Ωm) to high (> 3000 Ωm) values. The average resistivity curve and two upward SD curves were calculated, defining 4 resistivity ranges and the corresponding geoelectric models. The calculated resistivity indexes allowed for the 55 towers' classification within these 4 resistivity ranges.

It was found that for the 36 towers within the low and medium resistivity ranges the basic grounding allows for achieving the required 10 Ω ground resistance. For the 19 towers within the high resistivity range, the application of the counterpoises is not enough to comply with the resistance requirement, requiring the contribution of the groundings of nearby towers to achieve the 10 Ω impedance. However, it is advisable to apply the two counterpoises because they will contribute to a lower transient impedance for a better response to lightning.

9 REFERENCES

[1] P.E.F. Freire, "A New Approach for the Design of the Grounding System of Transmission Line Towers", in *CEATI Transmission & Distribution Conference Fall 2023, Fort Worth, Texas, USA*, Nov. 2023.

[2] P.E.F. Freire and W. Costa, "Homogeneous ground models", in *GROUND2024 & 11th LPE, João Pessoa, Brazil*, Nov. 2024.

[3] A.C.O. Braga, *Geofísica Aplicada - Métodos Geoelétricos em Hidrologia*, Oficina de Textos, 2023.

[4] ABNT NBR 17140 - Aterramento de estruturas e dimensionamento de cabos para-raios de linha de transmissão aérea de energia elétrica, 2016.

[5] ABNT NBR 17176-1 - Sistema de aterramento de plantas de geração de energia renovável - Parte 1: Parques Eólicos, June 2024.

Comité de Estudios C4 – Desempeño técnico de sistemas de potencia

POSIBILIDADES TÉCNICAS PARA ALCANZAR CERO EMISIONES EN 2050 EN EL SECTOR ELÉCTRICO DE MÉXICO

GERARDO HIRIART LE BERT
Comité Directivo del CIGRE
México
ghiriart@geokeri.com

Resumen *– Se presenta un balance de la cantidad de energía eléctrica limpia que el país está generando y la estrategia que se sigue para llegar a satisfacer la demanda en el año 2050 con cero emisiones.*
Se expone el caso de México mediante el siguiente análisis. Se busca en las curvas de generación horaria de energía total de un día de verano, dónde se encuentran las máximas demandas. Como era de esperarse, esta se produce desde las 6 de la tarde hasta las 11 de la noche de cada día (promedio). En el año 2024 la demanda máxima promedio a esas horas fue de 50 GW y se satisfizo con la matriz de generación disponible donde se tiene sólo 10GW de energía limpia, es decir sólo 20%. Si se extrapola esta demanda para el año 2050, con un crecimiento anual de 2.5% encontramos que el año 2050 se van a requerir 100 GW efectivos conectados a la red.
La pregunta clave que detona todo el análisis que sigue es que a esa hora ya no se dispone de energía solar, así que para incrementar la oferta de energía limpia de 10 GW actuales a 100 GW de energía limpia (cero emisiones) en el 2050, se transforma en un programa extraordinariamente grande sin solar.
En este trabajo se muestra que, al hacer un esfuerzo máximo de incremento de las energías limpias disponibles en el país, sólo se llega a un incremento de 30 GW. Es decir, llegamos al 2050 con escasos 40GW cuando la necesidad sería de 100GW. De dónde sacar los 60GW faltantes.
Se muestra en este trabajo que el esfuerzo hay que centrarlo primero en ahorro y eficiencia de energía luego en captura y almacenamiento de CO_2 y finalmente en un gran plan de uso de la energía solar durante el día para almacenarle y entregarla más tarde cuando se requiera. Entre los sistemas de almacenamiento se incluyen las baterías, las centrales hidroeléctricas con rebombeo y la generación hidrógeno verde para ser almacenado y luego usado en la noche.
Por último, se revisa la suposición inicial de que la demanda en el año 2050 sería de 100 GW ya que esta cifra puede aumentar mucho con el advenimiento de los autos eléctricos, con el consumo de los bancos de datos y con la transformación energético de todo el sector industrial.

Palabras clave: Almacenamiento, rebombeo, hidrógeno verde, cero emisiones neto.

1 ANTECEDENTES

En el sector eléctrico mexicano, al igual que en la mayoría de los países, se realizan planes y programas para lograr en el año 2050 una generación eléctrica con cero emisiones netas de CO_2 a la atmósfera. La mayoría plantea darles un gran impulso a las energías limpias, en particular a las renovables.
En este breve análisis, basados en consumos reales de energía en México, se muestra que la mayor demanda de energía se produce desde las 6 de la tarde hasta las 11 de la noche, precisamente en las horas que ya no hay energía solar. Por lo tanto, se hace un inventario de las energías limpias disponibles a esas horas en todo el país. Lo sorprendente del estudio es que, aunque se equipara al sector eléctrico nacional con todo el potencial que haya disponible en el país de energías limpias (Viento, hidro, geotérmica, biomas y nuclear) apenas se alcanzaría a cubrir un 40% de la demanda esperada al año 2050.

Av. Cuauhtémoc 1233, Oficina 303 Sta. Cruz Atoyac, Benito Juárez, 03310, Ciudad de México, México.

Se examina la importancia que podría tener el ahorro de energía en los próximos años y también la generación solar diurna con elementos de almacenamiento (Baterías, rebombeo e hidrógeno) para usarla en la noche. Se le da un peso muy importante también a la posibilidad técnica de que continue la generación con combustibles fósiles pero asociados con la captura del CO_2 en las chimeneas antes de que se descargue a la atmósfera y luego se conduzca a sitios donde se le dé un uso industrial o simplemente se reinyecte al subsuelo.
Una advertencia importante al planteamiento que aquí se hace es que se toman los consumos de energía horarios promedio en todo el país, sin especificar su lugar geográfico. Esto enmascara un poco la realidad de la energía solar, por ejemplo, donde al parecer la energía hidroeléctrica (que se concentra en el sureste) respalda a la solar (que se encuentra mayormente en el Noroeste), sin afectar a las centrales de Ciclo Combinado a gas.

2 Demanda horaria de energía

Se usarán los datos que publica mensualmente el CENACE [1]

2.1 Demanda actual

Sobre la generación publicada se eligió el día 8 de agosto de 2024 como caso típico de alta demanda y se graficó como se muestra en la Fig.1. El envolvente color gris es la demanda total cada hora en todo el sistema eléctrico nacional (SEN). Allí se resalta con un rectángulo las horas en que la demanda es muy elevada y se tomará como demanda máxima aproximada; 50GW. Es decir, se resalta las horas de mayos problema (mucha demanda cuando ya no hay sol). La energía suministrada se muestra en rojo aquella que proviene de energías tradicionales (con emisiones de CO_2), unos 40GW, y con verde las que provienen de energías limpias, unos 10GW.

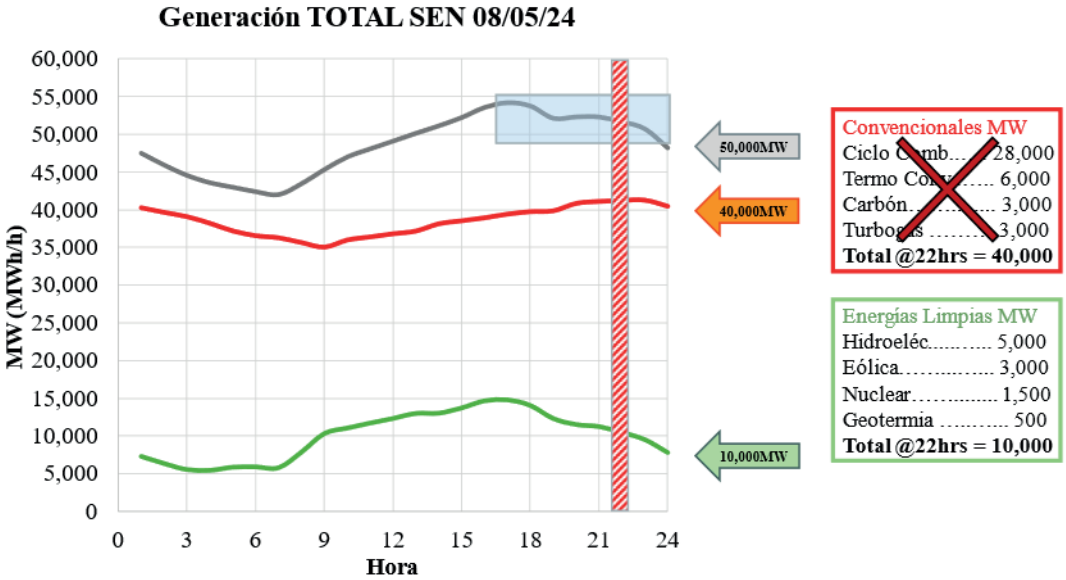


Fig. 1. Consumo de energía en el SEN mexicano en verano de 2024.

Vale la pena resaltar que la componente convencional (línea roja) que está formada principalmente por centrales a gas de Ciclo Combinado, recienten muy poco la entrada las intermitentes (sol y viento). Es decir, no se puede ver que las de gas sean las que se sacrifican a la hora de sol abundante.
En un cuadro adyacente se desglosan las potencias por tecnología poniéndole un gran X a las energías que queremos eliminar antes del año 2050 para lleva a cero la emisión neta de CO_2.
En la gráfica se resalta con una barra vertical las 21:30 horas para insistir de que, en el análisis de toda la planeación a futuro se centrará en esta hora, ya que hay máxima demanda y no hay sol.
En la Fig.2 se presenta un desglose (a una escala mayor) de las energías que componen la matriz “limpia”. Allí se resalta que la solar y la hidro son las que se complementan muy bien a la hora del atardecer y que la eólica, principalmente la que no es del Istmo, tiene su mayor aportación después de las 4 de la tarde y al atardecer. En el Istmo la variación del factor de planta no es horario, es estacional. Estas tres fuentes son las

que se respaldan y no las Ciclo Combinado. Aquí se advierte el error que podría introducir esto del "promedio geográfico" ya que, en Sonora, por ejemplo, no llega el efecto de la componente hidro y eólica para compensar el exceso de solar al medio día y las de gas deben bajar carga.

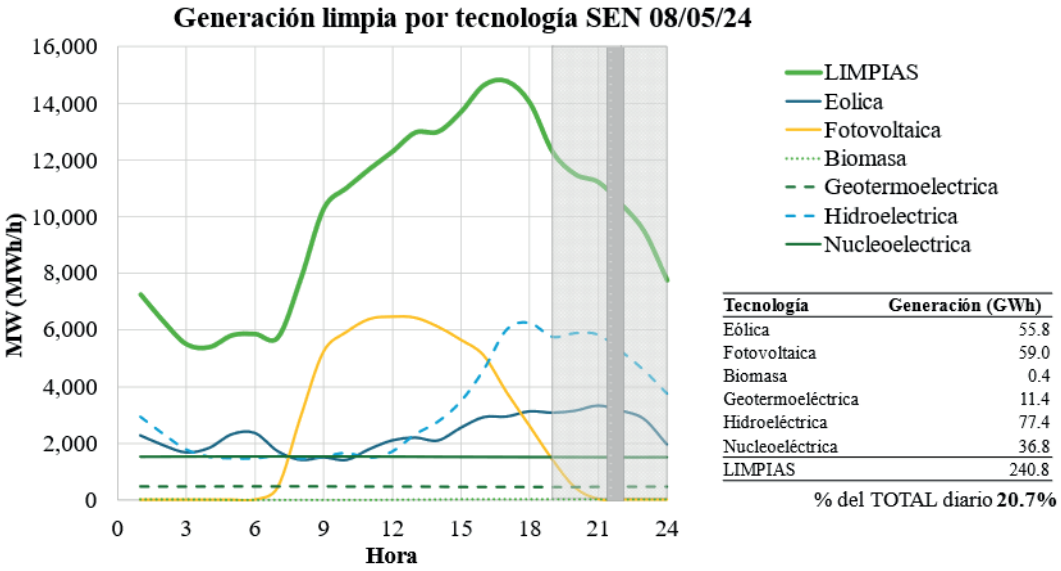


Fig. 2. Aportación de energía horaria por todas las fuentes limpias de generación en el SEN mexicano en verano de 2024.

2.2 Demanda esperada en el año 2025

Si se toma como referencia la parte derecha de la Fig.3 se muestra en una barra vertical la cantidad de GW (o GWh/h). Abajo, los 50GW de demanda actual (a las 21:30h) y arriba, 100GW que corresponden a la demanda esperada en ese año si el crecimiento anual se mantiene en 2.5%.
Es decir, a la fecha de la elaboración de este trabajo solo disponemos de 10GW de energía limpia "efectiva" para generar a las 21:30 horas. Se resalta lo de "efectivas"; por ejemplo, se aprecia que hay sólo 5GW de hidro ese día a esa hora mientras en el país hay instalado más de 12GW. Es decir, por las formas de despacho, hidrología etc, a esa hora sólo se dispone de 5GW de los 12GW instalados. Con eólica pasa algo similar.

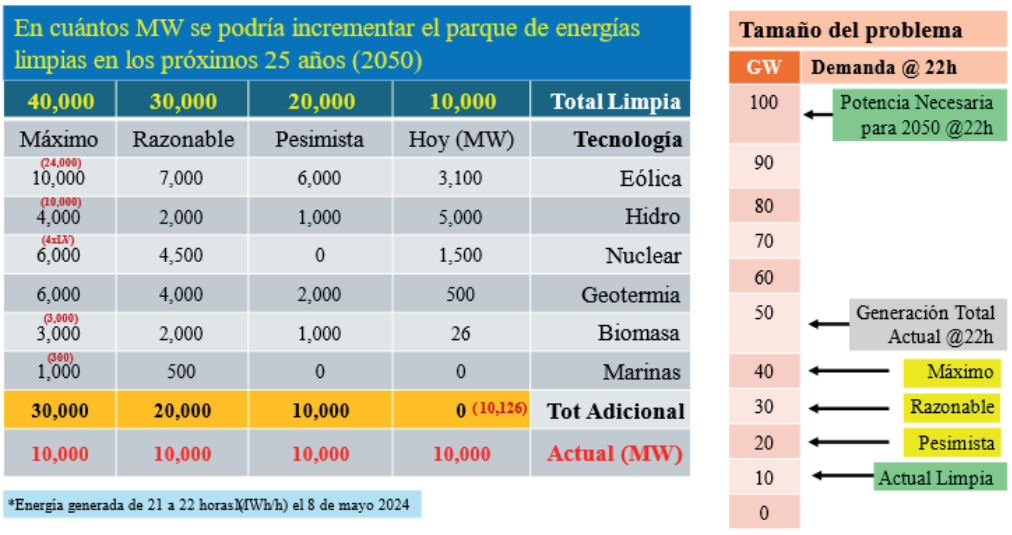


Fig. 3. Demanda máxima de energía horaria actual y esperada para el año 2025. Opciones técnicas para satisfacerla con energías limpias.

3 Opciones técnicas disponibles

Tal como se muestra en el lado izquierdo de la Fig.3 se ha recopilado el total de las energías limpias que se podrían instalar adicionalmente a lo que hay en el país. Estas cifras se han dividido en tres columnas. La primera es la potencia "efectiva" máxima que se podría instalar, sin importar costos por el momento y pecando de optimistas. La segunda es una apreciación personal que se ha llamado "razonable" y la tercer es la que se considera "pesimista".
Se ha hecho el análisis para cada tecnología. Evidentemente se ha excluido la solar de todo tipo ya que el balance es en la noche (21:30h). Para la eólica se ha considerado un máximo "efectivo" en todo el país de 10GW lo que resulta, aproximadamente en unos 24GW instalados. Como razonable "efectivos" se consideró 7GW y pesimista 6GW. Luego para la hidro, si se equiparan todos los posibles sitios, son unos 10GW (bastante optimistas) se tendrían unos 4GW efectivos en la columna Máximo, 2GW en la razonable y 1GW en la pesimista. Para la Nuclear, considerando que el tiempo que tarda en entrar en operación una Central desde el momento que se decide instalar una, sea de unos 10 años, consideramos en la columna Máximo 6GW, algo así como cuatro centrales de 1.5GW tipo Laguna Verde. Razonable 4GW y realista 2GW.
En geotermia nos hemos basado en los estudios recientes realizados en la UNAM para su modelo SEPERTEL [2], donde el autor de este artículo hace predicciones sobre la capacidad instalable. Se consideran 6GW como máximo, 4GW razonables y 2GW pesimista. También se incluye en esta Tabla la contribución de la Biomasa y de la energía Marina
La conclusión que se desprende de esta tabla es muy importante. Aunque se instalen en el país en los próximos 25 años (lo que falta para llegar al año 2050) todas las tecnologías limpias a su máxima capacidad, sólo se incrementa en 30GW el parque de generación.
Para aquellos que creen que alguna de estas tecnologías de su preferencia podrá resolvernos el problema, están muy equivocados. Hay muchos expertos que consideran que la Hidro o la Nuclear o la Geotermia podrían resolver el problema. Consideramos que la realidad no es así. Habrá que buscar otras opciones innovadoras adicionales para obtener los 60GW faltantes.

4 Otras opciones

En este trabajo se consideran tres opciones realistas para aportar, al menos, esos 60GW faltantes para llegar al año 2050 con suficiente energía limpia. La principal es ahorro de energía, consumir menos, mejor dicho, desperdiciar menos. Segunda, aprovechar el abundante sol del país y generar lo máximo posible durante el día, almacenarlo, y utilizarlo a las horas de máxima demanda. La tercera, es seguir generando con combustibles fósiles, pero capturar el CO_2 de las chimeneas, antes que se vaya a la atmosfera, transportarlo y sepultarlo en el subsuelo o darle algún uso industrial. En la Fig.4, parte izquierda se indica el resultado de estos temas y un estimado de lo que podrían contribuir (evidentemente son mejorables estas cifras) a la matriz energética futura.

4.1 Ahorro de energía

La energía más barata es la que no se genera. Es evidente que una campaña para reducir pérdidas, técnicas y no técnicas, mejorar eficiencia de los elementos que consumen energía, adaptar la arquitectura al clima para ahorrar en aire acondicionado hay finalmente cambiar los hábitos personales para consumir menos energía. En la Fig.4 se consideran unos 20GW de ahorro de energía, bajando la meta a 80GW para el 2050.

4.2 Generación solar en el día con almacenamiento

En la Fig.4 se presenta un ejemplo razonable en el que con un despliegue de unos 50GW solares fotovoltaicos destinados a almacenarlos, con el castigo correspondiente por eficiencia, podrían entregar en las horas de máxima demanda unos 6GW mediante centrales de rebombeo hidráulico, tanto de ciclo abierto como de ciclo cerrado, unos 12GW mediante baterías y unos 4GW provenientes de Hidrógeno verde producido mediante electrólisis.

4.3 Captura y almacenamiento de CO_2

Esta tecnología se está desarrollando en el mundo con bastante éxito. En este trabajo se considera que, tal como se muestra en la Fig.4, se podrían seguir utilizando combustibles fósiles, pero capturando y almacenando el CO_2 que se produzca. En total se ha considerado que se podrían aportar unos 18GW con esta

tecnología. De acuerdo con las estimaciones hechas para este estudio se han identificado y cuantificado tres tecnologías. La primera es quemar gas natural en una planta tradicional de Ciclo Combinado, pero capturando en la chimenea el CO_2 que sale asociado al aire y nitrógeno de la combustión, proceso caro y de alto consumo de energía térmica, transportarlo a presión de manera de llevar el CO_2 en estado supercrítico, de alta densidad, en largas tuberías hasta el lugar en que se va a sepultar para siempre o donde se vaya a usar en alguna aplicación industrial. Una segunda, parecida a la anterior, es hacer lo mismo, pero en una Central a Carbón, donde el CO_2 que sale por la chimenea va mucho más concentrado que en una de Ciclo Combinado. A esta se le agrega una variante novedosa de captura que consiste que en lugar de capturar CO_2 en la chimenea de la planta uno se traslada al sitio seleccionado para almacenar (o secuestrar, como se le dice en inglés) y allí uno extrae CO_2 directamente del aire del medio ambiente y a los pocos metros lo inyecta a los pozos que lo llevarán a sepultar en el subsuelo. Nótese que en este proceso se habla de cero emisiones netas ya que en la central uno sigue descargando CO_2 a la atmósfera, pero en la zona de pozos uno captura la misma cantidad de CO_2 del aire atmosférico y lo secuestran. Es decir, el balance es cero neto en cuanto a emisiones. Finalmente, un tercero que recientemente ha cobrado mucha fuerza consiste en adaptar una planta tradicional de Ciclo Combinado que use gas natural y a la llegada de la planta, "reformar" el gas (CH_4) separando mediante temperatura el H_2 y luego el CO_2 que produce este proceso, capturarlo al pie de planta, con una alta concentración, y llevarlo a enterrar y secuestrarlo. El H_2 (conocido como hidrógeno gris) sería el nuevo combustible que entraría a la turbina de gas a la cual se la habrían hecho las adaptaciones necesarias.

5 Meta de generación para el año 2025 puede cambiar

Como se aprecia en la Fig.4 la demanda de 100GW pronosticada como el consumo del año 2025 ha quedado satisfecha con 40GW de energías limpias, 18GW de Captura y almacenamiento de CO_2 (CCS), 22GW producidos con energía solar durante el día y almacenados para usarlos a las horas de máxima demanda (21:30, en nuestro caso) y 20GW logrados con un buen plan de ahorro de energía y uso eficiente de ella. Todo pareciera terminado con éxito, sin embargo, aparecen otros imponderables que pueden afectar gravemente a las predicciones conservadoras que se han hecho en este trabajo. Tal como se muestra en la parte de la derecha de la Fig.4, las emisiones de CO_2 se pueden agrupar en varias categorías de emisores. Según la gráfica, a nivel mundial las emisiones del sector eléctrico, a la fecha de elaboración de este trabajo representan el 24% del total de los GEI emitidos a la atmósfera. En este trabajo hemos presentado opciones para abatirlo y llegar a cero emisiones netas. Sin embargo, si vemos a los colegas del transporte, cuyas emisiones representan el 15% del total que ya han avanzado mucho en abatir las emisiones y lo hacen mediante el uso de vehículos eléctricos con lo que, al resolver su problema, le pasan la responsabilidad al sector eléctrico, donde vemos que ya no serán 100GE los necesarios en 2050 sino que muchos más debido a la recarga de los autos. También en la gráfica aparece que el sector industria (cemento, acero, fertilizantes, etc.) están abatiendo sus emisiones cambiando hornos de gas o carbón por hornos eléctricos con lo cual inevitablemente aumentarán la demanda de energía eléctrica, elevando aún más nuestra predicción de 100GW en 2050. Finalmente, el advenimiento de la Inteligencia Artificial, del Bit Coín y en general de los bancos de datos están elevando exponencialmente el consumo de energía eléctrica lo que representa otra subida más al pronóstico de 100GW que habíamos hecho. Es decir, toda la estrategia plantada en este estudio habrá que revisarla en cuanto a demanda eléctrica en 2050 y buscar nuevas soluciones. Esperemos que para esa fecha la tecnología de la Fusión Nuclear ya sea una realidad y que la propia geotermia haya multiplicado su aportación cuando ya haya técnicas rápidas y económicas para perforar pozos profundos y muy calientes.

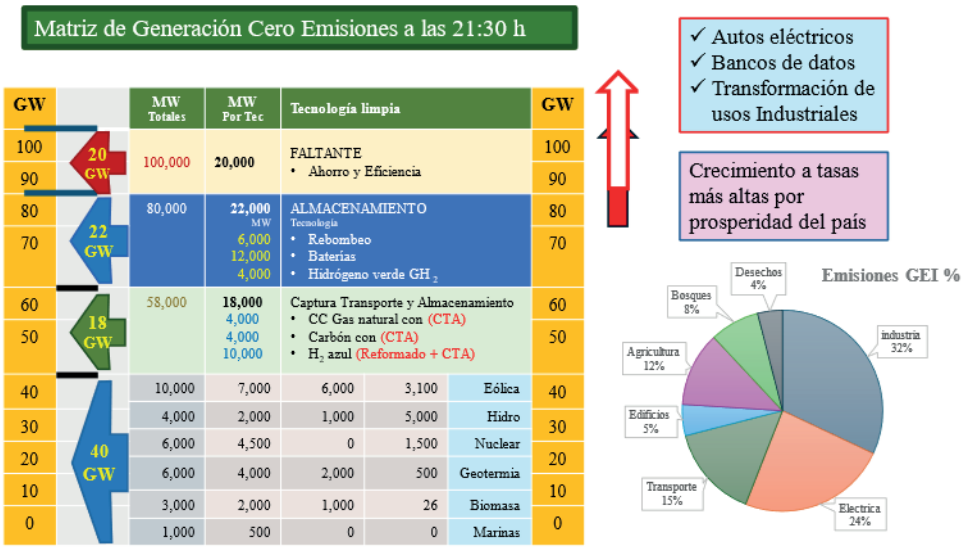


Fig. 4. Cuatro formas de satisfacer la demanda de energía horaria pronosticada para el año 2025. A la derecha, posibles factores que incrementarán la demanda pronosticada.

6 Conclusiones

En este análisis simplificado que se ha presentado para examinar la forma en que se pueda satisfacer la demanda de energía en México con cero emisiones netas de gases de efecto invernadero, al poner números aproximados, se hace evidente que el sólo incremento de las fuentes limpias de generación será insuficiente para satisfacer la demanda.

Se plantea la necesidad de acelerar los trabajos y estudios para el ahorro de energía y así disminuir la demanda y hacer más eficiente el consumo de energía.

Se hace evidente que se necesitará un esfuerzo muy grande para generar durante el día con energía solar, almacenarla y usarla en las horas de máxima demanda las que se producen cuando ya no hay sol.

Será indispensable desarrollar las técnicas adecuadas para poder seguir usando combustibles fósiles pero asociados a técnicas de captura y almacenamiento de CO_2.

El pronóstico aquí hecho por métodos tradicionales de que la actual demanda máxima de 50GW en las primeras horas de la noche (cuando ya no hay sol) subirá a 100GW en el año 2050 puede quedar totalmente rebasado por el advenimiento de los vehículos eléctricos, del uso de hornos de inducción en la industria del cemento y el acero y por el ato consumo que representan los bancos de datos y en general el uso de equipos de cómputo, por lo que hará que darle seguimiento a este incremento.

7 Referencias

[1] CENACE. (2024). *Energía generada por tipo de tecnología*, Centro Nacional de Control de Energía. Recuperado el [10/12/24], de https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/Reportes/EnergiaGeneradaTipoTec.aspx

[2] SEPERTEL, (2022). *Pronósticos al año 2050 para abatir emisiones*, Sistema de Evaluación Prospectiva de las Energías Renovables y Tecnologías Limpias, Unidad de Planeación Energética, UNAM., México.

XX ERIAC
VIGÉSIMO ENCONTRO
REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRE
Ciudad del Este, Paraguay
25 a 29 de maio de 2025
C4.09_3064

Comitê de Estudos C4 – Desempenho de sistemas de elétricos

REAVALIAÇÃO DO CONTROLE AUTOMÁTICO DE TENSÃO DE ITAIPU 50 HZ VISANDO A MITIGAÇÃO DE COMANDOS EXCESSIVOS

G.V. Zaro*
Unioeste/Itaipu Binacional
Brasil
vitorzaro.gz@gmail.com

R.A. OLIVEIRA
Itaipu Binacional
Brasil
ralmir@itaipu.gov.br

P.H. GALASSI
Itaipu Binacional
Brasil
galassi@itaipu.gov.br

P. NEIS
Itaipu Binacional
Brasil
pneis@itaipu.gov.br

H.C.M. LESSA
Itaipu Binacional
Brasil
hlessa@itaipu.gov.br

Resumo *– Este trabalho reavalia o Controle Automático de Tensão (CAT) no setor de 50 Hz da Usina Hidrelétrica de Itaipu, buscando mitigar comandos excessivos em condições de baixa abertura do distribuidor das unidades geradoras e durante transitórios eletromecânicos, sem comprometer o desempenho do controlador frente a eventos elétricos no período de atuação da regulação de tensão. São propostas alterações no sistema de controle validadas por meio de modelagem baseada em Engenharia Guiada por Modelos (MDE) utilizando a ferramenta Ptolemy II, visando reduzir impactos operacionais e melhorar o funcionamento do controlador. O estudo considera a dinâmica de redistribuição de potência reativa e da tensão do barramento de alta tensão, identificando limitações no comportamento atual e propondo modificações que otimizem a operação, sem comprometer a eficiência e a confiabilidade. Os resultados das simulações indicam melhorias significativas no desempenho do controlador.*

Palavras-chave: controle automático de tensão, otimização de controladores, estratégias de controle, engenharia guiada por modelos, oscilações eletromecânicas.

1 INTRODUÇÃO

O Sistema de Energia Elétrica (SEE) é uma rede complexa que gera, transmite e distribui energia elétrica, buscando confiabilidade, qualidade, segurança e baixos custos, com mínimo impacto ambiental. Sua operação exige coordenação eficiente para manter frequência e tensão dentro dos limites aceitáveis, gerenciar cargas e responder rapidamente a falhas. No Brasil, as usinas hidrelétricas são responsáveis por suprir 65,2% da energia [1]. Embora muitas operem há décadas, os sistemas secundários, como controle e proteção, foram modernizados, enquanto os primários, como turbinas e geradores, permaneceram inalterados.

Os geradores convertem energia mecânica em elétrica, sendo controlados por sistemas de regulação primária como o Regulador de Velocidade e Tensão, e por sistemas de regulação secundária, como o Controle Automático de Geração (CAG) e o Controle Automático de Tensão (CAT). O CAG mantém a frequência do sistema, enquanto o CAT regula a tensão do barramento de alta tensão de centrais geradoras, auxiliando na operação estável do Sistema Elétrico de Potência (SEP). Tais controladores são essenciais para ajustar automaticamente as condições operacionais.

*Av. Tarquínio Joslin dos Santos, 1300 - Lot. Universitario das Americas, Foz do Iguaçu - PR, 85870-650, Brasil

Nesse contexto, a Engenharia Dirigida por Modelos (do inglês *Model Driven Engineering* - MDE) surge como uma abordagem promissora, utilizando ferramentas especializadas para criar modelos computacionais de alto nível que podem ser compilados para execução nos sistemas de supervisão e controle. A ferramenta Ptolemy II é um exemplo dessa metodologia, possibilitando modificações em modelos de controladores e sua implementação na geração de código fonte.

Este trabalho utiliza a abordagem MDE para desenvolver estratégias de controle no CAT da Usina de Itaipu, setor de 50 Hz. O objetivo é mitigar comandos excessivos durante a operação em regime permanente com baixa abertura dos distribuidores das unidades geradoras (UG) e durante transitórios eletromecânicos, buscando otimizar a operação e reduzir os impactos de oscilações nas grandezas do sistema.

Este trabalho está dividido da seguinte forma: na seção 2 é apresentada a fundamentação teórica, com a explicação do CAT de Itaipu para o setor de 50 Hz (CAT50); na seção 3 são levantados os dados das condições de interesse e apresentado a proposta de modificação do modelo do CAT; na seção 4 são apresentados os resultados do CAT50 frente a distúrbios simulados e são realizadas discussões sobre seu desempenho; na seção 5 conclui-se sobre a otimização proposta ao controlador e suas características.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Perturbações no SEE frequentemente exigem ajustes nas tensões das barras mais internas do sistema para manter a operação nos limites adequados. Isso pode ser feito alterando a referência dos Reguladores Automáticos de Tensão (RAT), elevando a tensão terminal das UG e a injeção de reativos, impactando as tensões em barras próximas à usina. No entanto, em sistemas com várias máquinas, é um processo complexo [2].

O controle secundário é usualmente presente em grandes usinas, visando facilitar o trabalho em tempo real dos operadores em alterações nas condições de operação da usina, além de equalizar as potências ativa e reativa das UG conectadas a este controle. A nível de usina, o controle centralizado responsável por alterar as referências dos RAT de um grupo de geradores é o CAT, também conhecido como *Joint Bus Voltage/Reactive Control* (JBVRC) [3].

No caso de Itaipu, o CAT, um controle secundário centralizado digital, é o principal responsável por regular a tensão dos barramentos de 500 kV da usina. Ele controla automaticamente as tensões de operação das UG conectadas neste controle, atuando sobre as referências dos RAT de acordo com um fator de participação especificado. Além disso, é responsável por distribuir a potência reativa do setor entre as unidades geradoras sob seu comando, garantindo uma equalização entre as UG [4]. A Figura 1 apresenta a forma geral do funcionamento do CAT50 da Usina de Itaipu.

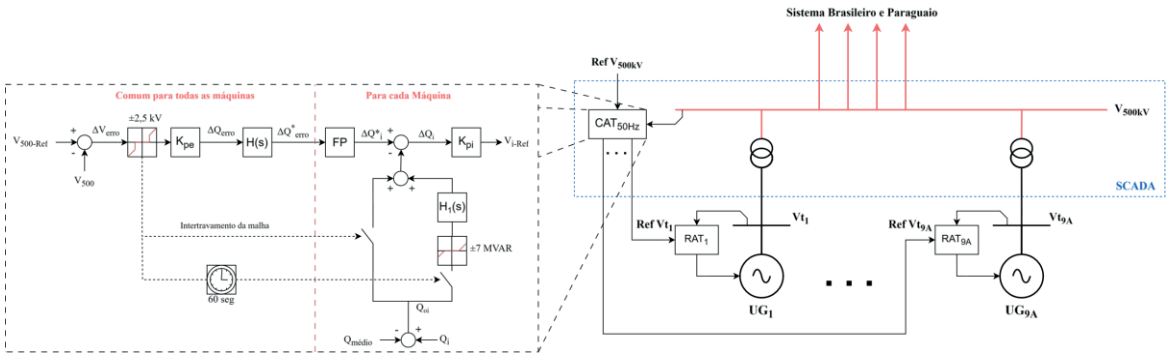


Fig. 1. Diagrama esquemático simplificado do CAT 50 Hz de Itaipu

O funcionamento básico do CAT de Itaipu consiste em receber, a cada 2 segundos, a tensão do barramento de 500 kV do sistema SCADA/EMS e compará-la com a tensão de referência definida pelo operador, gerando um sinal de erro. Em seguida, esse sinal de erro é convertido em um novo sinal de referência de tensão para cada RAT, modificando a tensão terminal das UG e, consequentemente, do barramento de 500 kV. Essa funcionalidade é conhecida como a malha de regulação de tensão [4].

Além disso, o CAT distribui a potência reativa gerada entre as UG, comparando o valor atual de potência reativa da UG com a média das potências reativas das UG conectadas ao CAT, enviando um novo sinal de referência de tensão para a UG. Essa funcionalidade é conhecida como a malha de redistribuição de potência reativa [4].

O método de controle do CAT pode ser baseado em duas formas: MVAR e Corrente de Campo. No método baseado em MVAR, o erro de controle de tensão é convertido em um erro de potência reativa, que é posteriormente corrigido por um controlador, com um ganho que pode ser fixo ou dinâmico (proporcional ao erro atual de controle). Isso permite que a potência reativa gerada por uma UG seja fixada. Já no método baseado em Corrente de Campo, o erro de controle de tensão é convertido em um erro de corrente de excitação, que é corrigido por um controlador, com um ganho fixo [3].

Portanto, o CAT de uma usina é o principal controlador responsável por manter a tensão do barramento da usina dentro dos limites aceitáveis, sendo crucial para a operação adequada do sistema. Na próxima seção são apresentados as características das condições em estudo e o modelo modificado deste controlador.

3 METODOLOGIA

Nesta seção, são apresentados os registros das condições de interesse para a modelagem dos eventos, bem como as modificações realizadas para o funcionamento do CAT diante dessas condições. Inicialmente, são abordadas as oscilações sustentadas em regime permanente, seguidas pelos transitórios eletromecânicos e, por fim, pelo esquema do modelo modificado do CAT.

3.1 A ferramenta Ptolemy II

Ptolemy II é uma ferramenta de simulação e modelagem de código aberto desenvolvida por pesquisadores da UC Berkeley [5]. É projetada para experimentação com técnicas de design de sistemas, especialmente aquelas que envolvem modelos de computação heterogêneos, por exemplo: fenômenos contínuos associados a controladores discretos.

O programa possui uma interface gráfica baseada em diagramas de blocos hierárquicos, e é fundamentado no design orientado a atores, diferenciando-se da orientação a objetos na forma de tratamento de dados. Na orientação a objetos, as interfaces dos objetos são geralmente métodos que modificam ou observam o estado dos objetos. Já na orientação a atores, as interfaces são baseadas em portas que enviam ou recebem dados, sem a transferência sequencial de controle dos métodos, sendo adequadas para modelos concorrentes [5]. A Figura 2 apresenta o modelo da usina e do controlador secundário de tensão em Ptolemy II.

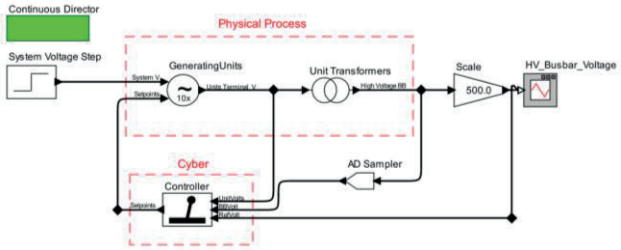


Fig. 2. Modelo da usina e controlador em Ptolemy II

3.2 Oscilações sustentadas em regime permanente

A primeira condição operativa em estudo se refere a períodos em que a abertura do distribuidor é inferior a 58%. Nessa condição, são observados comandos excessivos de repartição de potência reativa, sendo devido ao surgimento de oscilações expressivas e sustentadas nas principais grandezas das UG. A Figura 3 apresenta algumas grandezas relativas ao CAT50 durante a operação nestas condições, sendo o primeiro gráfico apresenta o erro de tensão do setor de 500 kV e sua banda morta de ±2,5 kV, o segundo gráfico apresenta o desvio de potência reativa da UG1 em relação à média das demais, o terceiro e quarto gráfico apresentam uma variável booleana que assume um valor unitário sempre que é enviado um comando de regulação de tensão e de equalização de potência reativa, respectivamente, para UG1.

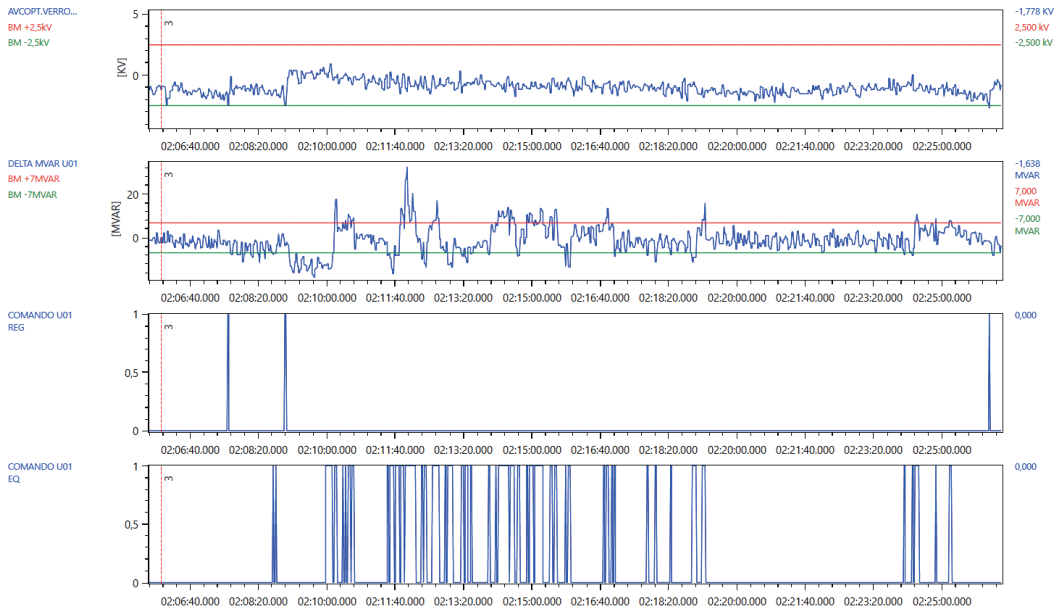


Fig. 3. Grandezas do CAT50 em condição de baixa abertura do distribuidor

Durante o período de 10 minutos (das 2h10 às 2h20) mostrado na Figura 3, foram registrados cerca de 10 comandos de setpoint por minuto do CAT50 provenientes da malha de repartição de potência reativa para a UG1, devido à malha de repartição de potência reativa. Essas atuações ocorrem porque as oscilações na potência reativa da UG ultrapassam a banda morta de ±7 MVAR. Nesse período, a malha de regulação de tensão está inativa, pois o erro de tensão está dentro da banda morta de ±2,5 kV. Esse comportamento oscilatório é observado mais detalhadamente em duas UG na Figura 4.

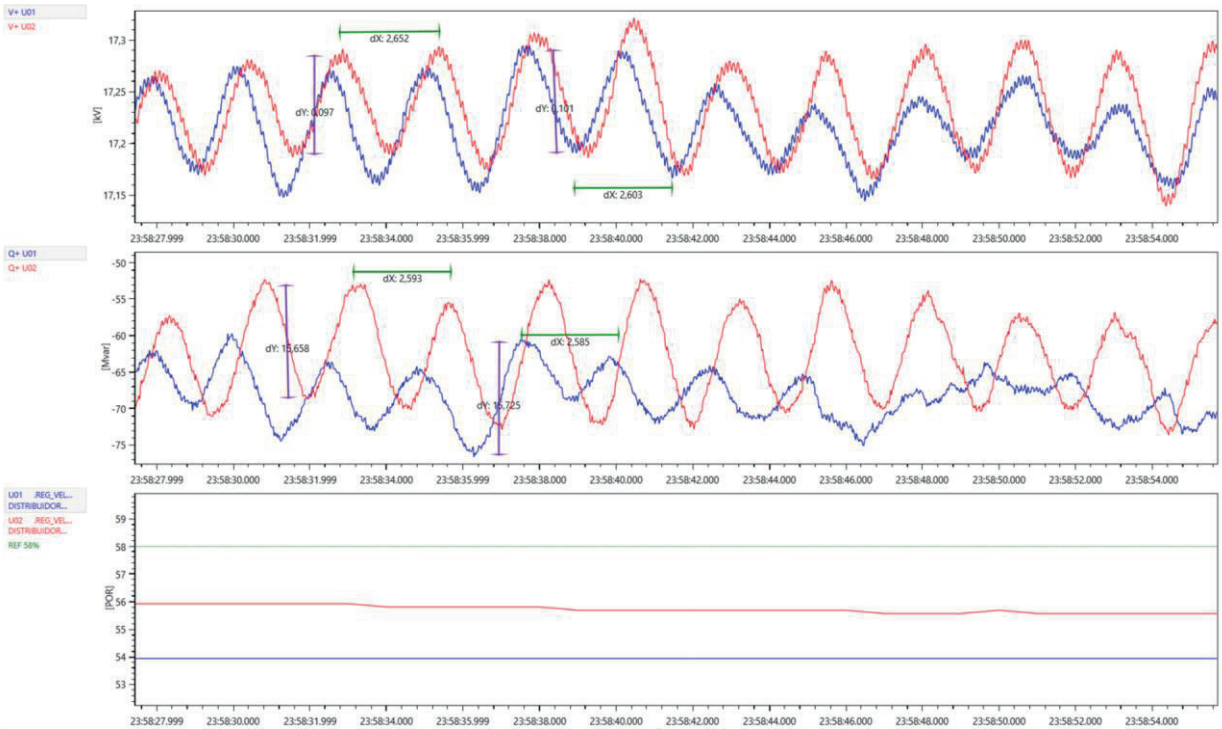


Fig. 4. Oscilações sustentadas da tensão em UG na condição de baixa abertura do distribuidor

Conforme mostrado na Figura 4, as variações de tensão e potência reativa apresentam um período de oscilação de 2,6 segundos (0,3864 Hz) e uma amplitude média de tensão pico a pico de 0,1 kV. Além disso, as oscilações de tensão das UG não estão completamente em fase, apresentando pequenas variações entre elas.

Para simular a oscilação na ferramenta Ptolemy II, será utilizada como um erro na tensão terminal da UG uma senoide com amplitude de 0,05 kV (ou 0,0028 pu na base de 18 kV) e frequência de 0,3864 Hz. Para representar a defasagem observadas e gerar erros de potência reativa oscilantes em torno da média para cada unidade que ultrapassem a banda morta de ±7 MVAR, será aplicada uma defasagem de 8° entre cada uma. A defasagem aumenta em 8° para cada unidade subsequente, chegando a 72° entre a primeira e a décima unidade geradora do setor de 50Hz.

3.3 Oscilações em transitórios eletromecânicos

A próxima condição em estudo ocorre em um registro de evento de desligamento automático da unidade U07 pela atuação da proteção contra sobrecorrente no circuito de campo, causado por um curto-circuito no anel coletor. Esse evento resultou em oscilações eletromecânicas interárea. Nesse momento, o CAT50 enviou comandos de setpoint durante as oscilações, onde a tensão da SE-IPU 50Hz variava mais de 15 kV, não apresentando condições adequadas para o controle de tensão pela regulação secundária de tensão.

A Figura 5 apresenta as grandezas relativas ao CAT50. No primeiro gráfico da Figura 5, a grandeza na cor preta corresponde a tensão RMS da barra B2 da SE-IPU 50Hz proveniente do registrador de perturbações, com o tempo entre amostras de 20ms, enquanto a grandeza em azul corresponde a tensão filtrada da SE-IPU 50Hz utilizada pelo CAT50, com tempo entre amostras de 2s. A partir dessa grandeza, verifica-se que a tensão da barra B2 apresentou variações superiores a 15 kV durante as oscilações eletromecânicas. Além disso, como o modo interárea apresenta um período de 2,6 segundos e o ciclo do CAT50 é de 2 segundos, o instante de amostragem da tensão para o CAT50 tem um impacto relevante na ação de controle do aplicativo.

Considerando o período das oscilações eletromecânicas, a banda morta de ±2,5 kV e a faixa de operação (limite de suspensão) do CAT50 de ±10 kV, verifica-se que a grandeza de tensão filtrada utilizada pelo CAT50 apresentou amplitude inferior com relação a tensão proveniente do registrador de perturbações nos segundos iniciais após a perturbação. Como consequência, ela serviu como referência para o CAT50 enviar comandos de setpoint de tensão para as unidades geradoras a partir de dois segundos após a perturbação.

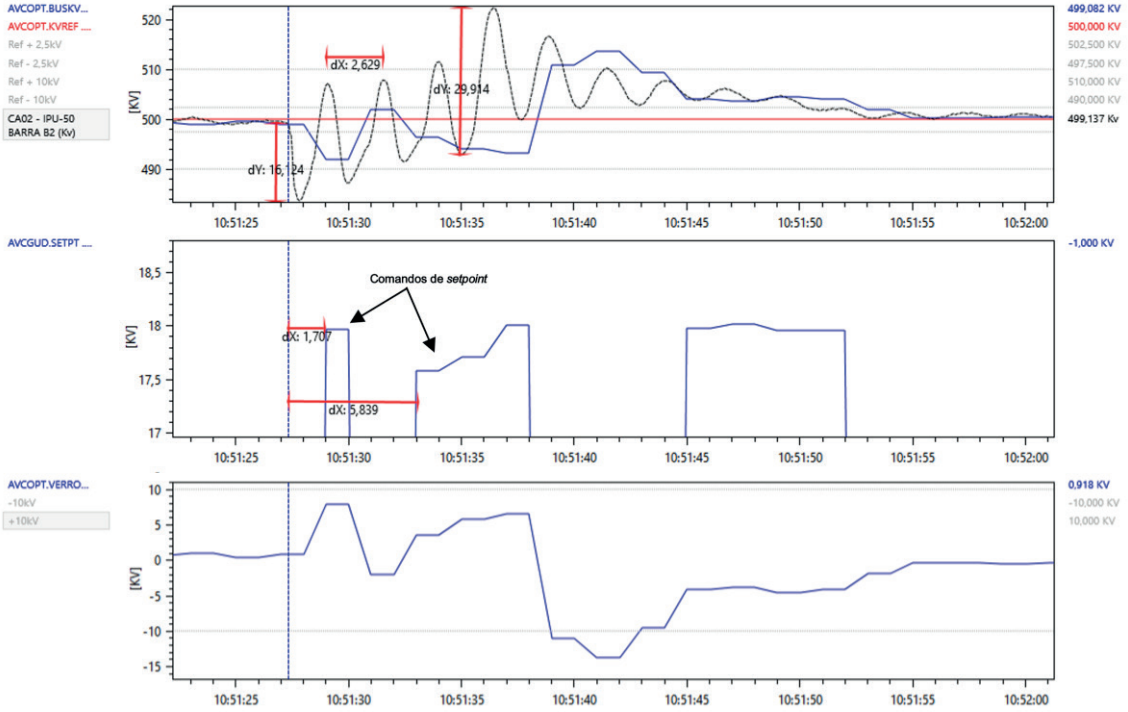


Fig. 5. Grandezas do CAT50 durante o evento de oscilações eletromecânicas interárea

Para simulação deste evento, é aplicada uma oscilação como um erro de tensão no barramento de alta tensão de 500 kV com frequência de 0,3864 Hz, amplitude de 16 kV que diminui ao longo de 6 ciclos (15,6 segundos).

3.4 Modelo do controle automático de tensão modificado

Tendo em vista os registros apresentados, o CAT apresenta atuações indesejadas em condições de oscilações, portanto, a Figura 6 ilustra o CAT contendo as modificações propostas em laranja.

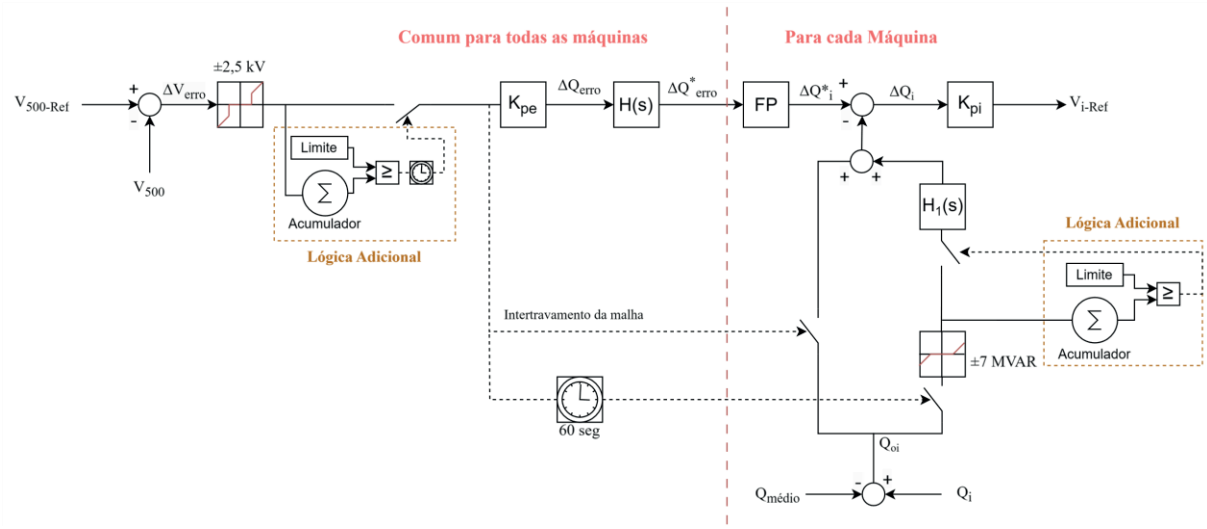


Fig. 6. Esquemático do CAT50 modificado

Este modelo proposto adiciona uma nova lógica para a ativação das malhas de regulação de tensão e repartição de potência reativa, baseada no erro acumulado dessas grandezas, o que para os casos em estudo, não se espera a atuação do controlador com a adição dessa lógica, pois as oscilações de variação de tensão e potência reativa ocorrem em torno de zero, gerando um acúmulo de erro zero, portanto, não atuando. Desta forma, as malhas só atuarão caso o erro acumulado das grandezas em controle ultrapasse um certo valor limite, ajustável e característico de erros constantes.

Na malha de regulação, a adição do acumulador visa garantir que sejam necessárias pelo menos duas amostragens de tensão durante as oscilações, impedindo a atuação dessa malha na primeira amostra, quando as oscilações apresentam maiores amplitudes. Para isso, o erro de tensão acumulado deve ser superior a ±15 kV. Adicionalmente, há uma lógica para manter a liberação da malha de regulação após o disparo pelo limite do acumulador enquanto existir um erro de tensão do setor maior que a banda morta de ±2,5 kV. A motivação desse complemento é não comprometer significativamente o desempenho do controlador em eventos de rampa de tensão, pois, uma vez que o acumulador libera a regulação, o acúmulo de erro de tensão deve ser feito novamente para uma nova ativação do controle.

Na malha de equalização de potência reativa, o acumulador visa evitar atuações do controle em situações de oscilações sustentadas, onde as variações de potência reativa acabam por violar a banda morta de ±7 MVAR. Dessa forma, a equalização de potência reativa, após o período de 60 segundos em que o erro de tensão do setor está dentro da banda morta, só será liberada se o erro de potência reativa da unidade geradora for maior que a banda morta de ±7 MVAR e se sustentar por tempo suficiente para que seu acúmulo seja maior ou igual a um certo limite. Essa adição busca manter a capacidade de funcionamento da malha em erros constantes ou mais acentuados de potência reativa da UG, enquanto mitiga atuações do controle nas condições em estudo.

Na seção seguinte, são apresentados os resultados obtidos das simulações, nas quais os eventos foram aplicados ao modelo modificado. Adicionalmente, foi simulada uma rampa de tensão de 10 kV em 10 segundos, visando verificar o impacto das modificações no desempenho básico do controlador.

4 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Para as simulações realizadas considerou-se um limite para acúmulos de erro de tensão de 15 kV e de erro de potência reativa, em relação à média, de 40 MVAR.

4.1 Simulação de oscilações sustentadas em regime permanente

A Figura 7 (a) apresenta as oscilações na tensão terminal da unidade geradora 1 (UG1) para o CAT50 atual e o modelo modificado, enquanto a Figura 7 (b) mostra a potência reativa da UG1 para ambos os modelos. O recorte dos resultados da simulação é feito para melhor visualização do comportamento em regime permanente com a atuação da malha de equalização após os 60 segundos de temporização.

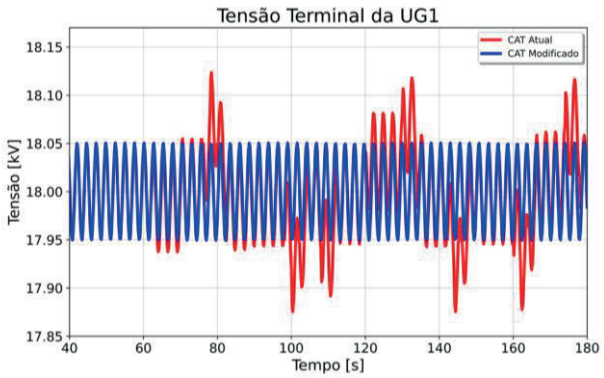


Fig. 7–(a). Tensão Terminal da UG1

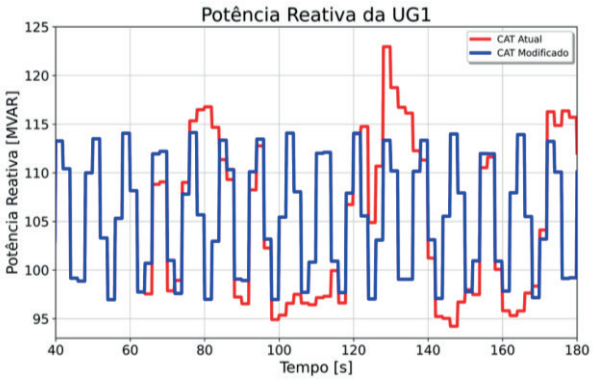


Fig. 7–(b). Potência Reativa da UG1

A Figura 8 (a) ilustra o erro de potência reativa em relação à média da UG1 para o modelo atual e modificado do CAT50, enquanto Figura 8 (b) exibe o acúmulo do erro de potência reativa dentro da lógica do acumulador aplicada ao modelo modificado do CAT50.

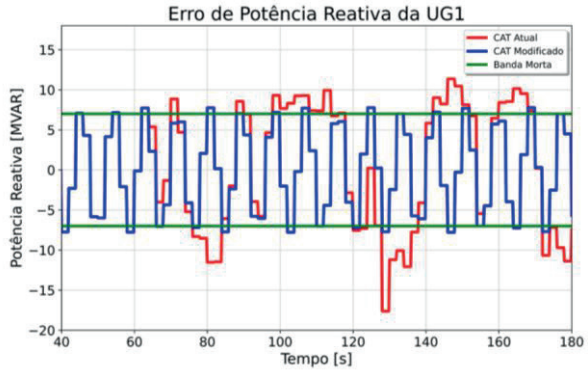


Fig. 8–(a). Erro de Potência Reativa da UG1

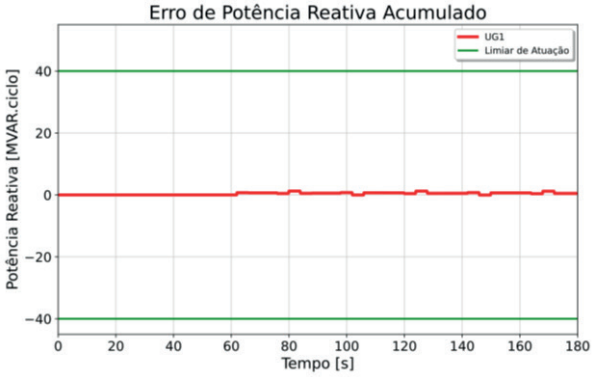


Fig. 8–(b). Erro de Potência Reativa Acumulado

Por fim, a Figura 9 compara os comandos de setpoints enviados pelo CAT50 atual e pelo modificado. É possível observar que a aplicação da lógica complementar do acumulador zerou os comandos excessivos de setpoints da malha de repartição de potência reativa devido às oscilações nas grandezas terminais. O modelo atual do CAT50 apresentou cerca de 15 comandos de setpoints por minuto para a oscilação aplicada após ativação da malha de repartição de potência reativa, enquanto o modelo modificado não apresentou comandos de setpoints, como desejado.

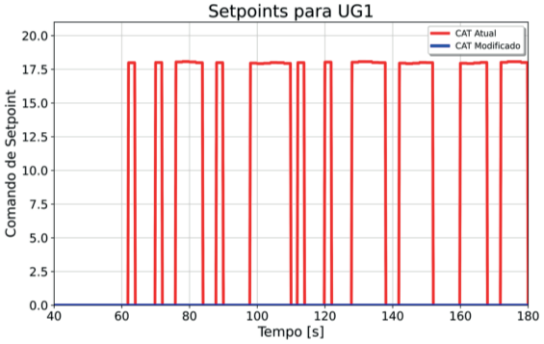


Fig. 9. Comandos de setpoint do CAT50 para a UG1

4.2 Simulação de oscilações eletromecânicas

As UG para esta simulação não apresentam diferenças em suas dinâmicas, portanto, será utilizada a UG1 para verificação dos comandos enviados pelo CAT50 dado que as demais receberão o mesmo número de comandos. A Figura 10 apresenta as principais grandezas referentes ao CAT50 para a simulação de oscilações eletromecânicas. A Figura 10 (a) apresenta a tensão no barramento de 500 kV com seus limites operativos e a Figura 10 (b) apresenta o acúmulo do erro de tensão na lógica do acumulador aplicada ao modelo modificado.

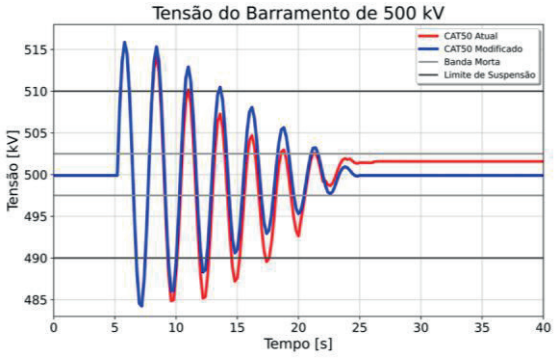


Fig. 10–(a). Tensão do Barramento de Alta

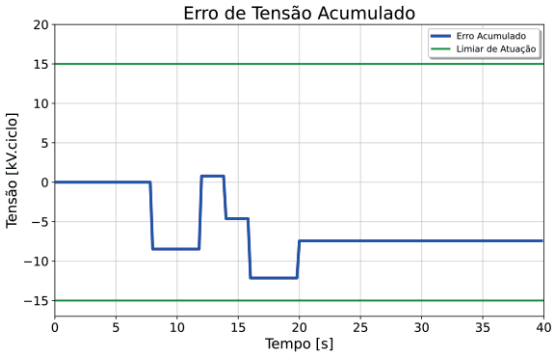


Fig. 10–(b). Erro de Tensão Acumulado

A Figura 11 ilustra os comandos de setpoint enviados para a UG1 pelo CAT50 para o modelo atual e modificado com a aplicação das oscilações eletromecânicas.

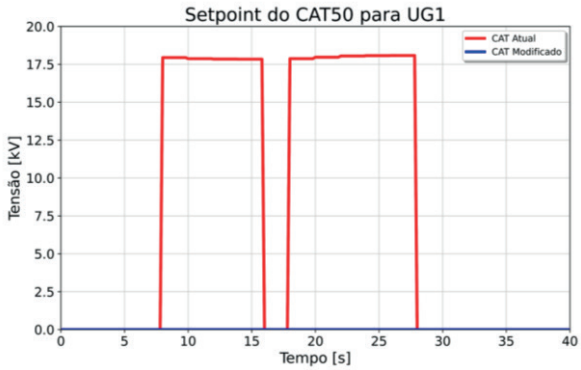


Fig. 11. Setpoint do CAT50 atual e modificado para a UG1

Observa-se que as modificações realizadas na malha de regulação de tensão do CAT50 resultaram em uma redução no envio de setpoints para as UG, com o controle atuando apenas após as oscilações do barramento de 500 kV apresentarem amplitudes menores que o limite de suspensão de ±10kV e maiores que a banda morta de ±2,5 kV. No modelo atual do controlador, foram enviados 2 comandos de setpoints, com duração média de 10s por comando. Já no modelo do controlador modificado, não foram enviados comandos durante o evento.

4.3 Simulação para rampa de tensão de 10 kV

A Figura 12 (a) apresenta a tensão do barramento de 500 kV para o CAT50 atual e o modificado com o evento da rampa de tensão, enquanto a Figura 12 (b) ilustra a tensão terminal da UG1.

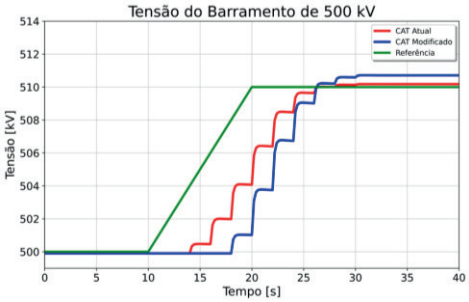


Fig. 12–(a). Tensão do Barramento de Alta

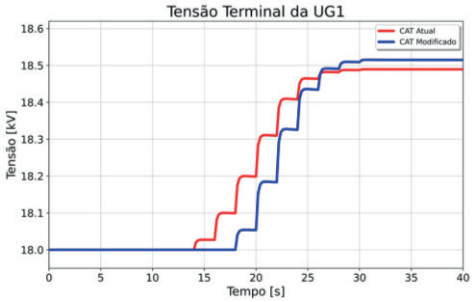


Fig. 12–(b). Tensão Terminal da UG

Como pode ser observado, o modelo modificado atinge o valor de referência praticamente no mesmo tempo que o modelo atual, apesar de um atraso de 4 segundos para o início de sua atuação em comparação ao modelo atual. Esse tempo de atraso, em termos práticos de uma operação em tempo real, é relativamente insignificante. O desvio em regime permanente é um pouco maior que o do modelo atual, cerca de 0,7 kV comparado ao modelo atual com 0,2 kV; entretanto, isso pode ser melhorado com ajustes nos parâmetros do controlador.

Assim, é possível concluir que as modificações não influenciaram de forma significativa o desempenho do controlador em sua atuação durante uma rampa de tensão. No entanto, a modificação na malha de regulação apresenta um compromisso entre sua capacidade de tolerância a oscilações eletromecânicas transitórias e a velocidade de resposta a eventos como a rampa de tensão, através do ajuste do limite do acumulador.

5 CONCLUSÕES

Os estudos identificaram e mitigaram limitações do Controle Automático de Tensão da Usina Hidrelétrica de Itaipu no setor de 50 Hz, especialmente em condições de baixa abertura do distribuidor e durante oscilações eletromecânicas interárea. A lógica de controle com acumuladores de erro reduziu comandos excessivos de setpoints em condições indesejadas, promovendo maior rejeição a distúrbios sem comprometer a resposta do sistema.

A utilização de ferramentas de Engenharia Guiada por Modelos, como o Ptolemy II, foi essencial para testar e validar as alterações propostas, destacando a importância de abordagens modernas para aprimorar sistemas de controle em usinas de grande porte.

Este estudo contribui para a evolução do CAT50, assegurando maior eficiência e confiabilidade operacional na gestão de energia elétrica em sistemas complexos. Recomenda-se continuar as investigações para explorar adaptações adicionais em diferentes cenários operacionais e para ajustes dos parâmetros e modificações apresentadas.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Empresa de Pesquisa Energética – EPE Web Site, https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023

[2] R. J. G. C. Silva, Impedância de Compensação de Queda de Tensão em Controles Conjuntos de Tensão de Usinas – Uma forma de Controle Secundário de Tensão Descentralizado, Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2007.

[3] H. A. L. Samaniego, Modelagem do Controle Automático de Tensão (CAT) para Análise do seu Desempenho no Setor 60 Hz da Usina de Itaipu Binacional, Monografia, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2005.

[4] P. Neis, Domain-Specific Power Applications Development Environment and Strategy: A Model-Driven Approach to SCADA/EMS, 178 f., Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica e Informática Industrial), Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2023.

[5] BROOKS, Christopher; LEE, Edward A.; NEUENDORFFER, Stephen; REEKIE, John. Building graphical models. In: PTOLEMAEUS, Claudius (Ed.). System Design, Modeling, and Simulation using Ptolemy II. Ptolemy.org, 2014. Disponível em: http://ptolemy.org/books/Systems.

Comité de Estúdios C4 - Desempeño técnico de sistemas de potencia

IMPACTO ARMÓNICO DE DISPOSITIVOS FACTS M-SSSC: METODOLOGÍA PARA SU EVALUACIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

M. ACEVEDO
Smart Wires Inc
Colombia
mafredy.acevedo@smartwires.com

S. HINCAPIÉ
Smart Wires Inc
Colombia
sebastian.hincapie@smartwires.com

J.P. BOTERO
Smart Wires Inc
Colombia
juan.botero@smartwires.com

D. STAMATIADIS
Smart Wires Inc
Grecia
dionysios.stamatiadis@smartwires.com

C. NIKOLAKAKOS
Smart Wires Inc
Grecia
christos.nikolakakos@smartwires.com

Resumen *– Este artículo presenta una metodología estática para evaluar el impacto armónico de dispositivos FACTS tipo M-SSSC en sistemas eléctricos de potencia. El método propuesto se fundamenta en la representación de estos dispositivos mediante equivalentes de Thevenin y la caracterización de la red a través de barridos de frecuencia, permitiendo analizar la interacción entre los armónicos generados por los M-SSSC y los preexistentes en el sistema. Los resultados de aplicaciones reales demuestran que los M-SSSC tienen un impacto mínimo sobre los armónicos existentes, manteniendo suficiente margen para futuras emisiones armónicas. Esta metodología resulta especialmente útil en estudios de factibilidad o etapas de diseño básico, debido a su precisión a pesar de su simplicidad, siendo además escalable a diferentes configuraciones de sistemas eléctricos.*

Palabras clave: Análisis de Armónicos – Calidad de la energía – Electrónica de Potencia – Compensación Serie – M-SSSC – FACTS.

1 INTRODUCCIÓN

La creciente integración de dispositivos basados en electrónica de potencia en los sistemas eléctricos modernos ha introducido nuevos desafíos en la calidad de la energía, particularmente en términos de emisiones armónicas. Esta evolución tecnológica, si bien ofrece soluciones innovadoras para el control y la operación de los sistemas eléctricos, requiere una evaluación cuidadosa de sus impactos en la red.

El control del flujo de potencia en redes de transmisión representa una de las aplicaciones más relevantes de la electrónica de potencia en la actualidad. Esta aplicación ha importancia ante el incremento de congestiones en los sistemas de transmisión, fenómeno intensificado por la concentración geográfica de generación renovable. Las consecuencias de estas congestiones incluyen el vertimiento de energía renovable y la necesidad de despachar generación convencional basada en combustibles fósiles. En este contexto, los dispositivos FACTS (Flexible AC Transmission Systems) tipo M-SSSC (Modular Static Synchronous Series Compensator) emergen como una alternativa efectiva, permitiendo maximizar la utilización de la infraestructura de transmisión existente mediante el control dinámico del flujo de potencia.

Los operadores de sistemas eléctricos han establecido normativas estrictas para regular las emisiones armónicas de dispositivos basados en electrónica de potencia, buscando mantener la seguridad y confiabilidad de la red. Tradicionalmente, esta evaluación se realiza mediante software especializado en análisis de transitorios electromagnéticos (EMT), que permite un modelamiento detallado de la red y sus sistemas de control. No obstante, mientras los análisis EMT proporcionan resultados robustos, requieren recursos

* Calle 7D #43A – 40, Medellín, Colombia – mafredy.acevedo@smartwires.com

significativos en términos de software especializado y modelamiento detallado. Estos requerimientos, aunque justificados en etapas de diseño final, pueden resultar excesivos para estudios de factibilidad inicial.
Este artículo propone una metodología estática alternativa para evaluar el impacto armónico de dispositivos M-SSSC. El método desarrollado ofrece un equilibrio entre simplicidad y precisión, proporcionando una herramienta eficiente para etapas preliminares de evaluación.

2 MARCO TEÓRICO

2.1 Compensador Serie Síncrono Estático Modular (M-SSSC)

Los M-SSSC son dispositivos de electrónica de potencia basados en convertidores modulares multinivel (MMC), que se emplean como equipos de compensación serie. Su operación consiste en inyectar un voltaje serie en cuadratura con la corriente de línea con la cual se instalan, actuando como una reactancia dinámica y variable para el control del flujo de potencia. El voltaje inyectado por estos dispositivos es modulable tanto en amplitud como en ángulo, lo que permite a su operador modificar la reactancia total en ambas dimensiones, funcionando como compensación serie variable capacitiva o inductiva.
De manera general, la estructura del M-SSSC está compuesta por un conjunto de convertidores que funcionan como fuente de voltaje (VSC), filtros y sistemas de bypass, elementos que se encuentran conectados en paralelo y operan de manera conjunta y automática tanto en estado estable como durante eventos transitorios. Los componentes principales para la inyección de voltaje son los VSC, los cuales, están configurados como un puente H que integra IGBTs y capacitores DC. La Figura 1 muestra un ejemplo de una configuración con 10 VSC conectados en serie, mostrando para uno de ellos el esquema de su puente H.

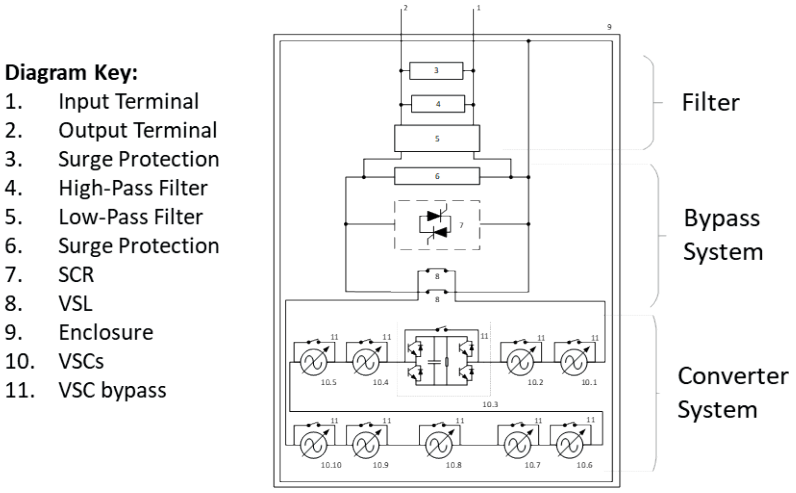


Fig. 1. Configuración interna de dispositivo M-SSSC.

La operación del M-SSSC en estado estable permite la circulación de corriente a través de los puentes H que componen los VSC. El sistema de control del dispositivo genera señales de disparo específicas para cada IGBT, dando como resultado la formación de múltiples niveles discretos de tensión. Considerando una configuración serie de los VSC, se obtiene como resultado de tensión a través del MSSC la superposición de los niveles discretos, generando una forma de onda que emula una tensión sinusoidal desfasada 90° con la corriente de línea. Como consecuencia de esta construcción escalonada, la señal resultante contiene componentes armónicas de frecuencias diferentes a la fundamental de la corriente de línea.
La caracterización y análisis de estas emisiones armónicas representa un desafío significativo debido a su naturaleza variable. Los órdenes y magnitudes de los armónicos dependen de múltiples factores operativos del M-SSSC: el nivel de compensación requerido (amplitud de la tensión inyectada), el modo de operación (ángulo de fase inductivo o capacitivo), la configuración del M-SSSC (número de VSC y su disposición) y la cantidad de dispositivos M-SSSC conectados en serie en la instalación.

2.2 Análisis de armónicos en Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP)

La presencia de armónicos en los SEP, originada por equipos basados en electrónica de potencia, genera diversos impactos negativos en la operación del sistema: incremento de pérdidas en potencia activa, deterioro

acelerado de equipos, errores en medición y posibles fallos en esquemas de protección, entre otros. Estos efectos comprometen directamente la calidad de la potencia en los sistemas eléctricos, afectando su confiabilidad y eficiencia operativa [1].
El manejo efectivo de esta problemática requiere de dos etapas fundamentales: análisis de armónicos y aplicación de medidas de mitigación. El análisis armónico consiste en la evaluación sistemática de señales (comúnmente voltaje y corriente) evaluadas según marcos normativos específicos, como el estándar IEEE 519 [2] o regulaciones establecidas por el operador del sistema. Las conclusiones derivadas de este análisis conllevan a identificar posibles violaciones de límites establecidos, las cuales, constituyen el fundamento para determinar las medidas de mitigación en caso de ser necesarias.
La metodología de análisis varía según el contexto y características específicas de la instalación. Para sistemas en operación, cuyos componentes han sido previamente analizados y caracterizados, se emplean medidores de calidad de energía que permiten evaluación en tiempo real de la calidad de la potencia. En contraste, para la integración de nuevos equipos, el análisis se desarrolla en múltiples etapas secuenciales (factibilidad, diseño, instalación y post-instalación) con el objetivo de estimar su impacto sobre los armónicos existentes en el sistema.
En la práctica actual, estos análisis se realizan mediante software especializado, con notable preferencia por herramientas enfocadas en la evaluación de transitorios electromagnéticos (EMT), las cuales, permiten capturar adecuadamente la interacción de equipos no lineales a diferentes frecuencias a través de simulaciones en el dominio del tiempo. Sin embargo, la ejecución de análisis EMT sobre sistemas eléctricos (incluso de porciones representativas de ellos) puede requerir tiempos considerables de procesamiento.
Este nivel de detalle, si bien resulta necesario y justificado en etapas de diseño definitivo y posteriores, puede resultar excesivo en fases de factibilidad y diseño conceptual. Durante estas etapas iniciales, el objetivo principal es estimar el impacto general del nuevo equipamiento sobre la distorsión armónica del sistema. Adicionalmente, la naturaleza iterativa de estas fases preliminares, caracterizada por cambios frecuentes debido a las incertidumbres inherentes al proceso de diseño, hace que análisis muy detallados puedan resultar en un uso ineficiente de recursos tanto computacionales como humanos.
En respuesta a esta necesidad, este documento presenta una metodología estática, que equilibra agilidad y precisión, diseñada especialmente para evaluaciones preliminares de proyectos que involucran la instalación de dispositivos M-SSSC.

3 METODOLOGÍA PROPUESTA

En esta sección se describen los pasos propuestos para calcular el impacto armónico generado por la instalación de dispositivos FACTS M-SSSC en sistemas eléctricos de potencia. Es importante destacar que los detalles presentados en esta metodología están orientados al análisis de equipos de compensación serie dinámicos; sin embargo, su enfoque general puede adaptarse al estudio de otras tecnologías basadas en electrónica de potencia.
En síntesis, esta metodología busca desarrollar un circuito equivalente simplificado mediante un barrido frecuencial de las impedancias a tierra (shunt) y mutuas de los nodos extremos de las líneas compensadas, junto con la impedancia operacional frecuencial del dispositivo M-SSSC, sus inyecciones de voltaje armónicas y los armónicos preexistentes del sistema.

3.1 Barrido frecuencial del dispositivo M-SSSC

El primer paso de la metodología consiste en caracterizar la respuesta del M-SSSC ante diferentes frecuencias armónicas. Este proceso se realiza mediante un barrido en frecuencia donde se alimenta el dispositivo con una corriente de línea compuesta por dos componentes: la fundamental y un armónico con magnitud igual a un pequeño porcentaje de la fundamental.
El barrido se repite para cada orden armónico de interés a la vez, registrando en cada caso el voltaje inyectado del M-SSSC y la corriente a través de este. Este procedimiento se ejecuta para diferentes puntos de operación, definidos por:

- Corrientes de operación de la línea compensada.
- Modo de control del dispositivo M-SSSC (voltaje, reactancia o corriente)
- Niveles de compensación del dispositivo M-SSSC (inductivo o capacitivo)
- Cantidad de dispositivos M-SSSC instalados en serie por fase de la línea compensada

La definición de los diferentes puntos de operación buscan generar una cantidad de casos que permitan generar suficiente evidencia del impacto del dispositivo bajo sus posibles estados operativos. Para cada punto de operación, se inyecta secuencialmente cada armónico (típicamente del orden 2 al 50), manteniendo su magnitud en aproximadamente 1% de la corriente fundamental, de manera tal que la componente armónica sea tan pequeña que no afecte la correcta operación del equipo, pero que sea lo suficientemente significativa como para obtener la característica del equipo a las frecuencias deseadas. Los resultados de este barrido permiten caracterizar la impedancia operacional armónica del dispositivo y su inyección de voltaje armónica, bajo diferentes condiciones operativas. La Figura 2 presenta un esquema general del ensayo propuesto.

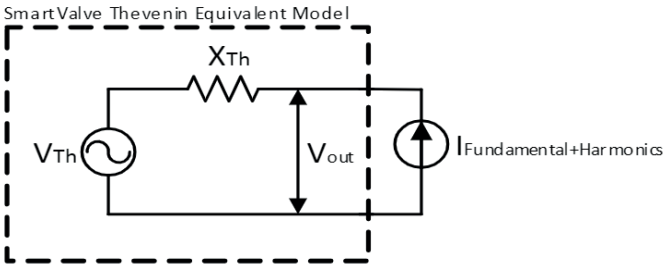


Fig. 2. Equivalente de Thevenin del dispositivo M-SSSC

Las mediciones instantáneas de corriente y voltaje obtenidas se procesan para cada punto de operación mediante transformada rápida de Fourier (FFT) con el objetivo de obtener su contenido espectral. Los resultados del análisis FFT permiten construir un modelo de Thévenin equivalente para cada orden armónico h, caracterizado por una fuente de voltaje y una impedancia. La relación entre estos parámetros y las mediciones se establece mediante:

$$Vout(h) = Vth(h) + Zth(h) \times I(h)$$

donde,

- Vout(h): voltaje armónico de salida del M-SSSC
- Vth(h): voltaje Thévenin equivalente del caso base
- I(h): corriente armónica inyectada
- h: orden armónico evaluado

A continuación, se describe el procedimiento detallado a través del cual mediante FFT se procesa la información obtenida, para cada punto de operación.

- Identificación de casos base: selección de la prueba donde solo existe componente fundamental (orden armónico = 1). Este caso servirá como referencia para la caracterización.
- Aplicación de análisis FFT sobre el voltaje instantáneo del M-SSSC en el caso base obtenido en el paso anterior (Vout(h=1)). Las componentes resultante para cada frecuencia de interés, constituyen el voltaje Thévenin equivalente (Vth,h) para cada orden armónico h y punto de operación. Estos valores servirán además para cálculos de impedancia de este mismo procedimiento.
- Iteración sobre pruebas con inyección armónica: se aplica análisis FFT sobre las formas de onda instantáneas de voltaje y corriente obtenidas en cada prueba con inyección armónica (Vout(h≠1)), obteniendo sus componentes espectrales Vout(h) e I(h).
- Para cada iteración, se calculan las impedancias de Thévenin equivalentes mediante la expresión:

$$Zth(h \neq 1) = \frac{Vout(h) - Vth(h)}{I(h)}$$

- Para el caso de la frecuencia fundamental, considerando que no existen componente armónica adicional inyectada mediante la fuente de corriente (|I(h=1)|=0), el voltaje Vout(h=1) es igual a cero y por ende, la impedancia de Thévenin para h=1 se calcula mediante la siguiente expresión:

$$Zth(h = 1) = \frac{Vth(h)}{I(h)}$$

En resumen, a partir del segundo paso del procedimiento descrito, se obtienen las emisiones de voltaje armónico generadas por el dispositivo M-SSSC para el rango de frecuencias deseado. Posteriormente, mediante las iteraciones detalladas a partir del tercer paso, se calcula en cada iteración la impedancia operacional correspondiente a la frecuencia asociada. De este modo, se conforman h arreglos de Thevenin, como se muestra en la Figura 2.

3.2 Barrido frecuencial del sistema

El segundo paso de la metodología consiste en desarrollar un circuito equivalente del segmento de red donde se instalará el dispositivo M-SSSC, excluyendo inicialmente el dispositivo mismo. Para cada condición operativa o topológica de la red, se requiere generar un circuito equivalente específico.
La complejidad del circuito equivalente dependerá directamente del número de dispositivos M-SSSC que se analizarán de forma simultánea. Es importante señalar que el análisis conjunto de varios dispositivos M-SSSC mediante un único circuito equivalente es relevante solo cuando estos se ubican en la misma zona de influencia, permitiendo así la interacción entre ellos.
La configuración más simple y común corresponde a la instalación de un único dispositivo M-SSSC en serie con una línea, resultando en un circuito equivalente de dos nodos. Como ejemplo, la Figura 3 ilustra una implementación basada en el circuito de 39 barras de IEEE [3], donde la compensación serie dinámica se instala en la línea de transmisión que conecta las subestaciones 4 y 14.

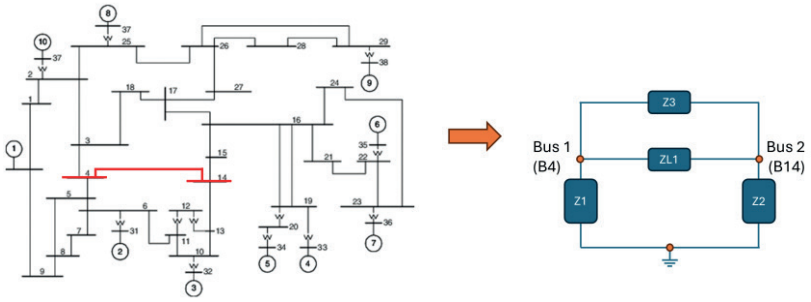


Fig. 3. Circuito equivalente de la red para la instalación de un dispositivo M-SSSC

El circuito equivalente de red del ejemplo anterior se compone de cuatro impedancias: dos impedancias shunt (una por cada nodo), la impedancia mutua entre los nodos y la impedancia de la línea a compensar. La complejidad del circuito equivalente aumenta proporcionalmente al número de dispositivos analizados simultáneamente, como se ilustra en el ejemplo de la Figura 4.

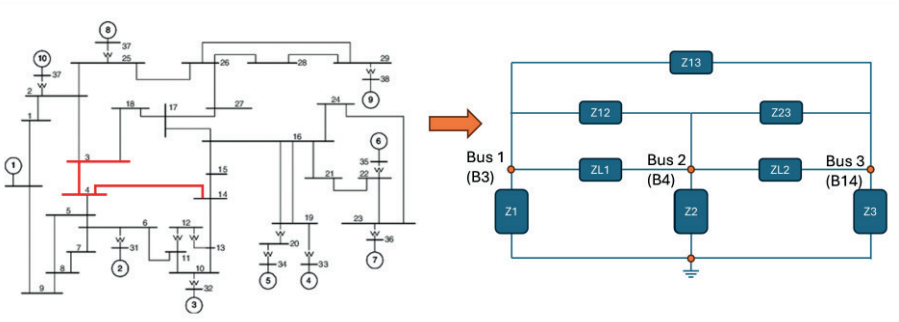


Fig. 4. Circuito equivalente de la red para la instalación de dos dispositivos M-SSSC, caso 2

De manera general, para cualquier implementación se requiere calcular los siguientes elementos:

- Impedancias shunt (Z1, Z2, Z3, …, ZN): Una por cada subestación en el equivalente, donde N es el número total de subestaciones.
- Impedancias mutuas (Z12, Z13, …, Z1N, Z23, …, Z2N, …, ZXN): Donde M corresponde a todas las combinaciones posibles tomando 2 subestaciones de N, C_2^N.
- Impedancias de línea: Una por cada línea compensada, siendo L el total de líneas.

La obtención de estas impedancias puede realizarse mediante diversos métodos. Este documento propone un proceso en dos fases: primero, obtener las impedancias propias y de transferencia de los elementos relevantes; segundo, procesarlas para determinar las impedancias shunt y mutuas.

3.2.1 Cálculo de impedancias propias y de transferencia

El cálculo de estas impedancias para los órdenes armónicos de interés se realiza mediante un barrido frecuencial, siguiendo dos procedimientos:

- Para la impedancia propia del nodo: Se inyecta una corriente a la frecuencia específica de análisis y se mide el voltaje resultante. La impedancia propia se obtiene como el cociente entre voltaje y corriente.
- Para la impedancia de transferencia: Se determina la relación entre la corriente aplicada en un nodo A y el voltaje medido en un nodo B.

Estas impedancias propias y de transferencia se utilizan para construir la matriz de impedancias Zbus, ilustrada en la Figura 5.

3.2.2 Cálculo de impedancias shunt y mutuas

La obtención de las impedancias del circuito equivalente sigue este proceso:

- Se invierte la matriz Zbus para obtener la matriz de admitancias (Ybus = Zbus-1)
- De la matriz Ybus se extraen las admitancias propias y mutuas
- Con estas admitancias se calculan las impedancias shunt y mutuas
- Estas impedancias conforman finalmente el circuito equivalente

La Figura 5 ilustra este procedimiento en detalle:

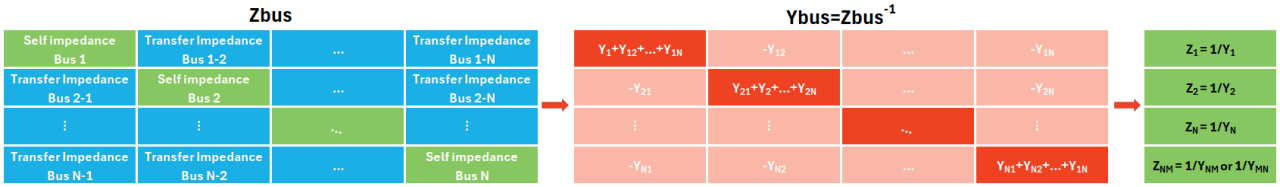


Fig. 5. Matriz de impedancias y matriz de admitancias del circuito equivalente

3.2.3 Aplicación del procedimiento

Para aplicar correctamente los dos procedimientos descritos anteriormente, se sugiere seguir los siguientes pasos:

- Desconectar las líneas donde se instalarán los dispositivos M-SSSC (ver ejemplo en Figura 6)

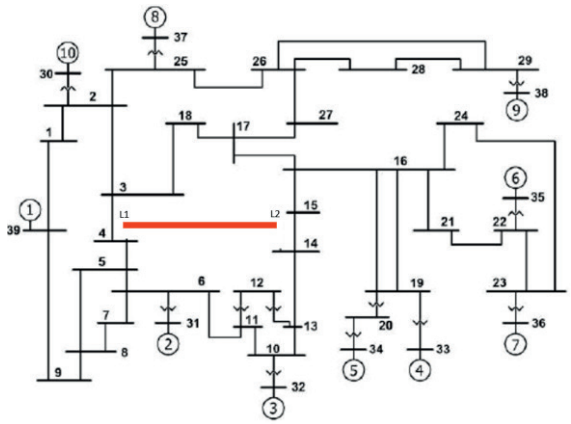


Fig. 6. Ejemplo de configuración de la red para realizar barridos frecuenciales

- Ejecutar un barrido frecuencial sobre las subestaciones extremo de la línea a compensar (4 y 14 en la Figura 6), para obtener las impedancias propias y de transferencias y aplicar la conversión a impedancias shunt y mutuas. Tomando como referencia el ejemplo de la Figura 3, las dos impedancias shunt de las subestaciones

representan las impedancias Z1 y Z2, y la impedancia mutua entre las 2 subestaciones representa la impedancia Z3.

- Ejecutar un barrido frecuencial sobre los nodos extremo desenergizados de la línea (L1 y L2 en la Figura 6). A partir de impedancias propias y de transferencias se obtiene la impedancia mutua que representará la impedancia de la línea (ZL en la Figura 3). Las impedancias shunt obtenidas en este paso son descartadas.

El procedimiento anterior deberá ser repetido por cada combinación de escenario operativo y topología de la red que se desee analizar, y para las mismas frecuencias consideradas durante el barrido frecuencial del dispositivo M-SSSC (sección 3.1).

3.3 Análisis de impacto armónico de dispositivos M-SSSC

Como paso final del procedimiento, se realiza la evaluación del impacto armónico total en cada barra de interés incluida en el circuito equivalente de la red. Este análisis tiene como objetivo determinar cómo la instalación del dispositivo M-SSSC afecta los armónicos preexistentes en el sistema.
Para llevar a cabo estos cálculos, es necesario disponer de mediciones de los armónicos existentes o de fondo. La frecuencia y el período de tiempo de dichas mediciones suelen establecerse según los requisitos del operador de la red en estudio, así como los criterios para la selección de registros específicos. No obstante, la definición de estos aspectos queda fuera del alcance de la metodología aquí planteada.
El cálculo se comprende dos componentes principales:

- Armónicos incrementales debidos a la inyección del dispositivo M-SSSC
- Modificación de los armónicos de fondo debido a la impedancia del dispositivo

La suma de ambas componentes se calcula mediante la ecuación IEC 61000-3-6 [4]:

$$V_h = \sqrt[a]{\sum_i V_{ki}^a} \qquad (1)$$

donde,

V_h: distorsión total por armónico h

V_{ki}: componente individual de emisión armónica (incremental o de fondo)

a: exponente de suma según orden armónico:

TABLA I. VALOR COEFICIENTE EXPONENCIAL SEGÚN ORDEN ARMÓNICO

a	**Orden armónico**
1.0	$h < 5$
1.4	$5 \leq h \leq 10$
2.0	$k > 10$

3.3.1 Cálculo de armónicos incrementales:

El cálculo del voltaje armónico incremental en los nodos de interés refleja el aumento de la distorsión armónica ocasionada por la conexión del dispositivo M-SSSC. Para obtener esos valores, se emplean los circuitos equivalentes de red previamente calculados, junto con las emisiones de voltaje armónico generadas por el dispositivo M-SSSC (ver sección 3.1). El procedimiento se basará en integrar el dispositivo M-SSSC como una fuente de voltaje armónico serie dentro del circuito equivalente a analizar. En la Figura 7 se muestra un ejemplo del circuito equivalente, basado en la configuración presentada en la Figura 3.

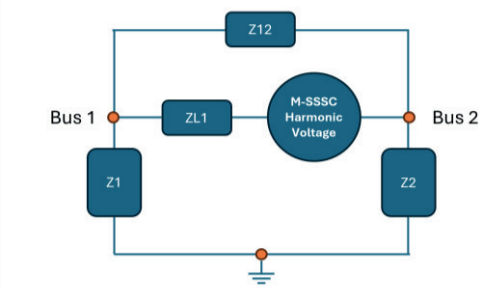


Fig. 7. Circuito equivalente para el cálculo de armónicos incrementales

Una vez definido el circuito equivalente, los voltajes armónicos incrementales se calculan resolviendo el circuito para cada orden armónico de interés. El objetivo es determinar los voltajes en los nodos de interés, como en el caso de Bus 1 y Bus 2 del ejemplo ilustrado en la Figura 7. La Figura 8 muestra la formulación utilizada para calcular los voltajes de interés en el circuito de la Figura 7, basada en la resolución del circuito mediante la Ley de Corrientes de Kirchhoff [5]:

$$V_{bus1} = Z_1 * V_{th} * \frac{b}{Z_1+Z_2} \ , \ V_{bus2} = -Z_2 * V_{th} * \frac{b}{Z_1+Z_2}$$

$$b = 1 - \frac{a}{1+a} \ , \ a = \frac{Z_{line}}{Z_3} + \frac{Z_{line}}{Z_1+Z_2}$$

Fig. 8. Cálculo de armónicos incrementales

3.3.2 Cálculo de armónicos de fondo modificados:

La distorsión armónica total en una barra tras la instalación del dispositivo M-SSSC a través de la relación entre los armónicos incrementales y los armónicos de fondo existentes, siguiendo la formulación planteada anteriormente (1). Sin embargo, aunque los armónicos de fondo son un dato de entrada según los lineamientos de esta metodología, no pueden utilizarse directamente, ya que estos valores fueron medidos bajo una configuración topológica del sistema que no considera el cambio en la impedancia de la barra monitoreada debido a la instalación del dispositivo M-SSSC.

Para calcular los armónicos de fondo modificados, el dispositivo M-SSSC se integra en el circuito equivalente del sistema como una impedancia dependiente de la frecuencia, cuyos valores fueron obtenidos previamente en la sección 3.1, en conjunto con los armónicos de fondo originales modelados como una fuente de voltaje. Este análisis se realiza de manera independiente para cada nodo del circuito equivalente, tal como se muestra en la Figura 9. Para cada nodo, es necesario resolver el circuito y recalcular sus nuevos voltajes armónicos.

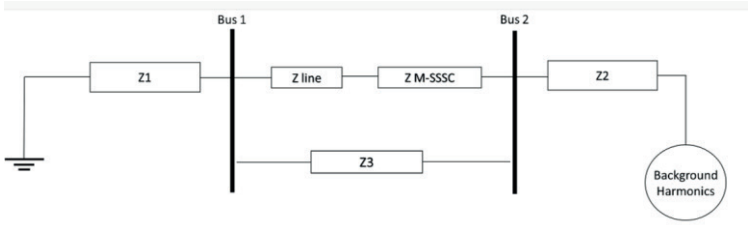


Fig. 9. Circuito equivalente para el cálculo de los armónicos de fondo modificados

3.3.3 Análisis de resultados

Finalmente, una vez obtenidos los resultados, el análisis de estos constituye la última etapa del procedimiento, con el objetivo de determinar el impacto del nuevo equipamiento basado en dispositivos M-SSSC en lo relacionado con emisiones armónicas. En primer lugar, se busca verificar el cumplimiento de los límites establecidos para cada orden armónico de interés, tomando como referencia el estándar adoptado por el ente regulador de la calidad de potencia del sistema en estudio, ya sea un estándar internacional o una normativa adaptada al contexto del sistema.

No obstante, aunque esta verificación es la más relevante, en ciertos casos (especialmente cuando el sistema presenta emisiones armónicas elevadas en algunos órdenes cercanos a los límites permitidos) es importante realizar análisis complementarios. Entre estos, destaca la evaluación de la contribución del dispositivo M-SSSC en la distorsión armónica total, que se refiere a determinar en qué proporción el equipo modifica o incrementa la distorsión inicial. Este análisis puede realizarse fácilmente calculando la relación entre los armónicos totales y los armónicos incrementales.

4 IMPLEMENTACIÓN EXPERIMENTAL

En esta sección se presentan los resultados de un ejercicio práctico basado en la metodología descrita previamente, aplicado al sistema de prueba IEEE de 39 barras mostrado en la Figura 3. Esta evaluación experimental considera los armónicos presentes en el sistema para frecuencias correspondientes a órdenes armónicos desde el 2 hasta el 50.

La implementación incluye métodos específicos para obtener la información de entrada necesaria tanto del dispositivo M-SSSC como de la red evaluada. Sin embargo, cabe resaltar que la aplicación de la metodología puede variar dependiendo del contexto y por ende, la fuente de los datos requeridos.

Inicialmente, se determinaron las características de impedancia de un dispositivo M-SSSC referencial. Para ello, se empleó el firmware de dicho dispositivo, modelado en lenguaje C, junto con una plataforma desarrollada mediante una combinación de rutinas en C y Python. Esta plataforma permite realizar pruebas sobre el comportamiento del dispositivo, centrándose particularmente en la obtención del voltaje armónico inyectado por el equipo y en su característica de impedancia, siguiendo el procedimiento descrito en la sección 3.1. En este ejercicio, se consideró una corriente de 458 A circulando por la línea 4-14 de 345 kV y una inyección de voltaje del dispositivo M-SSSC referencial de 5560 V, tanto en modo inductivo como capacitivo, con el objetivo de evaluar la metodología bajo dos condiciones operativas extremas del equipo.

La Figura 10 muestra los resultados obtenidos del perfil de voltaje armónico y la impedancia operacional del dispositivo referencial para órdenes armónicos del 2 al 50.

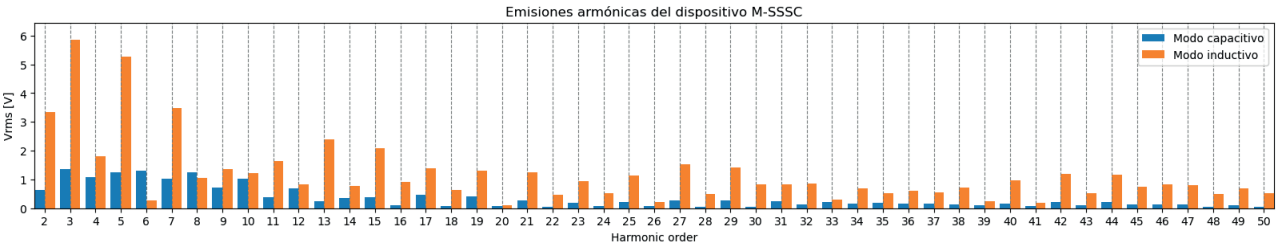


Fig. 10-(a). Distorsión armónica generada por el dispositivo M-SSSC

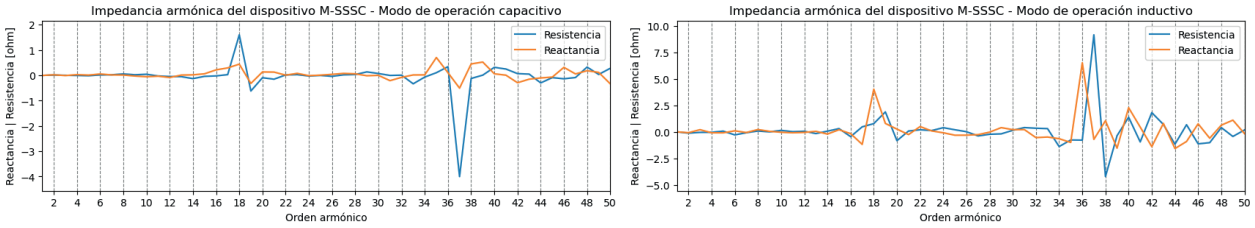


Fig. 10-(b). Impedancia armónica del dispositivo M-SSSC

Por otra parte, el barrido frecuencial de la red consideró una única condición operativa (red completa) y se llevó a cabo utilizando un simulador especializado en análisis sistémicos que incluye la red IEEE de 39 barras como referencia. La Figura 11 presenta los resultados del barrido frecuencial obtenido para esta red.

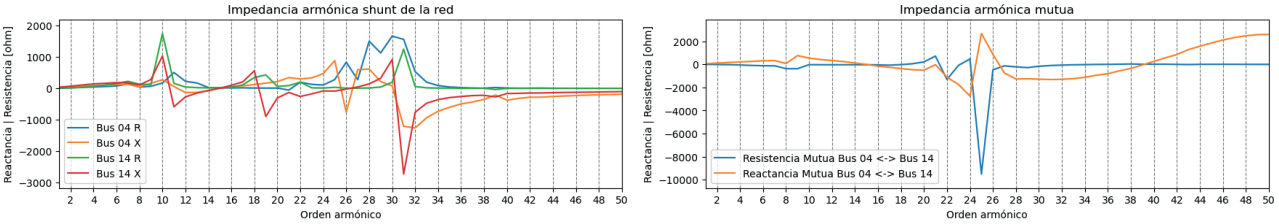


Fig. 11. Impedancia armónica de la red evaluada.

Para este sistema, no se consideran armónicos preexistentes, ya que no incluye equipos basados en convertidores. Por lo tanto, en esta verificación experimental, los armónicos incrementales calculados se asumen como los armónicos totales de la red una vez instalado el dispositivo M-SSSC. La Figura 12 presenta los resultados de los armónicos incrementales calculados, considerando las características de impedancia y las inyecciones de voltaje del dispositivo M-SSSC, junto con la respuesta frecuencial de la impedancia de la red referencial.

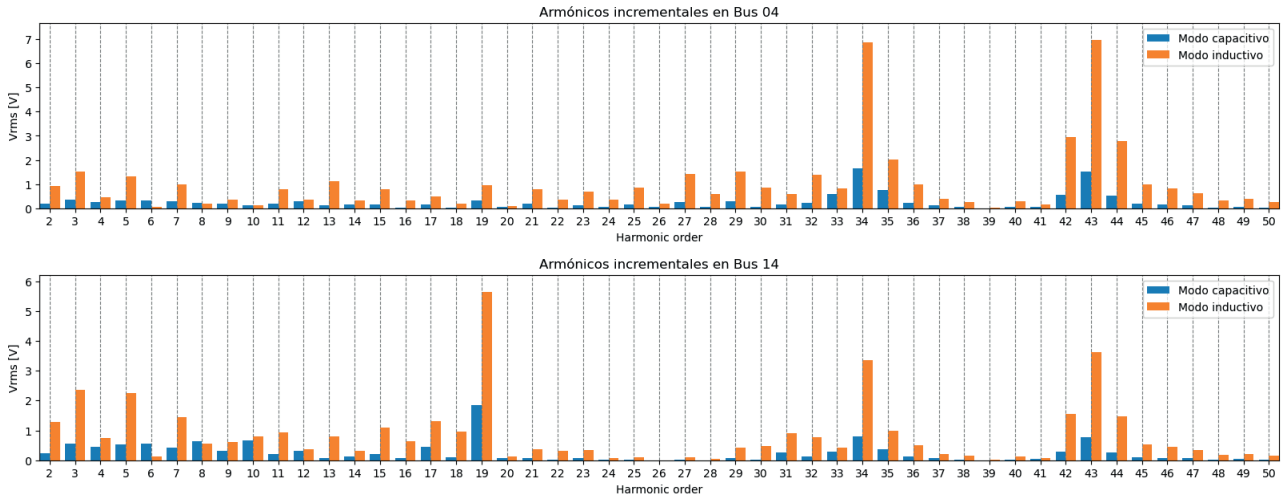


Fig. 12. Armónicos incrementales calculados a partir de la metodología

5 CONCLUSIONES

La herramienta propuesta ofrece una metodología simplificada, ideal para evaluaciones preliminares como estudios de factibilidad y en etapas de diseño básico y conceptual, donde la exactitud que brindan software de análisis EMT no es crítico. A pesar de su simplicidad, la metodología permite capturar adecuadamente el impacto armónico de los dispositivos M-SSSC y es escalable a cualquier sistema eléctrico, ya que simplifica cualquier red en un equivalente que solo involucra las subestaciones extremas de las líneas a compensar, sus armónicos existentes, las líneas mismas y los dispositivos M-SSSC.

Además, la metodología permite diagnosticar las distorsiones armónicas obtenidas, proporcionando información clave a partir de pasos intermedios, como la impedancia de la red analizada o las características operacionales del equipo a diferentes frecuencias, permitiendo diseñar medidas de mitigación preliminares en los casos que lo requieran.

Complementariamente, aplicaciones experimentales de esta herramienta demuestran que los dispositivos M-SSSC generan una modificación mínima, si no insignificante, en los armónicos preexistentes. Si bien cada sistema eléctrico y su aplicación específica pueden presentar diferencias, los resultados obtenidos sobre el caso experimental permiten prever que el impacto armónico de los M-SSSC sobre los armónicos existentes será mínimo. Esto deja suficiente margen para armónicos futuros generados por otros equipos, manteniendo un comportamiento similar al observado antes de la instalación del M-SSSC.

6 REFERENCIAS

[1] Reyes, Carlos Alberto Ríos, Ramón Alfonso Gallego Rendón, and Marcelo Aristizábal Naranja, "Análisis de armónicos en sistemas eléctricos", *Scientia et technica 1.21*, 2003.

[2] IEEE, *Std 519-2014: IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems*, IEEE, 2014.

[3] DIgSILENT PowerFactory, "39 Bus New England System", *DIgSILENT GmbH*,2024.

[4] IEC, *TR 61000-3-6: Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-6: Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems*, IEC, 2008.

[5] C. K. Alexander and M. N. O. Sadiku, *Fundamentals of Electric Circuits, 6th ed*. New York, NY: McGraw-Hill, 2016.

XX ERIAC
VIGÉSIMO ENCONTRO
REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRE
Ciudad del Este, Paraguay
25 a 29 de maio de 2025
C4.11_3451

Comitê de Estudos C4 - Desempenho de sistemas de elétricos

Ordem de Potência Adaptativa em Elos de Corrente Contínua Inseridos em Sistemas de Corrente Alternada

N.S. DEORSOLA*
UFRJ-COPPE
Brasil
nicoledeorsola@hotmail.com

G.N. TARANTO
UFRJ-COPPE
Brasil
glaucotaranto@coppe.ufrj.br

Resumo *– Este trabalho tem como objetivo analisar Elos de Corrente Contínua (CC) em Sistemas de Corrente Alternada (CA), quando as barras inversoras e retificadoras do conversor estão localizadas numa mesma área síncrona. Nesta configuração, é possível verificar a existência de Fluxos Circulantes (Loop Flow) entre os sistemas CC e CA, que podem ser responsáveis por perdas sistêmicas e degradação do nível de tensão. Este trabalho mostra como um Controle de Diferença Angular (ADC, do inglês, Angle Difference Control) pode eliminar esses fluxos circulantes através do ajuste do fluxo de potência nos Elos CC, pela minimização da diferença angular entre as barras inversora e retificadora do Conversor.*

Palavras-chave: Fluxo Circulante – Elo de Corrente Contínua – HVDC

1 INTRODUÇÃO

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é um dos maiores sistemas de produção e transmissão de energia elétrica do mundo. Devido à dimensão territorial, com grande produção de energia e grandes blocos de carga a serem atendidos eletricamente distantes, ele é composto por uma grande malha de transmissão *multi-infeed*, o que provoca desafios no planejamento e operação do Sistema.
Em conjunto a isso, o SIN tem visto um aumento significativo da participação das fontes renováveis, especialmente eólica e solar, em sua matriz energética, com destaque para as regiões Nordeste e Sul do país.
Para isto, é previsto a entrada em operação de um novo Elo CC entre as subestações de Graça Aranha e Silvânia para que seja possível transportar a geração renovável excedente no Nordeste.
Entretanto, a crescente participação dessas fontes intermitentes e voláteis causa uma alta imprevisibilidade, provocando fenômenos como o Fluxo Circulante entre os sistemas de corrente contínua e corrente alternada, demandando novas soluções de contorno para garantir eficiência e segurança na operação do SIN.
Este trabalho tem como objetivo reduzir a ocorrência de Fluxos Circulantes, por meio do estudo da viabilidade de um Controle de Diferença Angular (ADC), que se baseia em um controlador proporcional-integral, que seja capaz de ajustar a Ordem de Potência dos Elos CC de forma automática para otimizar seu despacho reduzindo assim perdas elétricas no SIN.

2 HVDC NO BRASIL

2.1 A História do HVDC no Brasil

A necessidade da aplicação da transmissão em corrente contínua no Brasil tornou-se mais evidente na década de 1980 com a entrada em operação do maior complexo de geração de energia do mundo até então, a Usina Hidrelétrica de Itaipu, composta por um setor de 50 Hz, de propriedade do Paraguai, e outro de 60 Hz, de propriedade do Brasil.
Neste contexto histórico, com uma crescente demanda de geração nos centros de carga brasileiros e com o excesso de geração em 50 Hz na parcela Paraguaia, um Elo CC, composto por um tronco de corrente contínua de 600 kV com dois bipolos, foi indicado para realizar o transporte do excesso de geração para o Brasil, escolhido devido à grande distância entre São Paulo e Foz do Iguaçu [1].

Após a introdução deste primeiro elo, o SIN passou a ter novos HVDC somente nos anos 2000, com a entrada dos bipolos para o escoamento de energia do Complexo do Madeira e do Complexo de Belo Monte, totalizando atualmente um montante de 23GW de capacidade de transmissão. Esses dois troncos, juntamente ao existente tronco de Itaipu, são fundamentais para o fornecimento de energia para a Região Sudeste do Brasil [1] [2].

2.2 Os Desafios do HVDC – O Fluxo Circulante

Em um sistema *multi-infeed* como o brasileiro, composto por uma grande quantidade de caminhos elétricos para a transmissão de energia, uma rápida variação de carga e geração acentuada pela geração intermitente alocada principalmente no Nordeste, pode provocar o fenômeno de Fluxo Circulante.
O Fluxo Circulante é uma situação indesejada que ocorre em sistemas de transmissão de alta controlabilidade, ou seja, com a presença de grandes troncos HVDC. Sua concepção consiste na existência de diversos caminhos para a transferência de energia elétrica para sistemas ou regiões interconectadas, que não necessariamente transportam energia da forma mais otimizada possível [3].
Para exemplificar esse fenômeno, é utilizado um Sistema Tutorial de pequeno porte com duas regiões A e B, um Elo de Corrente Contínua transportando 100 MW de A para B, e em paralelo, duas linhas de transmissão em corrente alternada. A região A gera 100 MW e a região B (que também é a região swing) gera 20 MW, alimentando uma carga de 120 MW conforme Fig. 1-(a). Na configuração apresentada, não há transferência de energia por meio das linhas CA e as perdas elétricas são desprezadas.
Em uma ocorrência de rápida variação de geração, como apresentada em [4], a região A reduz sua geração para 80 MW, tendo como resposta o aumento de geração da área B, que atua como swing. Enquanto não houver alteração manual da Ordem de Potência do Elo CC, ele continuará transportando 100 MW da região A para a região B. Neste caso, no entanto, a região A já não tem capacidade interna de geração de 100 MW, sendo necessário importar 20 MW da região B, por meio das linhas CA, de B para A, para que seja possível despachar a Ordem de Potência ajustada no Elo CC, como mostrado na Fig. 1-(b).
Com o fluxo de potência nas linhas CA, perdas elétricas começam a ser consideradas e o sistema passa a ter eficiência menor.
Caso após a rápida variação de geração na área A, descrita anteriormente, houvesse o ajuste de Ordem de Potência do Elo CC, o transporte de potência pelas linhas CA seria minimizado e as perdas elétricas evitadas, como é possível observar em Fig. 1-(c).

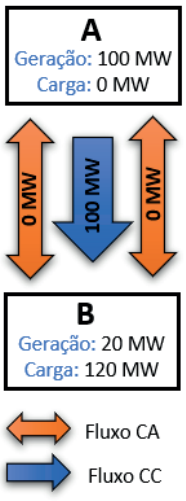


Fig. 1-(a). Situação inicial

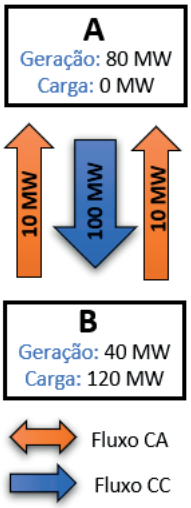


Fig. 1-(b). Ocorrência de Fluxo Circulante

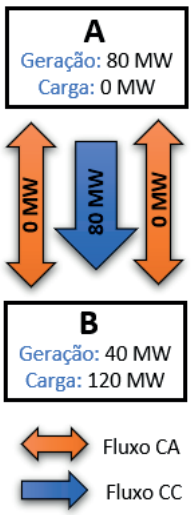


Fig. 1-(c). Situação final

2.3 Alternativas para a redução do Fluxo Circulante

Algumas grandezas podem ser monitoradas de forma a prevenir a ocorrência ou reduzir as perdas elétricas ja existentes pelos Fluxo Circulante. São elas [5]:

- **Diferença Angular entre barras conversoras do Elo CC:** Nota-se por meio da Equação 1 que há uma redução nas perdas elétricas de uma linha de transmissão quando a diferença angular entre as duas barras tende a zero.

$$P_{PERDAS} = \left({V_k}^2 + {V_m}^2\right)(g_{sh} + g_{km}) - 2V_k V_m g_{km} cos\Delta\theta \quad (1)$$

Onde V_k e V_m são os módulos das tensões na barra, g_{sh} e g_{km} são as condutâncias para a terra e entre as barras conversoras, respectivamente, e Δδ é a diferença angular entre essas barras.
Diferenciando a Equação 1 em relação ao ângulo, considerando as tensões nos barramentos como 1 pu e desprezando-se a condutância *shunt*, encontra-se a Equação 2 que representa as perdas mínimas para uma linha de transmissão, sendo 0 uma solução para esta equação.

$$\frac{\partial P_{PERDAS}}{\partial \theta_k} = 2V_k V_m g_{km} sen\Delta\theta = 0 \quad (2)$$

- **Magnitude das tensões nas barras conversoras:** Melhores resultados na redução da ocorrência de Fluxo Circulante são vistos quando os módulos das tensões nas barras conversoras são mantidas iguais ou muito próximas, porém resultados apresentados em [6] apresentam situações onde mesmo com módulos de tensão iguais, não é possível determinar que o sistema estará livre da ocorrência de Fluxo Circulante.
- **Balanço entre carga e geração nas zonas de importação e exportação:** O desbalanço entre carga e geração entre duas áreas conectadas pode causar Fluxo Circulante entre suas interligações, como apresentado em [4]. Dessa forma, estratégias para reparar este desbalanço são incentivadas com a finalidade de redução da ocorrência de Fluxos Circulantes.

3 METODOLOGIA

3.1 Obtenção dos Casos de Referência contemplando o Sistema Interligado Nacional

Para as simulações no SIN, foram utilizados os casos de referência do Planejamento de Ampliação e Reforços (PAR) do ano de 2026 com a inclusão do novo Elo CC Graça Aranha – Silvânia, pois uma vez que este Elo CC ainda não estava em operação, é possível propor melhorias em sua concepção. Para incluí-lo, foram utilizados os dados elétricos encontrados nos casos decenais disponibilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).
Além disso, os casos foram modificados reduzindo-se geração eólica e fotovoltaica na região Nordeste e mantendo-se o novo Elo CC com despacho no sentido de Graça Aranha para Silvânia, com o objetivo de observar o fenômeno de Fluxo Circulante.
A Fig. 2 apresenta o comportamento dos fluxos sistêmicos após o redespacho. Nota-se que os fluxos sistêmicos em corrente alternada entre Nordeste e Sudeste (principalmente FSENE) partem do Sudeste em direção ao Nordeste enquanto o Elo CC Graça Aranha – Silvânia foi configurado para despacho do Nordeste para Sudeste.

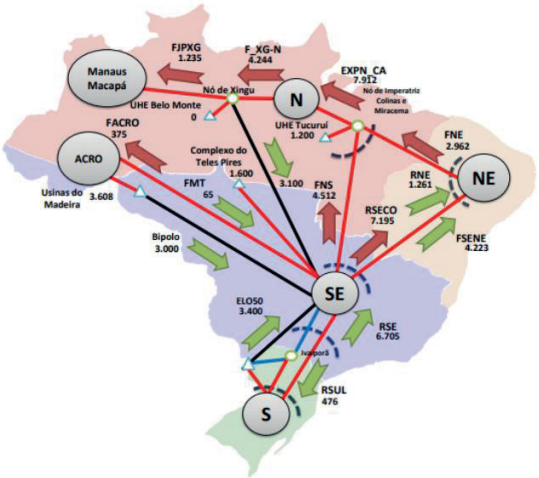


Fig. 2 – Fluxos Sistêmicos após redespacho

3.2 O Controle de Diferença Angular Estudado

O Controle de Diferença Angular tem a finalidade de emular o comportamento de um circuito CA em um circuito CC, medindo e, em seguida, reduzindo os ângulos de cada um dos terminais das barras conversoras, por meio da alteração automática da Ordem de Potência.
Anteriormente apresentado em [5], [7] e [8], o Controle de Diferença Angular estudado neste trabalho é composto de um bloco Proporcional Integral seguido de um bloco de atraso (Leadlag), conforme mostrado no diagrama de blocos da Fig.3. Os valores dos parâmetros deste controlador são apresentados na Tabela I. Este controle se diferencia de controles anteriormente estudados em outras literaturas por ser composto de um bloco Proporcional-Integral e não de apenas um bloco Proporcional.

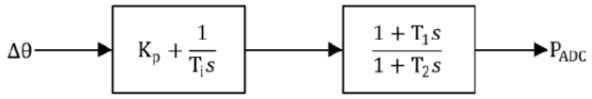


Fig. 3 - Parâmetros utilizados no ADC

TABELA I. VALORES DOS PARÂMETROS

Parâmetro	Valor
K_P	0,5 pu/deg
T_i	2,5 deg/pu
T_1	0,5 s
T_2	5,0 s

O ADC atua na alteração da ordem de potência baseado na diferença angular das barras conversoras de um dado Elo CC. A Ordem de Potência é um dado Elo CC é dada pela Equação 3.

$$P_{HVDC} = P_0 + K\,(\Delta\delta) \tag{3}$$

Onde P0 é a potência ativa despachada inicialmente, K é um parâmetro proporcional que pode ser definido pelo operador e $(\Delta\delta)$ é a diferença angular entre os barramentos conversores.
O termo $K(\Delta\delta)$ é proveniente da Equação 4 que representa a potência ativa transmitida por uma linha CA considerando que os ângulos tem valores próximos e os módulos de tensão se mantêm constante.

$$P = \frac{V_1 V_2}{x} sen(\delta_1 - \delta_2) \tag{4}$$

Onde P é a potência ativa transmitida por uma linha CA, V_1V_2 são os módulos das tensões nos terminais, x é a impedância da linha e $(\delta_1 - \delta_2)$ é a diferença angular entre os terminais da linha.
Em um sistema onde os Elos CC estão em paralelo com a rede CA, a potência ativa entre duas áreas elétricas é dada pela Equação 5.

$$P_E = P_{HVDC} + P \tag{5}$$

Considerando que as tensões entre dois sistemas estão proximas a 1 pu e que os ângulos tenha valores pequenos o suficiente para que seus valores se assemelhem aos seus senos, chega-se a Equação 6.

$$P_E = P_0 + K\,(\Delta\delta) + \frac{\Delta\delta}{x} \tag{6}$$

A partir da Equação 6, o valor de $\Delta\delta$ pode ser encontrado e substitudo na Equação 7 para verificar a relação entre as variaveis.

$$P_{HVDC} = P_0 + K\frac{P_E - P_0}{K + \frac{1}{x}} = \frac{P_0 + KxP_E}{1 + x} \tag{7}$$

A Equação 7 mostra que o fluxo transmitido por um Elo CC pode ser expresso conforme a Equação 8.

$$P_{HVDC} = \frac{P_0}{1+x} + constante \tag{8}$$

Com a Equação 7 verifica-se a relação linear entre a Ordem de Potência inicial do Elo CC ajustada pelo operador e a potência efetiva transmitida. A influência do termo proporcional K também pode ser vista ao diferenciarmos a Equação 7 em relação a K gerando a Equação 9.

$$\frac{P_{HVDC}}{dK} = \frac{x(P_E - P_{0)}}{(1+Kx)^2} \tag{9}$$

O termo K divide a expressão e seu resultado é elevado ao quadrado. Considerando-se o restante das parcelas constante, a potência transmitida pelo Elo CC é maior quando K se aproxima de zero e menor para valores maiores.

4 RESULTADOS

Para os resultados desta seção, o Controle de Diferença Angular apresentado na Seção 3 foi acoplado aos modelos elétricos dos Elos CC Xingu – Estreito, Xingu – Terminal Rio e Graça Aranha – Silvânia de forma a avaliar se a Ordem de Despacho se altera de forma automática buscando um novo ponto de operação que promova uma redução de perdas elétricas. Como plano de ação para os resultados, o Controle de Diferença Angular será aplicado primeiramente em apenas um dos três Elos CC, ampliando-se para dois simultaneamente, e finalizando os testes com aplicação do ADC para todos os HVDC, medindo as perdas elétricas em todas as simulações.

4.1 Controle de Diferença Angular aplicado em apenas um Elo CC individualmente

As Figuras Fig.4, Fig.6 e Fig.8 mostram respectivamente a implementação do ADC apenas nos Elos CC Graça Aranha-Silvânia, Xingu-Estreito e Xingu-Terminal Rio individualmente. Nos casos base, a ordem de despacho destes Elos CC é fixada em um determinado valor. Mesmo sem nenhum evento aplicado, a ordem de potência se altera, devido ao ADC, e se estabiliza com fluxo de potência no sentido oposto ao fixado anteriormente. Esta Ordem de Potência se altera conforme a variação da diferença angular entre as barras conversoras, que alcança o valor de 0 graus, como mostram as Figuras Fig.5, Fig.7 e Fig.9.

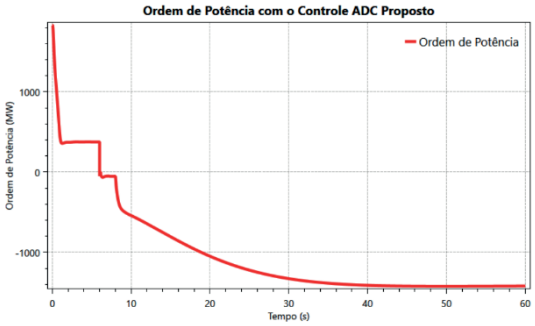


Fig.4 – Ordem de Potência no Elo CC Graça Aranha - Silvânia

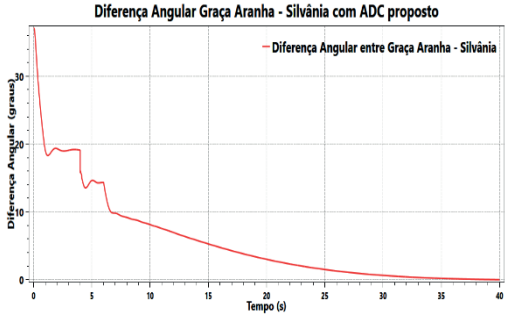


Fig. 5 – Diferença Angular entre as barras do Elo CC Graça Aranha - Silvânia

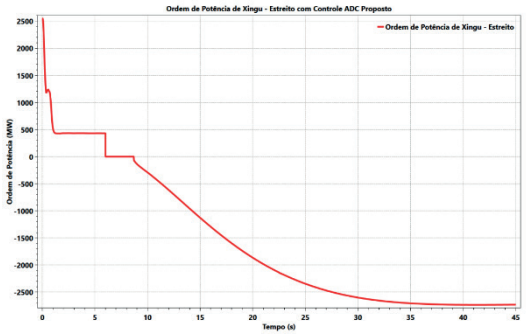


Fig.6 - Ordem de Potência no Elo CC Xingu - Estreito

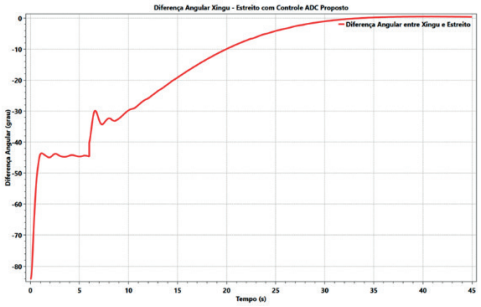


Fig.7 - Diferença Angular entre as barras do Elo CC Xingu - Estreito

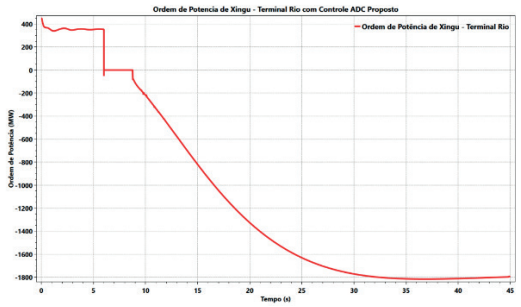


Fig.8 - Ordem de Potência no Elo CC Xingu – Terminal Rio

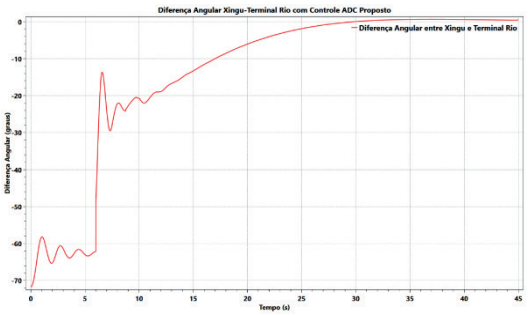


Fig.9 - Diferença Angular entre as barras do Elo CC Xingu – Terminal Rio

4.2 Controle de Diferença Angular aplicado em dois Elos CC simultaneamente

As Figuras Fig.10, Fig.12 e Fig.14 mostram a implementação do ADC em dois Elos CC simultaneamente. Nos casos base, a ordem de despacho destes Elos CC é fixada em um determinado valor. Mesmo sem nenhum evento aplicado, a ordem de potência se altera, devido ao ADC, e se estabilizam em um novo despacho otimizado. No entanto, para este caso, espera-se que os controles do ADC tenham influência um sobre o outro. A Ordem de Potência ao final da simulação para ambos os Elos CC se alteram conforme a variação da diferença angular entre as barras conversoras, que alcança o valor de 0 graus, como mostram as Figuras Fig.11, Fig.13 e Fig.15.

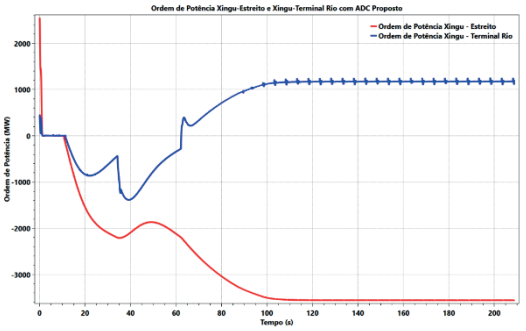


Fig.10 - Ordem de Potência nos Elos CC Xingu-Terminal Rio e Xingu-Estreito

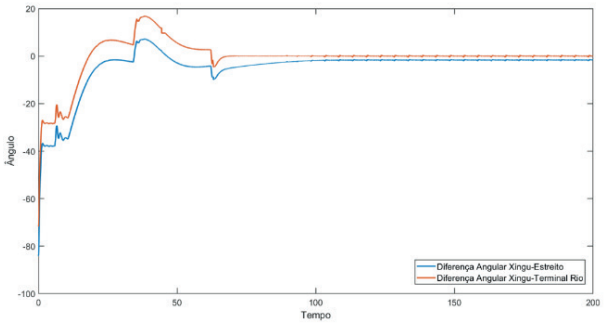


Fig.11 - Diferença Angular nos Elos CC Xingu-Terminal Rio e Xingu-Estreito

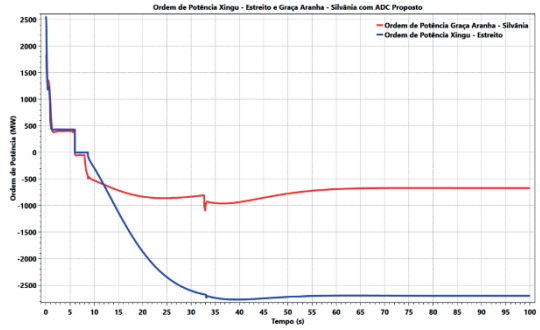


Fig.12 - Ordem de Potência nos Elos CC Xingu-Estreito e Graça Aranha-Silvânia

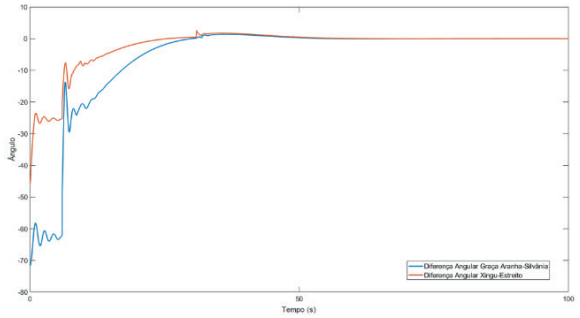


Fig.13 – Diferença Angular nos Elos CC Xingu-Estreito e Graça Aranha-Silvânia

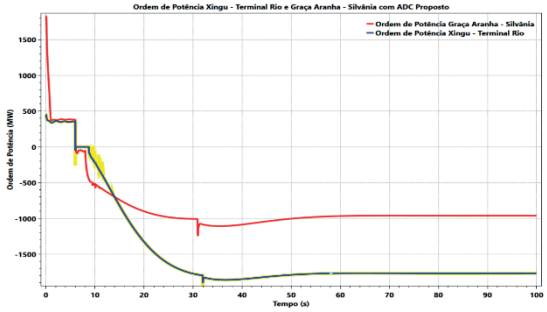


Fig.14 - Ordem de Potência nos Elos CC Xingu-Terminal Rio e Graça Aranha-Silvânia

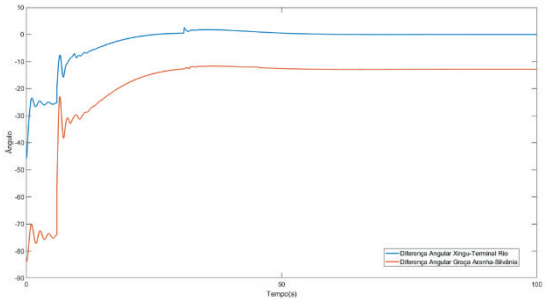


Fig.15 – Diferença Angular nos Elos CC Xingu-Terminal Rio e Graça Aranha-Silvânia

4.3 Controle de Diferença Angular aplicado em três Elos CC simultaneamente

A Fig.16 mostra a implementação do ADC em três Elos CC simultaneamente. No caso base, a ordem de despacho dos três Elos CC é fixada em um determinado valor. Mesmo sem nenhum evento aplicado, as ordens de potência se alteram, devido ao ADC, e se estabilizam em um novo despacho otimizado. No entanto, para este caso, espera-se que os controles do ADC tenham influência um sobre o outro.

A Ordem de Potência ao final da simulação para os três Elos CC se altera conforme a variação da diferença angular entre as barras conversoras, que alcança o valor de 0 graus, como mostra a Figura Fig. 17.

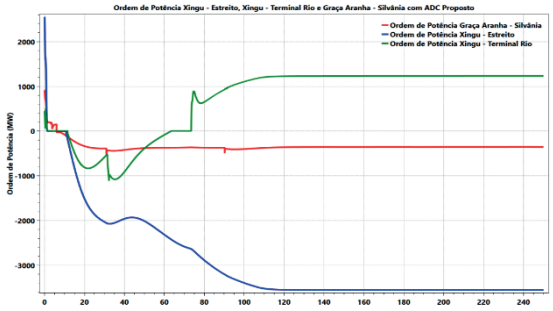


Fig.16 – Ordem de Potência nos Elos CC Xingu-Terminal Rio, Xingu Estreito e Graça Aranha-Silvânia

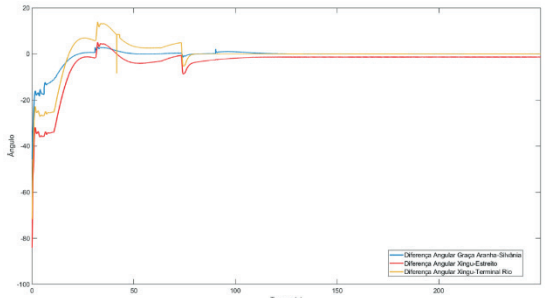


Fig.17 – Diferença Angular nos Elos CC Xingu-Terminal Rio, Xingu Estreito e Graça Aranha-Silvânia

4.4 Alteração da Ordem de Potência nos Elos CC devido a implementação do ADC

Como mencionado anteriormente, o ADC tem o objetivo de alterar a ordem de potência dos Elos CC mesmo sem nenhum evento aplicado em busca de um novo despacho otimizado que reduza perdas elétricas. Na subseção anterior, foi verificado o funcionamento do ADC para todos os Elos CC estudados nas combinações indicadas. Na Tabela II são apresentadas as variações de ordem de potência nos Elos CC devido ao ADC.

Tabela II – NOVAS ORDENS DE POTÊNCIA COM APLICAÇÃO DO ADC

ADC aplicado a:	Elo CC	Ordem de Potência (MW)		Sentido
		Caso Base	Pós ADC	
Xingu - Estreito	-	2500	2600	Estreito -> Xingu
Xingu - Terminal Rio	-	450	1500	Terminal Rio -> Xingu
Graça Aranha - Silvânia	-	1800	1400	Silvânia -> Graça Aranha
Xingu - Terminal Rio e Xingu - Estreito	**Xingu - Terminal Rio**	450	1200	Xingu -> Terminal Rio
	Xingu - Estreito	2500	3500	Estreito -> Xingu
Graça Aranha - Silvânia e Xingu - Estreito	**Graça Aranha - Silvânia**	1800	700	Silvânia -> Graça Aranha
	Xingu - Estreito	2500	2700	Estreito -> Xingu
Graça Aranha - Silvânia e Xingu - Terminal Rio	**Graça Aranha - Silvânia**	1800	100	Silvânia -> Graça Aranha
	Xingu - Terminal Rio	450	1700	Terminal Rio -> Xingu
Graça Aranha - Silvânia, Xingu - Estreito e Xingu - Terminal Rio	**Graça Aranha - Silvânia**	1800	500	Silvânia -> Graça Aranha
	Xingu - Estreito	2500	3500	Estreito -> Xingu
	Xingu - Terminal Rio	450	1100	Xingu -> Terminal Rio

4.5 Comparação da redução de perdas elétricas para os casos estudados

Como o objetivo da implementação do ADC é promover a redução de perdas elétricas através da manutenção do Fluxo Circulante, se torna interessante avaliar como as perdas se reduzem com a implementação do ADC nos Elos CC estudados e determinar em qual caso há a maior redução de perdas elétricas totais, considerando-se perdas AC e CC. Na Tabela III são apresentadas as reduções de perdas para cada um dos casos estudados anteriormente.

Tabela III – PERDAS ELÉTRICAS PARA CADA CASO COM APLICAÇÃO DO ADC

ADC aplicado a:	Perdas (MW)		Redução
	Caso Base	Com ADC	
Xingu - Estreito	5132,9	4018,9	21,7%
Xingu - Terminal Rio	5132,9	4391,5	14,4%
Graça Aranha - Silvânia	5132,9	4780,6	6,9%
Xingu - Terminal Rio e Xingu - Estreito	5132,9	3892,4	24,2%
Graça Aranha - Silvânia e Xingu - Estreito	5132,9	3812,1	**25,7%**
Graça Aranha - Silvânia e Xingu - Terminal Rio	5132,9	3876,2	24,5%
Graça Aranha - Silvânia, Xingu - Estreito e Xingu - Terminal Rio	5132,9	3867,9	24,6%

5 CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma análise do comportamentos dos Elos CC quando ambas as barras conversoras estão conectadas em uma mesma área síncrona em um sistema de corrente alternada. Quando este tipo de configuração ocorre, é possível que sejam observados Fluxos Circulantes entre os sistemas de corrente contínua e alternada.

Para reduzir a influência do Fluxo Circulante em relação a perdas elétricas, este trabalho propôs um controle automático que adapta o despacho dos Elos CC de forma a extinguir este fluxo, aumentando consequentemente a eficiência do sistema.

Este trabalho foi dividido em três partes: Inicialmente o ADC foi implementado em um Elo CC por vez, seguido da implementação em dois Elos CC simultaneamente e finalizando com a implementação nos três Elos CC estudados ao mesmo tempo. Os resultados mostram que o Controle de Diferença Angular teve sucesso em seu objetivo de minimizar os ângulos entre as barras conversoras e consequentemente alterar a ordem de potência dos Elos CC no qual estavam aplicados.

Em todos os casos apresentados, foi observada redução de perdas elétricas, havendo casos onde esta redução foi significantemente maior que outros. É interessante perceber que casos onde o ADC estava implementado em apenas dois Elos CC mostraram redução de perdas maior do que o caso onde há o ADC implementado em três Elos CC simultaneanente.

O cenário que apresentou a maior redução de perdas foi na implementação do ADC nos Elos CC Xingu-Estreito e Graça Aranha-Silvânia, chegando a valores próximos de 26%, enquanto o caso que promoveu a menor redução foi a implementação do ADC apenas no Elo CC Graça Aranha – Silvânia, alcançando apenas 6,9% de redução.

Dessa forma, o trabalho traz uma reflexão sobre custos x necessidade. Para o futuro Elo CC Graça Aranha – Silvânia, é necessário considerar se a redução de aproximadamente 7% das perdas elétricas está alinhado com o custo da implementação do ADC. Além disso, este trabalho mostrou que, para um sistema otimizado, utilizando os Elos CC em paralelo com a rede CA, a qual atualmente o SIN dispõe, apenas dois controles de diferença angular seriam suficientes para uma significativa redução das perdas.

No mais, este trabalho apresentou que é possivel reduzir aproximadamente 30% das perdas elétricas do Sistema Interligado Nacional, implementando o Controle de Diferença Angular estudado, trazendo benefícios para a sociedade e também para os operadores de tempo real.

6 REFERÊNCIAS

[1] GRUPO DE TRABALHO B4.34, C. B. “Interligações HVDC por Conversores com Capacitores de Comutação (CCC)”, Modelagem Digital e Sistema Benchmark, 2009.

[2] GRUPO DE TRABALHO B4.38, C. B. “Simulação de Elos CCAT e FACTS”, Brochura Técnica 029, 2021.

[3] CORONADO, L., LONGAS, C., RIVAS, R., et al. “INELFE: main description and operational experience over three years in service”. In: 2019 AEIT HVDC International Conference (AEIT HVDC), pp. 1–6. IEEE, 2019.

[4] ZYMLER, R., DE MELO, A. S., SILVEIRA, M. A. N., et al. “Planejamento da Operação da Interligação Norte-Sudeste com os Elos CCAT Xingu - Estreito e Xingu - Terminal Rio”, SNPTEE, Belo Horizonte, MG, 2019.

[5] TARANTO, G. N., PONTES, C. E., CAMPELLO, T. M., et al. “Power flow control for an embedded HVDC link to integrate renewable energy in Brazil”, *Electric Power Systems Research*, v. 211, pp. 108504, 2022.

[6] DEORSOLA, Nicole Sant Anna. ORDEM DE POTÊNCIA ADAPTATIVA EM ELOS DE CORRENTE CONTÍNUA INSERIDOS EM SISTEMAS DE CORRENTE ALTERNADA. *Dissertação de Mestrado*. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2024.

[7] TARANTO, G., PONTES, C., CAMPELLO, T., et al. “Controle de Potência em Elos CCAT Inseridos no Sistema Elétrico para Integração da Energia Renovável no Brasil XV”, Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica Março 15–18, 2022–Foz do Iguaçu/PR-Brazil.

[8] TARANTO, G., ESMERALDO, P. e GRAHAM, J., “Integration of renewable energy with embedded High-Voltage dc links in Brazil: a time-synchronized angle difference controller”, *IEEE Power & Energy Magazine*, Vol. 23, No. 1, pp. 90-98, Janeiro 2025.

XX ERIAC
VIGÉSIMO ENCONTRO
REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRE
Ciudad del Este, Paraguay
25 a 29 de maio de 2025
C4.12_3512

Comitê de Estudos C4 – Desempenho de Sistemas Elétricos

DESENVOLVIMENTO DE MÉTODO PARA REDUÇÃO DO IMPACTO DE VTCDS EM CLIENTES INDUSTRIAIS

GUSTAVO TRAVASSOS AGUIAR DA SILVA*
Neoenergia
Brasil
gtravassos@neoenergia.com

JOSÉ ANTONIO DE SOUZA BRITO
Neoenergia
Brasil
jbrito@neoenergia.com

MOIRA BASTOS PRATES
Neoenergia
Brasil
moira.bastos@neoenergia.com

Resumo *– Este trabalho apresenta a aplicação de uma metodologia para redução dos impactos de Variações de Tensão de Curta Duração (VTCDs) nos processos de clientes industriais e o acompanhamento dos resultados medidos. As VTCDs representam um dos principais problemas de qualidade da energia elétrica para os clientes industriais, principalmente quando possuem equipamentos e processos produtivos sensíveis. A metodologia desenvolvida neste trabalho foi sistematizada por meio de um software desenvolvido pela Neoenergia Coelba que, quando aplicado, se mostrou eficaz.*

O desenvolvimento, que faz uso de informações provenientes de analisadores de qualidade da energia, do cadastro de rede Geographic Information System (GIS) e dos sistemas de proteção da distribuidora, foi motivado por reclamação de cliente conectado ao sistema elétrico, em 13,8kV, cuja área de influência é formada por 35 alimentadores que totalizam 6.565km de redes de distribuição.

A avaliação do desempenho do sistema frente a estas variações é algo que demanda um tempo de estudo elevado, pelo fato de não ser um parâmetro de regime permanente. O método utilizado consiste na determinação da área de vulnerabilidade do cliente frente a eventos, tornando possível limitar a área de análise para a área que, de fato sob a ocorrência de defeitos, pode causar desligamentos totais ou parciais no processo produtivo do cliente. Assim, foi possível reduzir a área em estudo para 621km, ou seja, menos de 10% da rede incialmente analisada.

Em seguida, foram propostas ações tanto para o sistema da distribuidora, quanto para as instalações do cliente, visando minimizar a dimensão dessa área de vulnerabilidade. No estudo de caso, foi obtida uma redução para 185km (redução de 70%). A medição e verificação dos resultados também foi sistematizada e permitiu constatar ganhos significativos na redução de desligamentos e interrupções do processo produtivo do cliente demonstrando que foi possível evitar mais de 90% dos desligamentos com ações simples que não requerem investimentos.

Palavras-chave: Variações de Tensão de Curta Duração – Qualidade da Energia Elétrica – Área de Vulnerabilidade – Fator de Impacto

1. INTRODUÇÃO

No Brasil, os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) definem o Fator de Impacto como um indicador para avaliar a severidade das Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD) para um cliente específico. Para determinar esse parâmetro, cada ocorrência de VTCD é classificada em uma das nove categorias estabelecidas pelo PRODIST, que organiza os eventos conforme sua duração e amplitude. Cada região onde os eventos são classificados recebe um peso distinto, utilizado no cálculo do Fator de Impacto por meio de uma média ponderada. É importante destacar que, ao contrário dos indicadores de continuidade do serviço (DEC, FEC, DIC, FIC e DMIC) e dos indicadores de conformidade das tensões de regime permanente (DRP e DRC), não há critérios de ressarcimento aos clientes caso o valor de referência do Fator de Impacto seja ultrapassado.

Para o cenário internacional, não se verifica a utilização de um indicador ponderado com o Fator de Impacto, mas sim a utilização de curvas de sensibilidade de equipamentos, como ITIC (Information Tecnology Industrial Council) e CBEMA (Computer and Business Equipment Manufacturers Association) [1]. A utilização de um único indicador para VTCDs também não consta como recomendação de normativos internacionais nem na literatura especializada em Qualidade da Energia Elétrica. Atualmente, os clientes estão se mostrando mais exigentes com relação a qualidade do produto entregue, demandando respostas mais assertivas e céleres por parte das empresas distribuidoras de energia elétrica. No entanto, se comparada com a análise de parâmetros de regime permanente, a avaliação do desempenho do sistema frente as VTCDs normalmente demanda mais tempo.

Este trabalho foi desenvolvido com o objetivo de atender as demandas de clientes e promover um cenário de cumprimento dos requisitos regulatórios no que diz respeito a Qualidade da Energia Elétrica. O objeto de análise é um estudo de caso real realizado para o atendimento de um cliente industrial conectado a um alimentador com nível de tensão de 13,8 kV, da Neoenergia Coelba. Este consumidor apresentava reclamações relacionadas ao desligamento da fábrica ocasionados por Variações de Tensão de Curta Duração. Como forma de solucionar o caso, foi desenvolvido um sistema de análise de dados que possibilitou a recomendação de ações rápidas e de baixo custo para melhoria da compatibilidade entre o sistema da distribuidora e do cliente industrial, de modo a reduzir o impacto das VTCDs que afetavam o seu processo produtivo. O sistema em questão possibilita verificar e mensurar os resultados das ações realizadas.

Dessa forma, após a Introdução, a Seção 2 irá abordar a metodologia utilizada para resolução do caso. Em seguida, na Seção 3, será apresentado o estudo de caso e seus resultados. Na Seção 4, serão feitas as considerações finais sobre o trabalho.

2. METODOLOGIA

O desenvolvimento deste trabalho seguiu uma metodologia sistemática que consiste na identificação da sensibilidade do cliente para definição da sua zona de vulnerabilidade. Em seguida, são verificadas as ações na rede de distribuição e ainda são sugeridas ações nas instalações do cliente, visando a redução da zona de vulnerabilidade [2] e, consequentemente, do impacto das VTCDs. As ações de manutenção também podem ser priorizadas e direcionadas para a região mapeada e os resultados podem ser verificados rapidamente. Os itens a seguir apresentam maiores detalhes sobre o método utilizado, apresentando-se os resultados obtidos em um estudo de caso real.

Como forma de prospectar ações de melhoria e adquirir um entendimento mais aprofundado sobre as instalações internas do cliente, uma visita técnica foi realizada, tornando-se possível conhecer os equipamentos que são sensibilizados por VTCDs, entender o sistema de proteção da fábrica e prospectar oportunidades de melhoria conjunta. Como parte desta visita foi realizada a instalação do equipamento classe A [3], com oscilografia contínua, GODEL PQA-900 (desenvolvido no programa de P&D da Neoenergia), uma reunião com consultor do cliente para entendimento do sistema de automação, proteção e mapeamento dos equipamentos sensíveis, além da obtenção dos estudos de proteção e dados do projeto de instalações elétricas do cliente atualizados.

3. ESTUDO DE CASO

3.1. Processo para identificação da vulnerabilidade do cliente frente a um determinado evento

A primeira etapa do processo de análise foi coletar os dados disponíveis dos sistemas de medição no ponto de conexão do cliente industrial à rede de média tensão. Os dados para realização da análise compuseram um banco de dados com registros de grandezas elétricas, os quais foram coletados ao longo de um ano e dois meses. Nesse período, foram registrados 1258 eventos de VTCDs, sem considerar a agregação de 3 minutos definida no Módulo 8 PRODIST [4], tendo em vista que o objetivo inicial da análise é identificar a característica dos eventos que desligam equipamentos do cliente. Além dos eventos de VTCDs, foram coletadas medições das grandezas de correntes e potências visando realizar a verificação do impacto nos processos da fábrica.

Dessa forma, para a avaliação de desempenho do sistema industrial frente as VTCDs, realizou-se a correlação assíncrona para obtenção das potências ativas dos intervalos imediatamente anteriores e posteriores a cada evento registrado. Observou-se que os eventos de intensidade superior a 20% causaram impacto para o cliente com desligamento total ou parcial. Na Figura 2, são apresentados os resultados desta correlação, onde observa-se a maior concentração de desligamentos do cliente para eventos com duração superiores a 2 segundos e intensidade superior a 15%. Nota-se ainda que, diversos eventos que causaram desligamento no cliente estiveram situados dentro de regiões de insensibilidade da curva de referência ITIC e não seriam contabilizados para o indicador Fator de Impacto, conforme método de cálculo explicitado no Módulo 8 do PRODIST.

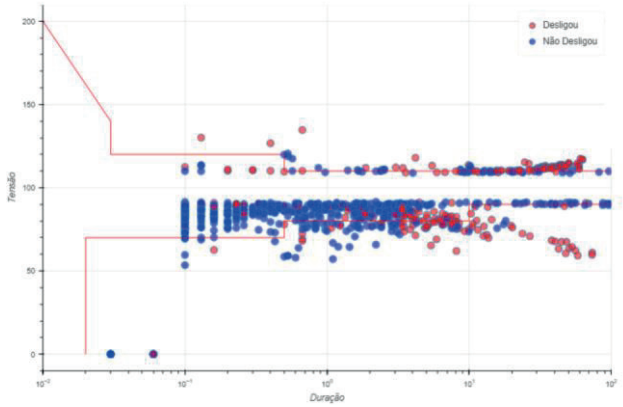


Fig. 2. Sensibilidade do cliente frente a VTCD.

De modo a caracterizar os eventos capazes de desligar parte ou a totalidade dos circuitos ou equipamentos do cliente, a etapa seguinte se deu com a realização de simulações de curto-circuito para obtenção da sua área de vulnerabilidade.

3.2. Método para determinação da área de Vulnerabilidade

A área de vulnerabilidade é um recurso utilizado para identificar e avaliar a sensibilidade de um determinado cliente a variações na magnitude de tensão e neste caso, foi utilizada para avaliar a sensibilidade do cliente frente a eventos de VTCD, sendo constituída por todos os circuitos onde, a ocorrência de uma falta causa pode ocasionar desligamentos totais ou parciais nas instalações [2].

Para determinação da área de vulnerabilidade do cliente, foi realizada a modelagem do sistema no software de código aberto, OpenDSS, que realiza análise de redes integrado ao sistema de informações geográficas (GIS), sendo amplamente utilizado para a simulação de sistemas de distribuição de energia elétrica, tendo sua relevância manifestada pela recomendação da ANEEL como ferramenta para cálculo de perdas técnicas em redes de distribuição.

Posteriormente, cada trecho de rede foi vinculado com o dispositivo de proteção (religador ou disjuntor) responsável pela atuação em caso de defeitos. As equações que definem as curvas de atuação da IEC e demais padrões dos equipamentos, foram cadastradas e vinculadas a cada trecho de rede, bem como os valores de pick-up e dial de tempo. Com isso, a realização de cálculos de curto-circuito em todos os trechos da rede possibilitou a determinação dos tempos de atuação da proteção em cada local. Além disso, no ambiente de simulação, para cada nível de curto-circuito, a tensão no ponto de conexão do cliente foi monitorada. Esta análise foi realizada com o auxílio da biblioteca Pandas da linguagem Python, possibilitando o processamento de 85.606 trechos de rede.

Uma vez determinada a tabela com os níveis de curto-circuito, tempos de atuação e valores de corrente mínimas que provocam VTCDs superiores a 15%, efetuou-se a plotagem da rede, destacando na cor vermelha os trechos no qual as ocorrências de defeitos podem resultar em desligamentos de circuitos ou equipamentos sensíveis do cliente. A Figura 3 ilustra a área de vulnerabilidade obtida para a condição inicial do sistema, formada por 620km de extensão de rede.

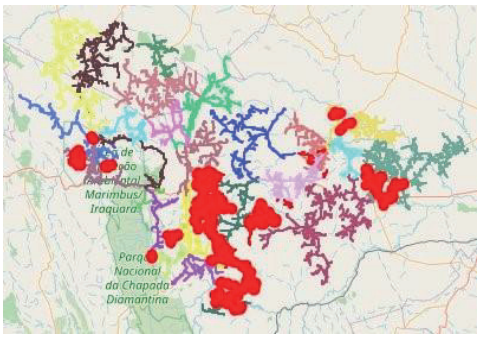


Fig. 3. Área de Vulnerabilidade no sistema elétrico da Neoenergia Coelba, considerando sensibilidade do cliente para VTCDs com intensidade superior a 15% e duração superior a 2 segundos.

3.3. Otimização do sistema da distribuidora para redução da área de vulnerabilidade

Após a determinação da área de vulnerabilidade do cliente, o passo seguinte foi avaliar as alterações possíveis de serem realizadas no sistema para reduzir a dimensão dessa área. Para isso, o processo de cálculo apresentado anteriormente foi repetido de forma sistemática, considerando alterações topológicas, tais como abertura de barramentos no sistema de transmissão, realização de manobras de transferência e revisão de ajustes de proteção dos religadores com zona de proteção dentro da área de vulnerabilidade.

As VTCDs neste cliente foram ocasionadas por faltas em alimentadores adjacentes e, sabe-se que a duração destas faltas depende do tempo de atuação das proteções dos alimentadores [5]. Portanto, para o caso em estudo, as alterações topológicas simuladas resultaram em ganhos pouco expressivos, quando comparado com as otimizações propostas para os ajustes de proteção, pois embora reduzissem a quantidade de alimentadores, a diminuição do nível de curto-circuito implicava no aumento da área de vulnerabilidade.

A proposição de revisão dos ajustes de proteção dos equipamentos localizados dentro da área de vulnerabilidade levou em consideração a redução dos valores de ajustes da corrente de pick-up e o dial de tempo, mantendo as curvas já utilizadas, de modo que o tempo de atuação da proteção mais lenta não ultrapasse os 2 segundos. Outro aspecto importante foi a verificação dos registros de oscilografia dos religadores em questão, pois a análise destas oscilografias evidenciaram que, em sistemas de baixo nível de curto-circuito, é extremamente importante considerar o somatório das correntes de carga com a corrente de curto-circuito para a definição dos ajustes de proteção, evitando problemas de descoordenação.

Os gráficos apresentados da Figura 4 apresentam oscilografias do religador mais próximo da origem de um curto, que apresentou corrente de falta em torno de 130A. Já o religador de retaguarda apresentou para esse mesmo evento uma corrente de 240A, fazendo com que ele atue de forma mais rápida que o religador mais próximo do evento, ocasionando uma descoordenação. Esse tipo de efeito não é normalmente visto em softwares tradicionais utilizados para definição dos ajustes e estudos de coordenação e seletividade da proteção.

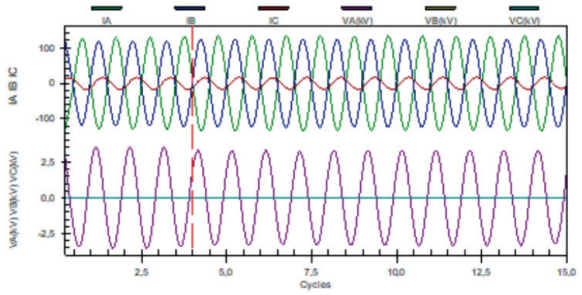


Fig. 4–(a) Correntes de falta no religador principal

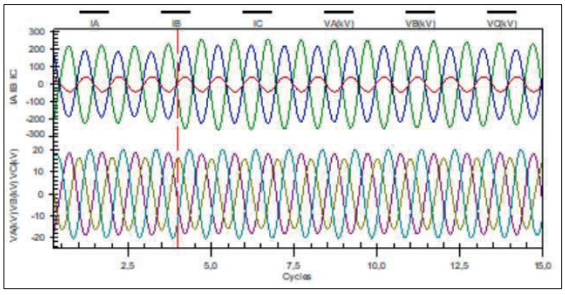


Fig. 4–(b)Correntes de falta do religador de retaguarda

Tendo em vista essa característica observada, os ajustes propostos para os religadores da zona de vulnerabilidade levaram em conta as suas respectivas medições de regime permanente obtidas através do

sistema SCADA. As Tabelas 1 e 2 apresentam as alterações realizadas em diversos religadores do sistema de distribuição em questão, bem como os resultados das simulações visando a obtenção do máximo tempo de atuação para eventos dentro da zona de vulnerabilidade do cliente, considerando o somatório das correntes de pré-falta com as correntes de curto-circuito.

TABELA I. ALTERAÇÕES DE AJUSTES SUGERIDOS PARA IMPLEMENTAÇÃO (RELIGADORES DA ZONA DE VULNERABILIDADE

Equipamento	**Ajustes originais**			**Ajustes propostos**		
	Ipickup	Curva	TD	Ipickup	Curva	TD
01	230 A	C2	0,35	150 A	C2	0,2
02	180 A	C2	0,2	80 A	C2	0,1
03	140 A	C2	0,3	90 A	C2	0,2
04	100 A	C2	0,3	75 A	C2	0,2
05	90 A	C3	0,1	60 A	C3	0,1
06	80 A	C3	0,1	50 A	C3	0,1
07	80 A	C3	0,1	50 A	C3	0,1

TABELA II. RESULTADOS DA REVISÃO DOS AJUSTES DE PROTEÇÃO NO ALIMENTADOR DO CLIENTE.

Barra	**Corrente de Curto-Circuito**		**Tempo de Atuação da Proteção**			
			Original (s)		Proposto (s)	
	3LG(A)	LL(A)	3LG	LL	3LG	LL
A	528,00	457,56	3,65	4,78	**1,07**	**1,32**
B	284,00	246,11	4,67	7,35	**0,99**	**1,29**
C	274,00	237,45	4,23	5,82	**1,32**	**1,65**
D	439,00	380,44	1,20	1,44	**0,56**	**0,66**
E	328,00	284,24	0,51	0,69	**0,19**	**0,26**

Torna-se importante salientar que as medições disponíveis da saída do alimentador indicaram que os ajustes propostos não prejudicariam as condições de regime permanente, uma vez que a máxima corrente registrada nos últimos 4 anos foi inferior a 100A. Dessa forma, no ajuste de pick-up sugerido para a saída do alimentador foi aplicado um fator K de 1,5. Ou seja, o pick-up é definido em 150A. A mesma verificação foi realizada para cada um dos religadores do sistema. De acordo com a análise realizada, ao repetir o processo de cálculo considerando os ajustes propostos, verifica-se a redução da área de vulnerabilidade do cliente, dos 620km iniciais para 185km, conforme observado na Figura 5. Portanto, a quantidade de intervenções em campo, após a implementação destes ajustes, foi reduzida significativamente, uma vez que as equipes responsáveis tiveram que cobrir uma área menor.

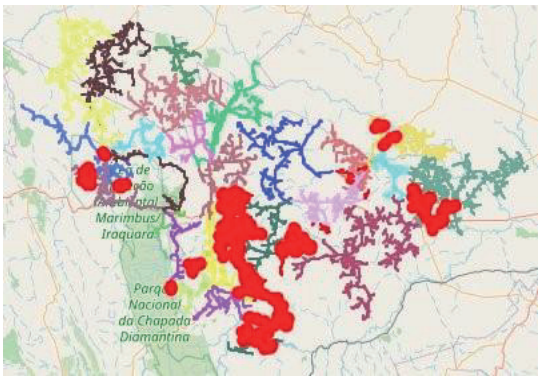


Fig. 5–(a). Área de Vulnerabilidade do cliente com a condição original do sistema.

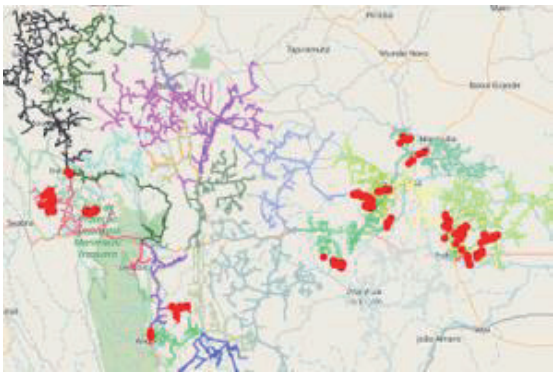


Fig. 5–(b). Área de Vulnerabilidade do cliente com a condição proposta para os ajustes de proteção.

3.4. Processo de avaliação para oportunidades nas instalações do cliente

A instalação do GODEL PQA-900 proporcionou o acompanhamento dos parâmetros de qualidade da energia elétrica de forma mais detalhada. Estes registros possibilitaram simular o funcionamento das diversas funções de proteções internas, visando identificar se estas estão operando conforme os ajustes apresentados no estudo de proteção do cliente.

Para o período analisado, foram identificadas três funções de proteção capazes de provocar o desligamento total da fábrica, tanto no relé de entrada principal quanto no próprio controlador do sistema de geração de emergência. Estas funções foram mapeadas na curva ITIC, mostrada na Figura 6. Notou-se que a maior parte dos desligamentos da fábrica estão associados a função de subtensão (27). A maior parte dos eventos com desligamentos relacionados com a função de sobretensão 59 normalmente vem após a desconexão da fábrica. Existe ainda uma quantidade de eventos que ocorrem com menor frequência e está associada a função de sobretensão de neutro (59N). Para as faltas monofásicas no alimentador do próprio cliente, verifica-se que a função 59N pode atuar rapidamente, ou seja, com tempo inferior a 0,5 segundos.

Observou-se ainda que os ajustes de proteção implementados na fábrica, no circuito de média tensão, utiliza como referência as tensões fase-neutro. No entanto, por conta das características do sistema, foi solicitado que as funções de proteção de tensão fossem realizadas a referência das tensões entre fases, conforme opção disponível no controlador do sistema de transferência automática do grupo gerador da fábrica. É possível observar na Tabela 3 as alterações sugeridas, que foram acatados pelos responsáveis técnicos da fábrica.

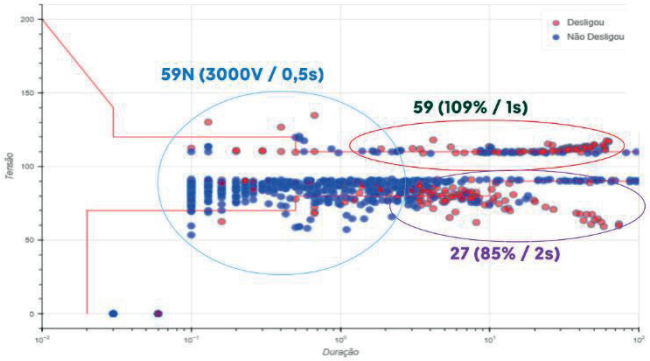


Fig. 6. Resposta das proteções do cliente frente as VTCDs.

TABELA 3. ALTERAÇÕES SUGERIDAS AO CLIENTE.

Função	Descrição	Ajuste Atual	Ajuste Sugerido

27	Subtensão	6.772 Vfn (85%) por 2s	11.040 Vff (80%) por 2s
59	Sobretensão	8.700 Vfn (109%) por 1s	15.870 Vff (115%) por 2s
59N	Sobretensão Residual	3.000 V (prim) por 0,5s	5.000 V (prim) por 2s

3.5. Resultados

Após realizada a avaliação e implementação em campo das ações tanto na rede de distribuição quanto nas instalações internas do cliente, foi possível avaliar se os resultados obtidos estão conforme o previsto. Além disso, essa etapa se torna importante para verificação de novas necessidades que possam surgir. O primeiro passo da etapa de verificação consiste na atualização periódica da curva ITIC e na quantificação das ocorrências que resultaram em desligamento da fábrica, seguindo o mesmo algoritmo utilizado na fase de diagnóstico. O número de reclamações de desligamento do cliente no período de análise pode ser verificado no gráfico da Figura 9.

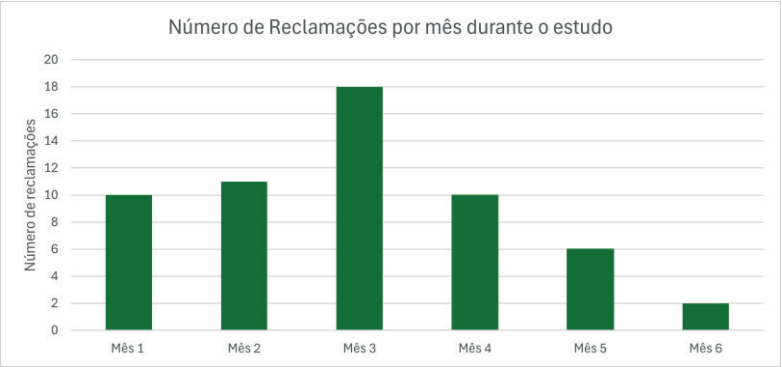


Fig. 7. – Gráfico com número de reclamações registradas durante o estudo de caso.

Observa-se claramente a redução significativa na quantidade de desligamentos à medida em que as ações foram sendo realizadas. As primeiras ações de revisão de ajustes das proteções da rede de distribuição foram implementadas no final do terceiro mês desde que o estudo foi iniciado, quando foram contabilizados 18 desligamentos nas instalações da fábrica devido a VTCDs. No mês 4, foram realizadas as ações mais voltadas para manutenção preventiva dentro da zona de vulnerabilidade, que já havia sido reduzida para 185 km com os novos ajustes implementados. Na última semana do mês 5, iniciou-se a implantação dos ajustes sugeridos nas instalações internas do cliente, sendo possível verificar apenas 2 desligamentos no mês seguinte devido a VTCDs. A evolução dos desligamentos pode ser vista na Figura 11.

Verifica-se que as ações realizadas possibilitam alteração nas características de intensidade e duração das VTCDs reduzindo o seu impacto para o cliente industrial. Vale ressaltar que, analisando os eventos registrados tanto para o período antes, quanto após as ações realizadas, o indicador de fator de impacto, definido no PRODIST, estava adequado. No entanto, verifica-se que o real impacto para o cliente industrial, que se define pela quantidade de desligamentos de equipamentos ou circuitos devido a VTCDs, teve uma melhora significativa, demonstrando que, para alguns casos o fator de impacto não é o método de avaliação de desempenho mais adequado.

Além disso, é possível observar a diferença entre o número de desligamentos mensais que ocorreram por conta de VTCDs, apresentados na Figura 8, e o número de reclamações registradas pelo cliente, apresentados na Figura 7. Esta diferença também foi analisada no âmbito deste trabalho constatando que, por diversas vezes, o cliente apontou desligamentos que não foram ocasionados por VTCDs nem por alterações na forma de onda no ponto de suprimento, sugerindo novas possibilidades de melhorias internas.

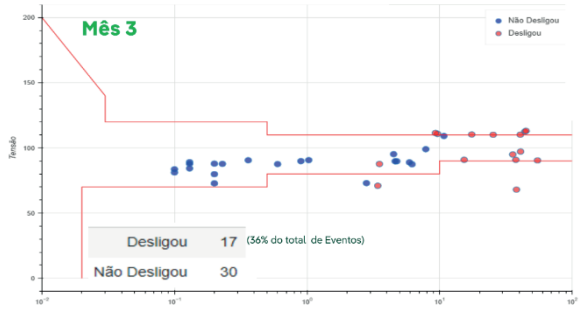


Fig. 8–(a). Número de eventos (com e sem desligamentos) identificados pelo sistema desenvolvido no terceiro mês de análise.

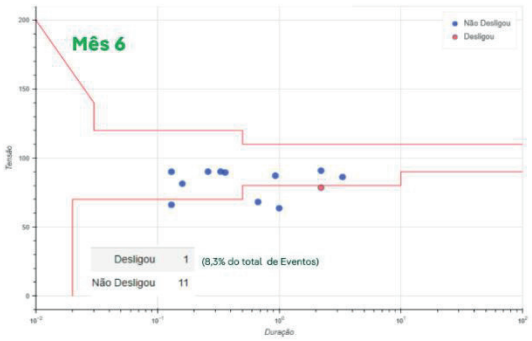


Fig. 8–(b). Número de eventos (com e sem desligamentos) identificados pelo sistema desenvolvido no sexto mês de análise.

4. CONCLUSÕES

O método apresentado neste trabalho demonstrou que é possível adotar medidas simples para redução do impacto das VTCDs em clientes industriais. Embora a metodologia exposta tenha proporcionado ganhos significativos no caso estudado, para um cliente industrial da Neoenergia Coelba, é importante ressaltar que cada caso possui as suas particularidades e, portanto, as alternativas de solução devem ser especificadas de acordo com as características sistêmicas e ajustes de equipamentos.

A obtenção da área de vulnerabilidade se mostra como uma importante ferramenta para redução da dimensão do problema e possibilita melhorar a assertividade das ações, trazendo os melhores resultados em menos tempo. O estudo de caso apresentado também demonstra que o indicador fator de impacto, definido pelo PRODIST, não ajuda a solucionar problemas específicos.

Além dos ganhos obtidos com a redução do impacto das VTCDs para o cliente, as ações também proporcionaram benefícios gerais para a rede de distribuição melhorando a seletividade da proteção e consequentemente contribuindo para os indicadores de continuidade e aumentando a segurança da rede. Embora as ações realizadas já tenham proporcionado 90% da redução de desligamentos, o processo de medição e verificação deve ser realizado de forma contínua, de modo a possibilitar avaliações adicionais.

5. REFERÊNCIAS

[1] IEEE. IEEE Guide for Voltage Sag Indices. IEEE Std. 1564–2014, p. 1-59, 2014.
[2] DUGAN, Roger C., et al. "Electric power systems quality." (2004).
[3] IEC, International electrotechnical commission et al. IEC 61000-4-30, Electromagnetic compatibility (EMC)-Part 4-30: Testing and measurement techniques-Power quality measurement methods. International Electrotechnical Commission: Geneva, Switzerland, 2015.
[4] ANEEL, Procedimentos de Distribuição. "Módulo 8–qualidade da energia elétrica." Agência Nacional de Energia Elétrica–ANEEL (2010).
[5] SHORT, Thomas Allen. Electric power distribution handbook. CRC press, 2003.
IEEE Guide for Identifying and Improving Voltage Quality in Power Systems, in IEEE Std 1250-2018 (Revision of IEEE Std 1250-2011) , vol., no., pp.1-63, 16 Nov. 2018, doi: 10.1109/IEEESTD.2018.8532376.

Comité de Estúdios C4 - Desempeño técnico de sistemas de potencia

ANÁLISIS ESTOCÁSTICO PARA DETERMINAR EL RIESGO DE FALLA EN EQUIPOS DE SUBESTACIÓN POR FALLAS DE APANTALLAMIENTO, DURANTE EL TIEMPO MUERTO DE RECIERRE MONOFÁSICO, EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PORCE SOGAMOSO 500 KV

J.D. PALENCIA*
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P, ISA
Colombia
jpalencia@isa.com.co

A. CASTRO
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P, ISA
Colombia
alcastro@isa.com.co

H.A. RESTREPO
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P, ISA
Colombia
hrestrepo@ISA.com.co

P.E. ARROYO
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P, ISA
Colombia
paarroyo@isa.com.co@isa.com.co

Resumen *–A partir de un evento real ocurrido en el circuito Porce III – Sogamoso 500 kV (en Colombia), se realiza un análisis estocástico para determinar el riesgo de falla en equipos de subestación por fallas de apantallamiento, durante el tiempo muerto de recierre monofásico. Para lograr esto, se empieza reproduciendo el evento mediante el uso de un software especializado para análisis de transitorios electromagnéticos, como lo es ATPDraw. En este estudio, se simulan descargas directas en cada vano de la línea, con el fin de establecer la magnitud de corriente de rayo, que, al filtrar el apantallamiento, puede producir una falla en los equipos de subestación (reactores de línea, reactores de neutro y pararrayos de reactores de línea y neutro). Finalmente se determina el riesgo de falla de los equipos de las subestaciones Porce III y Sogamoso 500 kV como función de las exigencias generadas por la actividad atmosférica entorno a la línea de transmisión y de la soportabilidad de los equipos en la subestación.*

Palabras clave: Sobretensiones, descargas atmosféricas, descargas subsecuentes, pararrayos, recierre monofásico, subestaciones eléctricas, sistemas de potencia, análisis estocástico (Monte Carlo), apantallamiento de líneas de transmisión.

1 INTRODUCCIÓN

El Proyecto Interconexión Noroccidental 230/500 kV en Colombia (en adelante denominado Proyecto SITU), involucra más de 700 kilómetros de líneas de transmisión a 500 kV; la construcción de dos nuevas subestaciones en el departamento de Antioquia, una en el municipio de Briceño (subestación Antioquia) y otra en Heliconia (subestación Medellín); y la ampliación de cuatro subestaciones más: Cerromatoso (Córdoba), Sogamoso (Santander), Ancón Sur y Porce III (ambas en Antioquia). Este proyecto permitió aumentar la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional Colombiano reduciendo el riesgo de desatención de la demanda ante fallas o mantenimientos y facilitando la evacuación de centrales de generación como Ituango, Porce y Sogamoso.

En el año 2023, para la línea Porce III – Sogamoso 500 kV ocurrió un evento donde se tuvo como consecuencia final el daño de los descargadores de sobretensión asociados al neutro de los reactores de línea. Ese día se tuvo registros de descargas atmosféricas en la ruta de la línea de transmisión, siendo este antecedente una premisa fundamental para establecer como principal hipótesis del evento la ocurrencia de posibles sobretensiones generadas por descargas atmosféricas y el impacto de estas sobre los equipos de la

* Calle 12 sur # 18-168, Medellín, Colombia – jpalencia@isa.com.co

subestación. Este documento presenta el análisis detallado que fue realizado con el fin de corroborar o rechazar la hipótesis planteada como vehículo para la determinación de la causa raíz del problema.

2 LÍNEA DE TRANSMISIÓN PORCE III – SOGAMOSO 500 kV

En la siguiente figura se muestra el esquema de compensación de la línea Porce III - Sogamoso 500 kV (compensación simétrica) con reactores de línea de 84 MVAr. Cada reactor de línea tiene un reactor de neutro con el fin de aumentar la probabilidad de tener un recierre monofásico exitoso en la operación de la línea.

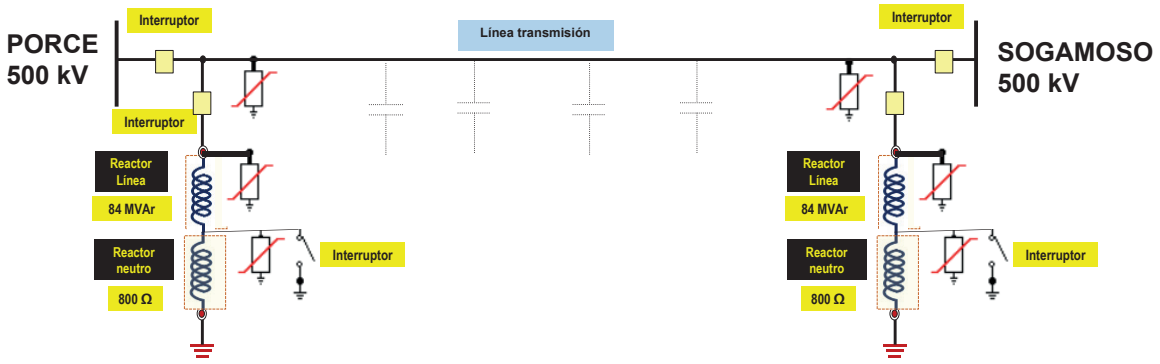


Fig. 1 Esquema compensación Línea Transmisión Sogamoso – Porce III 500 kV

Este circuito posee un esquema de transposición completo (3 torres) y la distribución de estas se muestra en la siguiente figura:

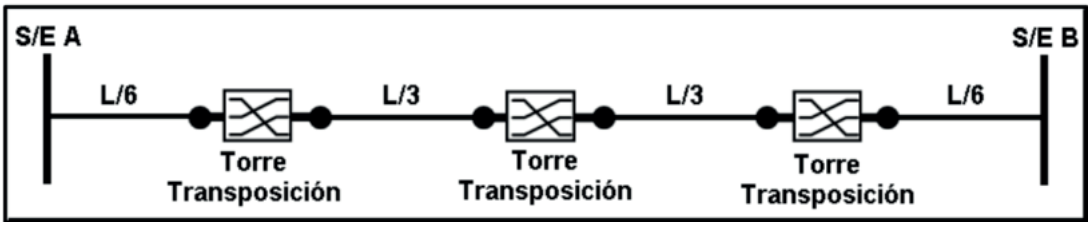


Fig. 2 Esquema transposición Línea Transmisión Sogamoso – Porce 500 kV

2.1 Esquema protección de los reactores de línea

El esquema de protección normalizado por ISA e implementado para este proyecto consta de una protección principal diferencial (87R) para el reactor de línea y una protección respaldo de sobrecorriente. Las señales de corriente se toman de núcleos de corrientes diferentes.

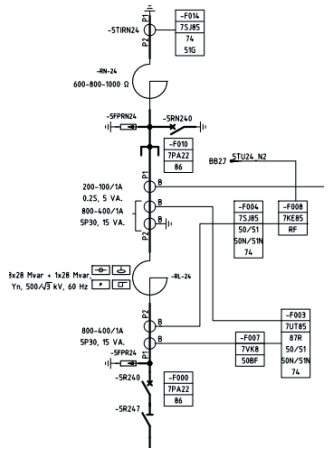


Fig. 3 Esquema protección Reactor Línea

2.2 Registro del evento

De los transformadores de corriente de buje del reactor, se observan las corrientes medidas durante el evento.

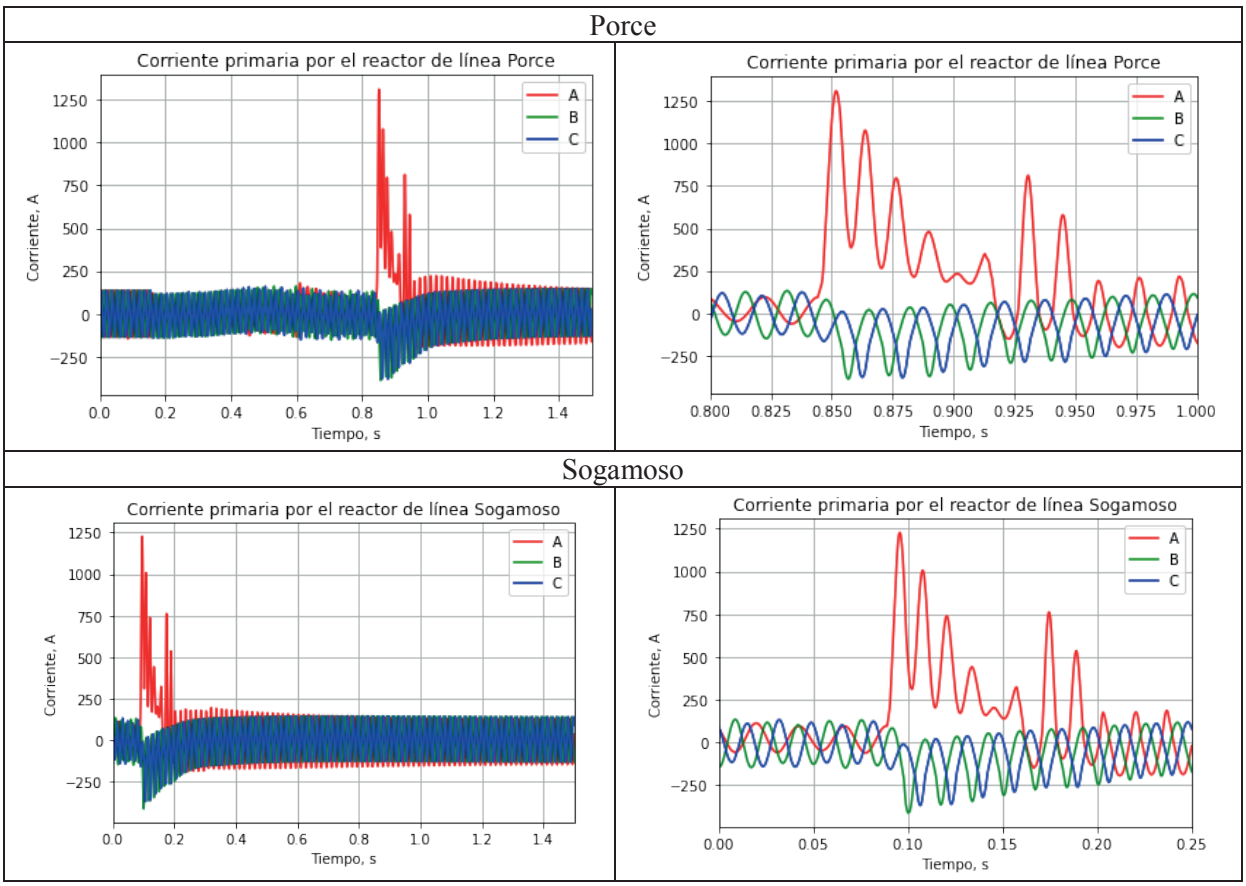


Fig. 4 Registros Corriente, registrador falla

2.3 Hipótesis planteadas

El evento se presenta inicialmente con un recierre monofásico (fase A) en el circuito Porce III - Sogamoso 500 kV asociado al proyecto SITU. Durante el tiempo muerto del recierre (antes de que recerrara cualquier extremo) ocurrió una situación donde se tuvo como consecuencia final el daño de los descargadores de sobretensión asociados al neutro de los reactores de línea en ambos extremos (Porce y Sogamoso). Se plantean entonces dos hipótesis para corroborar mediante simulaciones digitales las posibles causas que originaron el daño de los descargadores de sobretensión:

1. Resonancia primaria ante una fase abierta (H1)
2. Sobretensiones por descargas atmosféricas (H2).

3 ANÁLISIS HIPÓTESIS

3.1 Análisis hipótesis 1 (H1)

En condiciones desbalanceadas se puede presentar el fenómeno de resonancia primaria por fase abierta en una línea de transmisión. Al presentarse una falla monofásica en una línea, las protecciones actúan con la apertura de los interruptores asociados a la fase fallada en ambos extremos de la línea. Ante esta situación, el acoplamiento capacitivo desde las fases sanas hace que se sostenga una circulación de corriente entre el reactor de línea y el arco secundario de la falla, así como la excitación de sobretensiones en la fase fallada luego de la extinción de la corriente de arco secundario. Dado que esta condición se presentó el día del evento se empieza evaluando el grado de compensación que posee el circuito Porce – Sogamoso 500 kV.

Los parámetros eléctricos de la línea declarados en PARATEC[1] se observan en la siguiente tabla I:

TABLA I. PARÁMETROS L.T. 500 KV PORCE - SOGAMOSO

Capacidad, A[1]	2400
Longitud, km	235.72
R0, Ω/km	0.2802
X0, Ω/km	1.08
R1, Ω/km	0.024
X1, Ω/km	0.317
B0, uS/km	2.674
B1, uS/km	5.182
Nota: (1) Capacidad corriente nominal	

Teniendo presente los parámetros de la línea presentados anteriormente, es posible calcular el grado de compensación k1 en el cual se podría presentar resonancia ante una fase abierta teniendo en cuenta la siguiente expresión:

$$k_1 = \frac{1 + \frac{2}{3}\left(\frac{C_1}{C_0} - 1\right)}{\frac{C_1}{C_0}} = 0.8387 \ (1)$$

A continuación, se presenta el grado de compensación de la línea ante la compensación shunt existente.

TABLA II. GRADO COMPENSACIÓN L.T. 500 KV PORCE III - SOGAMOSO

Compensación shunt reactiva de la línea, MVAr	**Reactivos generados por la LT, MVAr**	**Grado de compensación k**
168[1]	305.38	0.55
Nota: (1) Compensación total teniendo presente que la línea cuenta con dos reactores de 84 MVAr en cada extremo		

Como se puede observar, el grado de compensación K=0.55 de la línea Porce III - Sogamoso 500 kV obtenido con la compensación de 3x28 MVAr se encuentra suficientemente alejado del valor resonante k_1=88.59%. Teniendo presente esto y que el día del evento se tenían operando los reactores de línea con su respectivo reactor de neutro en ambos extremos, se descarta que la causa raíz del evento sea este fenómeno ya que precisamente la instalación de un reactor de neutro es una medida que mitiga este tipo de fenómenos.

3.2 Análisis hipótesis 2 (H2)

El día del evento se registraron actividades atmosféricas cerca a la subestación Porce como se observa en la Tabla III. En el reporte por descargas atmosféricas, se informa que en la zona se presentaron descargas con magnitudes de hasta 12 kA.

TABLA III. REGISTROS ACTIVIDAD ATMOSFÉRICA L.T. 500 KV PORCE III - SOGAMOSO.

Fecha	Corr	Dist	Dist a	Dist b	Err	T.C	Score	Tipo	Pol	Flash
2023-08-09 05:18:47.541000	11.4	1.09	23.9	211.82	0.11	T46	0.978	NT	NEG	10
2023-08-09 05:18:47.473000	7.7	1.23	23.9	211.82	0.27	T46	0.977	NT	NEG	10
2023-08-09 05:18:47.412000	10.6	1.29	24.67	211.05	0.08	T47	0.974	NT	NEG	10
2023-08-09 05:18:47.249000	7.3	1.27	23.9	211.82	0.35	T46	0.959	NT	NEG	10
2023-08-09 05:18:47.973000	9.6	0.36	24.67	211.05	0.12	T47	0.89	NT	NEG	10
2023-08-09 05:18:48.246000	6.2	0.4	24.67	211.05	0.37	T47	0.766	NT	NEG	10

Teniendo en cuenta las magnitudes reportadas, se descarta la opción de que la descarga fuera indirecta ya que el diseño de apantallamiento de una línea de transmisión de 500 kV considera una corriente crítica de apantallamiento del orden de 20 kA, esto quiere decir que el apantallamiento de la línea garantiza que cuando hay descargas superiores a 20 kA estás quedan protegidas por los cables de guarda de la línea. Por otro lado, cuando hay descargas inferiores si se pueden generar lo que se conoce como fallas de apantallamiento. Por esta razón, las simulaciones tuvieron en cuenta descargas directas.

Del registro de corriente de los reactores de línea, se pudo evidenciar que se tienen dos picos de corriente, donde el

[1] Sistema de Información de Parámetros Técnicos de elementos del Sector Eléctrico Colombiano.

segundo ocurre en un tiempo aproximado de 70 ms después del primero. Este tipo de comportamiento es similar a la ocurrencia de descargas atmosféricas subsecuentes, tal como se muestra en la siguiente figura.

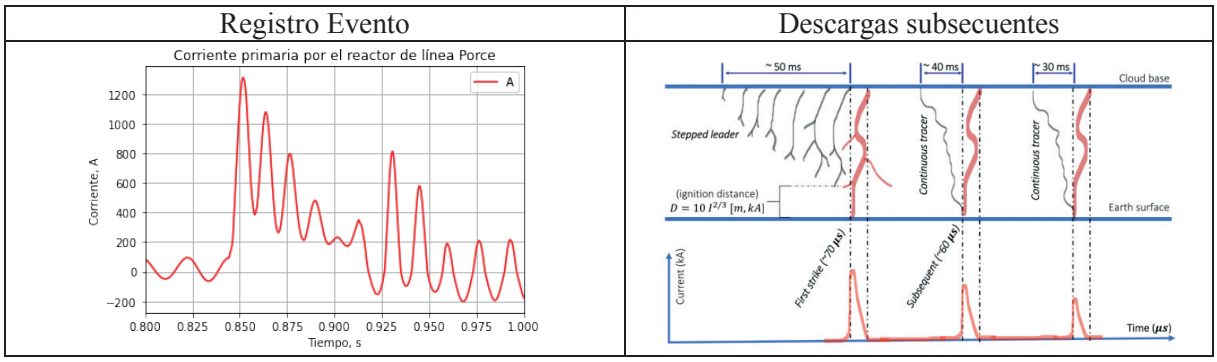


Fig. 5 Descargas subsecuentes

Por lo tanto, se implementa el modelo general usando el ATPDraw [2] (la información de los elementos modelados se presenta en el apéndice 1) representado en la siguiente figura:

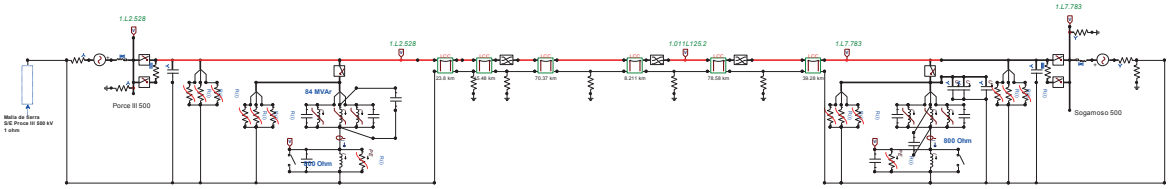


Fig. 6 Modelo implementado para reproducir el evento

Se recrea la secuencia registrada enfocándonos y ajustando el modelo para que reproduzca lo mejor posible la primera oscilación de las dos descargas subsecuentes registradas. La simulación inicia teniendo presente una falla monofásica y durante el tiempo muerto (antes de hacer el recierre automático) se simulan dos descargas directas (entre 1 y 3 kA). Esta condición fue la causante del daño de los descargadores. A continuación, se presenta la comparación de los registros con lo simulado y la causa raíz del daño de los descargadores:

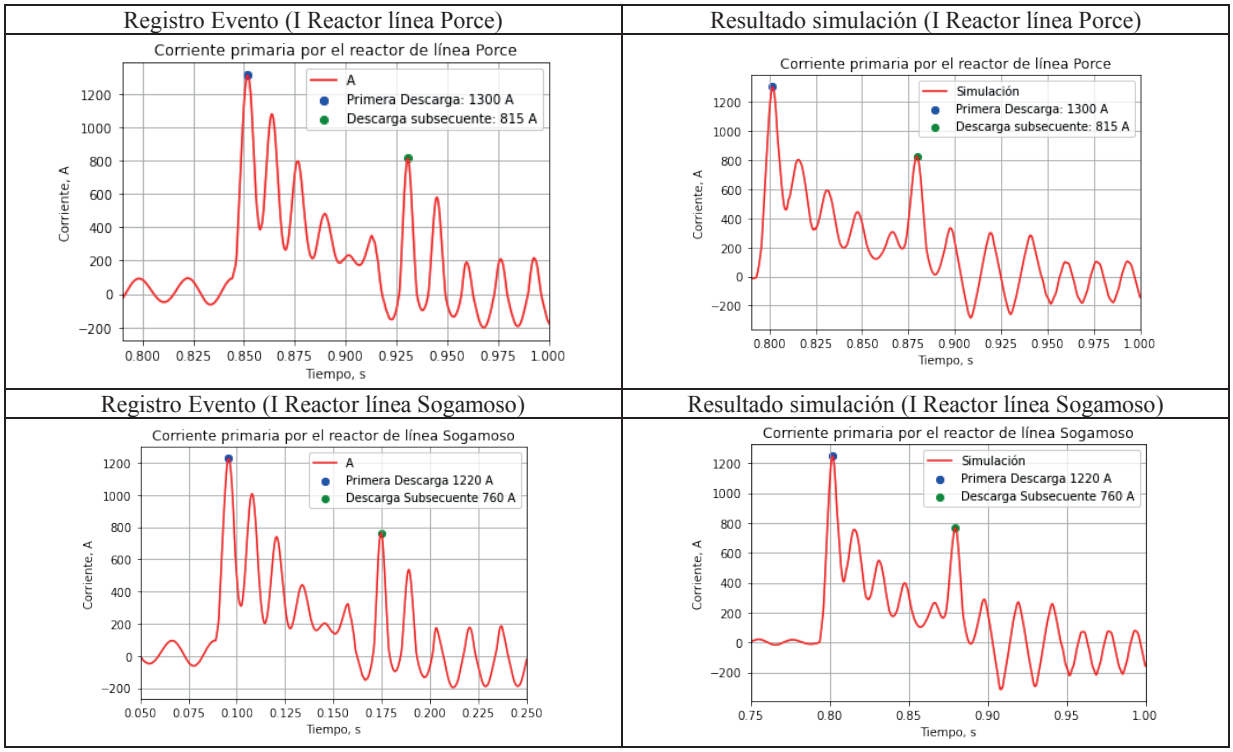


Fig. 7 Comparación registros y resultados modelo

Al presentarse la descarga en la condición del tiempo muerto, la mayor parte de la corriente se deriva por el reactor de línea, ya que el interruptor de línea de la Fase A se encuentra abierto. Esto a su vez generó una asimetría de corriente entre las fases y una alta corriente y tensión de neutro (ver Fig. 8). Se presentó conducción del descargador de neutro superando la capacidad de disipación de energía de este, la cual es de 360 kJ.

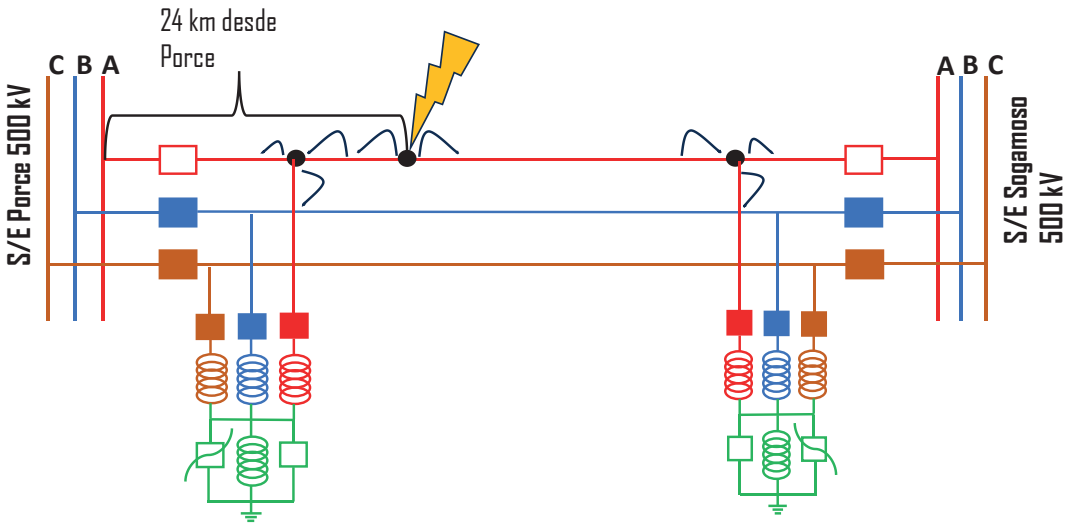


Fig. 8 Condición generó el daño de los descargadores de neutro

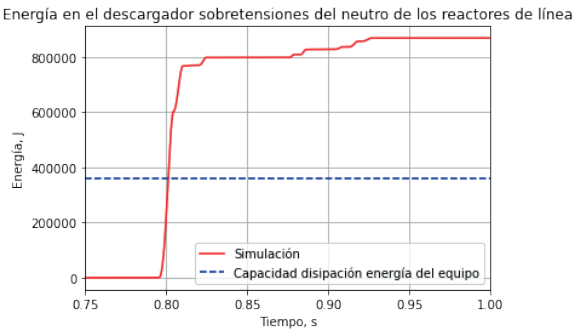
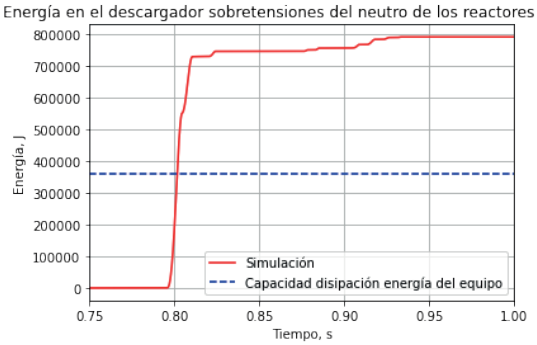
Energía en el descargador sobretensiones del neutro de los reactores de línea en Porce	Energía en el descargador sobretensiones del neutro de los reactores de línea en Sogamoso
	

Fig. 9 Energía disipada en los descargadores de neutro

Con el análisis hecho hasta ahora, se puede confirmar la validez de las simulaciones digitales cuando se contrasta con el resultado de los registros reales que se obtuvieron de los IEDs de protección de la línea. Dado que está condición es muy atípica, se procede a hacer un análisis estocástico (método de Monte-Carlo[2]) para evaluar el riesgo de falla en equipos de subestación (debido a fallas de apantallamiento durante la coincidencia del tiempo muerto de recierre de la línea) en función de exigencias generadas por la actividad atmosférica y de la soportabilidad de los equipos en la subestación.

Se hizo un barrido sistemático torre a torre[3] con el fin de evaluar el impacto de tener una descarga entre 1 y 20 kA en la condición en la que están los interruptores de una fase abierta en ambos extremos, encontrándose que cualquier descarga independiente de la magnitud se traduce en daño en los equipos de la subestación ya que esa condición de que coincida una descarga durante el tiempo muerto de un recierre monopolar es muy crítica y genera superación de la capacidad total de disipación de energía de los descargadores. Sin embargo, al evaluar la tasa de falla de los equipos de la subestación se observa que se cumple con los estándares internacionales. En la siguiente figura se presenta el flujograma del método Montecarlo que permitió obtener una tasa de falla considerando 1000 años evaluados.

[2] Involucra la aleatoriedad de algunas variables, tales como: magnitud de la descarga y la ubicación de la descarga.

[3] El circuito Porce III – Sogamoso tiene aproximadamente 500 torres.

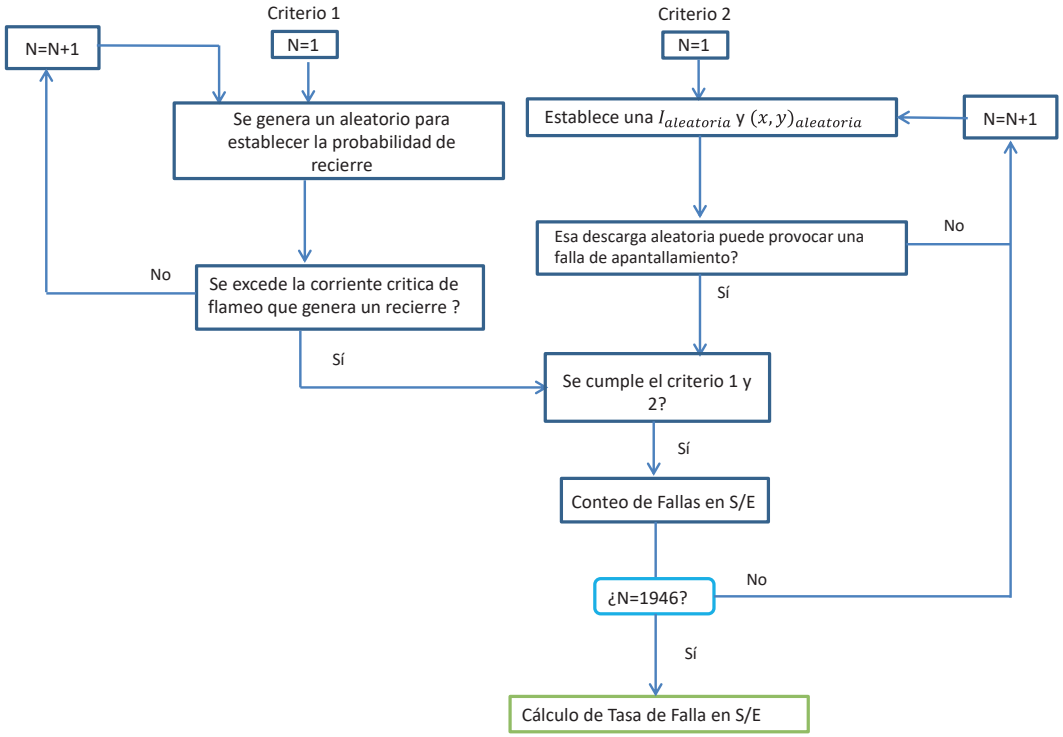


Fig. 10 Flujograma del Montecarlo implementado

El cálculo de la tasa de falla de los equipos de la subestación involucra la probabilidad de falla de apantallamiento de la línea (partiendo del método electro geométrico). En la siguiente tabla se presenta la probabilidad que ocurra una falla de apantallamiento dependiendo de la magnitud de la descarga en el circuito Porce III – Sogamoso.

TABLA IV. PROBABILIDAD DE FALLA DE APANTALLAMIENTO L.T. 500 KV PORCE III - SOGAMOSO

Corriente, kA	Probabilidad, %
0-5	0.2198
6-10	0.2198
11-15	0.1561
16-20	0.1330

Considerando 1000 años y conociendo la DDT de la zona del proyecto[4], es posible estimar la cantidad de descargas necesarias a evaluar con el método Montecarlo.

$$Descargas = Años * DDT * A \quad (1)$$

$$Descargas = 1000 * 12.5 * 0.155$$

$$Descargas = 1946$$

De las 1946 descargas, se observó que una (1) puede generar fallas en los equipos de la subestación y la razón de esto es que se tiene que cumplir la simultaneidad de los criterios 1 y 2 presentados en la Fig. 10, teniendo entonces como resultado que la tasa de fallas es igual a 1000 años/falla.

$$T_F = \frac{Años}{N°de\ fallas}$$

$$T_F = \frac{1000}{1}$$

[4] DDT = 12.5 descargas/km^2/año

$$T_F = 1000$$

Esta tasa de falla cumple con los requerimientos establecidos por las normas internacionales IEEE C62.82.1-2010 [3] e IEC 60071-2 [1], las cuales indican que la tasa de falla, en años/falla, debe ser de mínimo 250 [años/falla] y 50 [años/falla], respectivamente.

4 CONCLUSIONES

El presente documento evaluó y analizó la causa raíz del evento que produjo el daño los descargadores de neutro de los reactores de línea en el circuito Porce III – Sogamoso 500 kV. Para lograr el objetivo anterior, se planteó la hipótesis de sobretensiones por descargas atmosféricas que se evaluó con ayuda del software APTDraw. Al presentarse una falla de apantallamiento durante la condición del tiempo muerto, la mayor parte de la corriente se deriva por el reactor de línea, ya que el interruptor de línea de la Fase A se encuentra abierto. Esto a su vez genera una asimetría de corriente entre las fases y una alta corriente y tensión de neutro superando la capacidad de disipación de energía de los descargadores de sobretensión. A pesar de que está condición es muy critica se logró demostrar estocásticamente que no es necesario instalar equipos adicionales o con mayores características ya que la tasa de falla cumple con los estándares internacionales. Este tipo de análisis, permiten a ISA gestionar más eficientemente en términos de oportunidad, calidad y costo, la ingeniería asociada a cada proyecto en particular.

5 REFERENCIAS

[1] IEC TR 60071-2, Insulation co-ordination – Part 2: Application guidelines. Ed 5, 2023.

[2] IEC TR 60071-4, Insulation co-ordination – Part 4: Computational guide to insulation co-ordination and modelling of electrical networks. Ed 1, 2004.

[3] IEEE C62.82.1-2010, Standard for insulation coordination - Definitions, Principles, and Rules, 2010

APÉNDICE 1

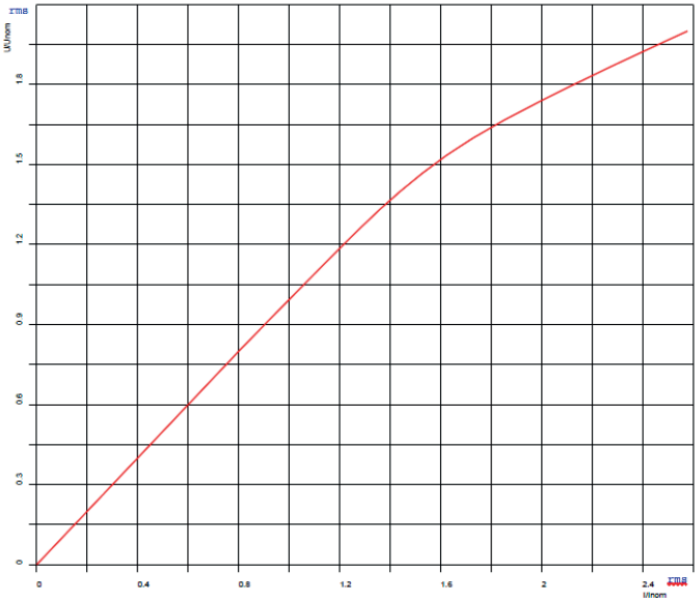
INFORMACIÓN MODELADO EQUIPOS ATPDRAW

REACTOR DE LÍNEA

Los reactores de línea son bancos de unidades monofásicas y se representan con las siguientes características básicas:

TABLA V. CARACTERÍSTICAS DEL REACTOR LÍNEA.

Reactor Línea	Potencia reactiva trifásica compensación, MVAr	X_L, Ω
Porce III - Sogamoso	84	2976



U/Unom (rms) Unom= 500/√3 kV	I/Inom (rms) Inom= 97,0 A
0,10	0,100
0,50	0,100
0,90	0,903
1,00	1,007
1,10	1,111
1,20	1,216
1,30	1,324
1,50	1,574
1,80	2,129
2,00	2,579

Fig. 11 Característica Saturación reactor línea

Los reactores de línea se modelan teniendo en cuenta su componente resistiva y su componente inductiva, considerando los efectos de la saturación a través del elemento 98 del EMTP/ATP.

REACTOR DE NEUTRO

La Tabla 6 muestra el valor de la impedancia de los reactores de neutro para la línea Porce III – Sogamoso 500 kV:

TABLA VI. CARACTERÍSTICAS DEL REACTOR NEUTRO.

Línea de transmisión	X_N TAP Atras, Ω	X_N TAP Central, Ω	X_N TAP Adelante, Ω
Porce III - Sogamoso	600	800	1000

Los reactores de neutro se modelan teniendo en cuenta su impedancia y corriente nominal, utilizando el elemento RLCY del EMTP/ATP.

DESCARGADOR DE SOBRETENSIONES

Para la simulación de los descargadores de sobretensión se utilizó el modelo simplificado de resistencia no lineal, para obtener en cada caso la máxima energía absorbida por estos elementos. Para configurar el modelo se tomaron los datos del fabricante declarados en los formatos de las características técnicas garantizadas. Las características principales de los descargadores de sobretensión se muestran a continuación:

Tabla VII. Características descargadores sobretensión

Parámetro			Descargadores reactores de línea + bahía línea	Descargadores de neutro
Tensión asignada	Ur	kV	444	72
Tensión continua de operación	Uc	kV	349	58
Corriente nominal de descarga	In	kA	20	10
Clase de descarga			5	2
Capacidad disipación de energía	W	kJ/kV	15	5
Nivel de protección al impulso tipo maniobra	Ups	kVp	940	154
Nivel de protección al impulso tipo rayo	Upl	kVp	1105	187

Comitê de Estudos C4 – Desempenho de Sistemas Elétricos

ANÁLISE COMPARATIVA DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS EM UM COMPLEXO SOLAR REAL: DADOS TEÓRICOS VERSUS MEDIÇÕES EM CAMPO

M. R. ALVES*
Carpe Vie Engenharia
Brasil
matheus.rocha@carpevie.com

A. B. FERNANDES
Carpe Vie Engenharia
Brasil
alecio.b.fernandes@carpevie.com

C.A.S.O. FILHO
Carpe Vie Engenharia
Brasil
carlos.filho@carpevie.com

Resumo *– A conexão de grandes usinas eólicas e solares, à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional (SIN) requer a realização de estudos técnicos detalhados, conforme exigido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Esses estudos seguem premissas e diretrizes estabelecidas nos Procedimentos de Rede do SIN, com o objetivo de garantir a segurança e a confiabilidade do sistema. Entre os estudos demandados, destaca-se o de Qualidade da Energia Elétrica (QEE), cuja finalidade é avaliar a contribuição harmônica decorrente da integração do novo acessante. Durante a fase de operação comercial provisória, a realização de campanhas de medição torna-se imprescindível para validar os resultados teóricos obtidos, permitindo a transição para a operação definitiva. Nesse contexto, o presente trabalho apresenta uma análise comparativa entre os resultados teóricos e os medidos das distorções harmônicas de tensão, em um complexo solar em operação comercial. A modelagem do sistema e a obtenção dos resultados foram realizadas utilizando o programa HarmZs/CEPEL. A análise se concentra na comparação das distorções harmônicas individuais e totais, destacando as discrepâncias entre os resultados teóricos e os dados obtidos por medições, sobretudo no que diz respeito às correntes harmônicas. Observou-se que os resultados apresentam variações significativas, dependendo dos dados de entrada, sejam eles provenientes dos datasheets dos inversores ou de medições em campo. Tais divergências podem inicialmente indicar a não necessidade de instalação de filtros harmônicos. Contudo, as medições podem evidenciar a obrigatoriedade de sua implementação, impactando diretamente o CAPEX do empreendimento e, em alguns casos, comprometendo sua viabilidade financeira.*

Palavras-chave: Geração centralizada – Solar fotovoltaica – Inversor – Correntes harmônicas – Medições em campo – Qualidade da energia elétrica – Distorção harmônica de tensão – Procedimentos de Rede – Rede Básica.

1 INTRODUÇÃO

A crescente inserção de fontes renováveis no Sistema Elétrico de Potência (SEP), como as usinas solares fotovoltaicas e parques eólicos, trazem consigo desafios técnicos relacionados à diversos aspectos: conexão, operação e controle do sistema. Um tema que transpassa tais aspectos, é a Qualidade da Energia Elétrica (QEE), visto que ela é avaliada em todas as etapas citadas. Nesse sentido, para a conexão de uma usina solar fotovoltaica (UFV) ou de um complexo solar, faz-se necessário atender diversos requisitos, conforme rezam os Procedimentos de Rede do SIN [1, 2]. De acordo com o Submódulo 2.9 dos Procedimentos de Rede, a solicitação de acesso requer a realização de análises fundamentadas dos indicadores de QEE, com ênfase na distorção harmônica de tensão, um dos aspectos de maior relevância [3].

As usinas fotovoltaicas (UFVs) utilizam inversores, dispositivos com características não lineares que convertem a corrente contínua (gerada a partir dos painéis solares) em corrente alternada (CC/CA), permitindo sua integração à rede elétrica. Durante esse processo de conversão, os inversores podem impactar negativamente a Qualidade da Energia Elétrica (QEE), especialmente ao introduzir distorções na forma de onda, conhecidas como distorções harmônicas de tensão e corrente [4 - 8].

* Rua Senador José Henrique, nº231 – CEP: 50.070-460 – Recife, PE – Brasil
Tel: (+55 83) 99856-7070 – Email: matheus.rocha@carpevie.com

No Brasil, os requisitos definem limites apenas para a distorção harmônica de tensão, sejam distorções harmônicas individuais ou total [5]. Para quantificar essas distorções, o primeiro passo é realizar estudos teóricos de QEE, baseados em critérios e premissas definidos nos Procedimentos de Rede do SIN, descritos nos submódulos específicos, além de diretrizes particulares estabelecidas pelo ONS [5, 9].
Para a realização dos estudos de QEE, é indispensável a utilização de programas computacionais específicos, que permitam avaliar e quantificar as distorções harmônicas de tensão. Conforme premissas dos Procedimentos de Rede, no Brasil o programa HarmZs, desenvolvido pelo CEPEL é o indicado [10].
Nesse contexto, a disponibilidade de modelos computacionais detalhados torna-se crucial. O uso do programa HarmZs se destaca pela sua capacidade de quantificar o impacto das distorções harmônicas na Rede Básica do SIN, especialmente ao conectar novas cargas e gerações que possuem dispositivos não lineares. As análises devem levar em conta diferentes topologias de rede (operação normal = critério *N*, e contingências simples = critério *N-1*), além da presença de compensação reativa e das fontes geradoras de harmônicos. Nessa fase, são consideradas as correntes harmônicas disponibilizadas pelo fabricante, documentadas no *datasheet* dos inversores [11,12].
Após a conclusão dos estudos teóricos e a obtenção das devidas autorizações necessárias para a conexão, o ONS exige a realização de uma campanha de medição das correntes harmônicas, objetivando validar as análises previamente realizadas por meio de dados reais [2]. Para isso, as medições usualmente são efetuadas próximas aos terminais dos inversores, em pelo menos um inversor de cada uma das UFVs que integram o complexo [5].
Nesse sentido, no presente trabalho, apresentam-se resultados de simulações computacionais realizadas com as correntes harmônicas obtidas a partir do *datasheet* do fabricante, e das medições realizadas em campo para um complexo solar real, que faz uso de inversores *string*, conectado à Rede Básica do SIN, em 500 kV, com potência instalada de 186,05 MW. Para tanto, emprega-se o programa HarmZs na modelagem do empreendimento e obtenção dos indicadores de QEE.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Arranjo típico das Usinas Solares

A primeira etapa para produção de energia elétrica por meio de painéis solares, consiste no processo de converter a irradiação solar, pela célula fotovoltaica, em energia elétrica. A conexão elétrica dessas células é realizada em arranjos série/paralelo para formar um módulo fotovoltaico (ou painel) [4]. Nas UFVs, além dos painéis, destacam-se a rede de média tensão (RMT), que pode ser formada por cabos subterrâneos e/ou linhas aéreas, os *trackers* (rastreadores solares) que ajustam a posição dos painéis solares conforme o deslocamento do sol para otimizar a captação da irradiação, inversores e transformadores elevadores (*step-up transformers*), responsáveis por elevar a tensão CA de saída do inversor (em V) para o nível de tensão da RMT, geralmente em 34,5 kV.

2.2 Inversores – Conversores CC/CA

Os inversores convertem a energia produzida pelos painéis solares (de corrente contínua, CC) para ser injetada no sistema elétrico (para corrente alternada, CA). Além dessa conversão CC/CA, os inversores desempenham outras funções essenciais na operação da usina, a exemplo do rastreamento do ponto de potência máxima (MPPT); e controle de tensão, fazendo uso de sua capabilidade de absorver/injetar potência reativa.
Adicionalmente, os inversores também desempenham um papel para a estabilidade e eficiência da usina solar, contribuindo para elevar a confiabilidade no processo de fornecimento de energia fornecida à rede. Além disso, os inversores são projetados para o monitoramento constante do desempenho dos painéis solares, de modo a proteger o sistema contra falhas, tornando-os indispensáveis para a operação confiável e segura do sistema.

2.3 Qualidade da Energia Elétrica – Premissas, Diretrizes e Requisitos

Considerando um cenário ideal, é possível assumir a modelagem do Sistema Elétrico de Potência (SEP) como um sistema trifásico ideal, em que as tensões em qualquer ponto permanecem perfeitamente senoidais, equilibradas, e com amplitude e frequência constantes [13; 14]. Contudo, ao aprofundar a análise do sistema e levar em consideração, as características não lineares de diversos equipamentos (máquinas elétricas,

conversores, compensadores estáticos, inversores e aerogeradores), observa-se uma série de distúrbios que degradam a forma de onda da tensão. Essas alterações resultam em problemas, ou os distúrbios, na QEE.
A metodologia empregada pelo ONS para a execução dos estudos de QEE, baseia-se na quantificação do impacto no domínio da frequência de uma carga/geração não linear no Ponto de Acoplamento Comum (PAC), fronteira da subestação coletora com a Rede Básica. Esse processo considera tanto as configurações da rede no momento de sua entrada em operação, quanto em cenários futuros, abrangendo situações de operação normal (critério *N*) e cenários com contingências simples e não simultâneas (critério *N-1*).
Para isso, faz-se uso do Método dos Lugares Geométricos (MLG), que consiste em uma avaliação razoavelmente conservadora do impacto individual provocado pela carga/geração não linear. Nesse método, a carga/geração é representada por um equivalente de Norton, enquanto a rede é modelada como um lugar geométrico de admitâncias em um plano G x B (condutância × susceptância) [15]. Procura-se identificar com este método, situações que minimizem o valor da admitância equivalente (carga/geração e rede) vista do PAC, de maneira a maximizar o valor da tensão harmônica resultante. Esta abordagem do MLG é bastante abrangente e permite considerar diversas topologias de rede, em diferentes anos, patamares de carga e diversas contingências, de modo a analisar de forma ampla a contribuição de novos acessantes.
Dessa forma, a partir de tais considerações, torna-se possível representar a variação da admitância observada a partir do PAC, ao longo de diferentes instantes de tempo que compreendem a vida útil da instalação. Neste contexto, para a execução do estudo, três elementos fundamentais são considerados na modelagem: a rede interna (ou rede de média tensão, RMT), a rede externa (sistema elétrico) e a fonte geradora das perturbações (injeção de harmônicos – fonte de corrente).
A RMT refere-se às características especificas do empreendimento a ser conectado à Rede Básica; A rede externa é modelada como um equivalente que representa todo o SIN, a partir da perspectiva do PAC; por fim, a fonte de perturbação, representada como uma fonte de corrente harmônica, corresponde aos inversores em complexos solares. Esse modelo simplificado permite identificar limitações futuras e propor soluções adequadas que impactam diretamente o desempenho elétrico na rede.
A Fig. 1 ilustra a metodologia, na qual a RMT é representada por meio de um equivalente Norton visto do PAC, composto por uma fonte de corrente harmônica (I_h), em paralelo com uma admitância harmônica ($\dot{Y}_{ih}$), e a rede externa representada no plano complexo G × B, por um LG (Lugar Geométrico), que engloba o conjunto de impedâncias harmônicas ($\dot{Y}_{bh}$) equivalentes da rede elétrica vista do PAC.

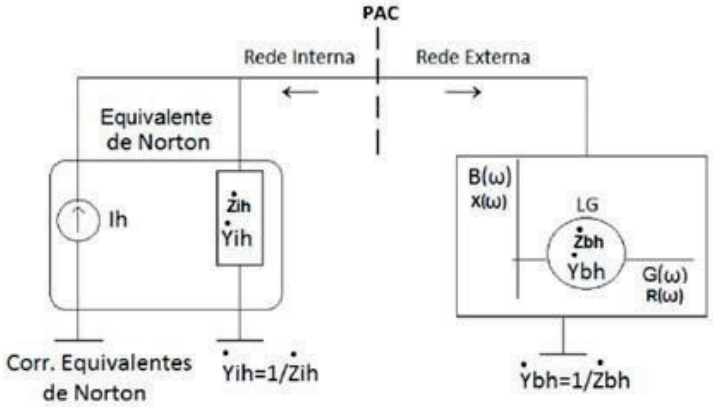


Fig. 1. Representação da modelagem da rede externa, rede de média tensão e correntes harmônicas, observadas a partir do PAC – Domínio da frequência – Programa HarmZs/CEPEL [10].

De modo a mensurar o desempenho do sistema, faz-se necessário quantificar os valores da distorção harmônica máxima (Vh_{max}), distorção harmônica total (DHT) e distorção harmônica individual (DHI). Tem-se as seguintes equações para cálculo desses parâmetros.

$$V_{hmax} = \frac{I_h}{\left|\dot{Y}_{ih} + \dot{Y}_{bh}\right|_{min}} \quad (1)$$

$$DTHT(\%) = \frac{\sqrt{\Sigma_{h=2}^{n} V_h^{\,2}}}{V_1} \times 100 \quad (2)$$

$$DHI(\%) = \frac{V_h}{V_1} \times 100 \quad (3)$$

Sendo: I_h a corrente do equivalente Norton, $\grave{Y}_{ih}$ as admitâncias representativas da rede interna; $\grave{Y}_{bh}$ as admitâncias representativas da rede externa; V_1 o módulo da forma de onda fundamental; V_h o módulo das componentes harmônicas de ordem h, variando de 2 até "n". Usualmente, n = 50.

3 METODOLOGIA

Realiza-se a modelagem dos elementos necessários para as simulações computacionais, utilizando o programa HarmZs. Para tanto, os dados empregados são referentes a um complexo solar real, conectado à Rede Básica do SIN, em 500 kV, com potência instalada de 186,05 MW, em operação comercial, que faz uso de 128 inversores *string*.

Os procedimentos realizados para execução do estudo consistem em: modelar a rede externa, modelar a RMT, calcular as fontes de correntes harmônicas utilizando inicialmente os dados disponibilizados pelo fabricante no *datasheet*, e executar as simulações no programa HarmZs [10]. A partir disso, quantificar a distorção harmônica de tensão, devida ao complexo solar, vista a partir do PAC e avaliar os resultados obtidos frente aos limites estabelecidos pelos Procedimentos de Rede.

Posteriormente, os procedimentos são análogos, mas no cálculo das fontes de correntes harmônicas, faz-se uso das medições das correntes harmônicas realizadas em campo.

Detalha-se na Fig. 2 os fluxogramas das duas metodologias. Em "vermelho" destaca-se a etapa dos dados teóricos, provenientes do *datasheet*, e em "verde" a etapa das medições, inseridos nos procedimentos supracitados. Os quadros em "azul" indicam os procedimentos realizados, já os quadros em "branco" se referem à determinação de filtros harmônicos, caso se faça necessário [11].

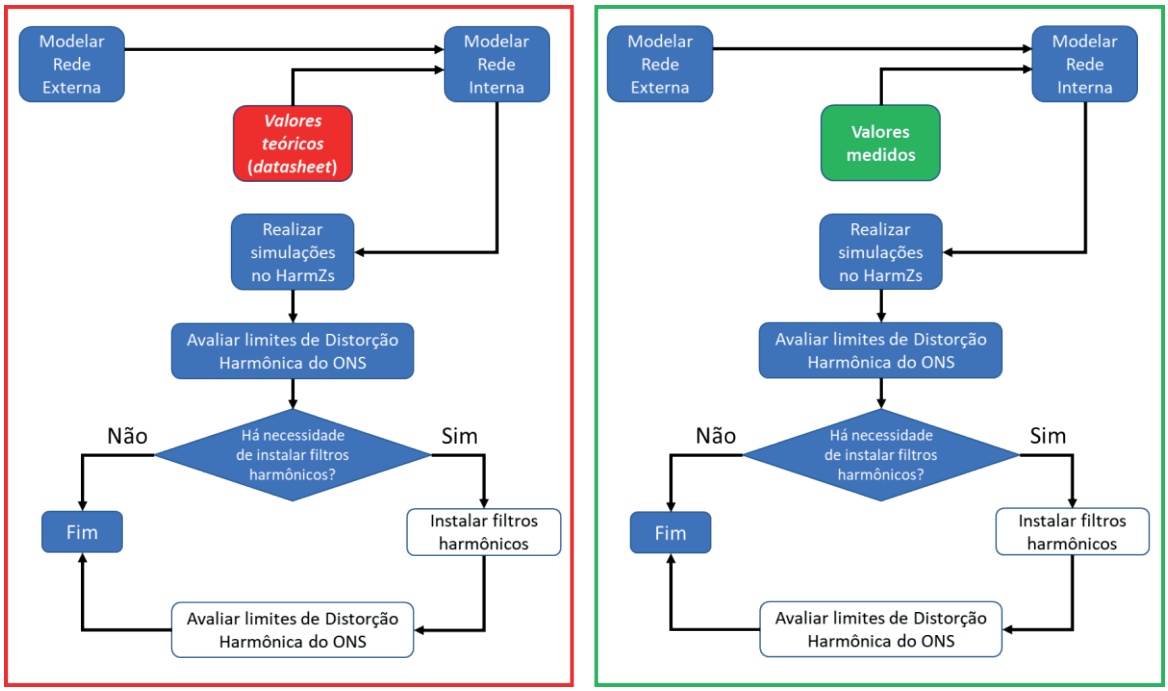


Fig. 2: Fluxogramas das metodologias – valores teóricos versus medições em campo.

3.1 Modelagem da Rede Externa – Rede Básica do SIN

Para realização da modelagem da Rede Externa, faz-se uso dos arquivos disponibilizados pelo ONS, compatíveis com o programa HarmZs. Nesses arquivos, todos os elementos que compõem a Rede Básica do SIN estão inseridos, a exemplo de subestações, linhas de transmissão, transformadores, reatores, bancos de capacitores e compensadores estáticos e síncronos. As cargas são desconsideradas nestes estudos, conforme determinam as instruções específicas do ONS [9].

A fim de se ter a resposta em frequência do sistema para diferentes configurações, consideram-se os horizontes: 2022 a 2026, nos patamares de carga mínima noturna, máxima diurna e máxima noturna, cenários Verão e Inverno. Para tanto, além do sistema íntegro (critério *N*), avaliam-se também contingências operacionais simples e não simultâneas (critério *N-1*), a partir do PAC até a terceira vizinhança.
Assim, considerando para cada caso operação normal e contingências, nos 27 casos (2022 - verão, 2023, 2024, 2025 e 2026, carga mínima noturna, máxima diurna e máxima noturna, inverno e verão), tem-se 3.489 pontos no LG. Este equivalente do SIN representa a resposta em frequência do sistema no espectro da 2ª até 50ª ordem harmônica (120 Hz até 3,0 kHz). Esta etapa é comum para ambas as simulações, tanto naquela que se faz uso dos valores teóricos, quanto para as medições em campo, visto que as duas utilizam o mesmo arquivo com a representação equivalente do SIN.

3.2 Modelagem da Rede de Média Tensão (RMT) 34,5 kV – Rede Interna

A modelagem da Rede de Média Tensão (RMT) consiste na representação de todos os elementos que compõem o complexo solar, que por sua vez possui 6 UFVs. No empreendimento analisado, foram modelados 35 transformadores, sendo 01 transformador 500/34,5 kV (transformador da coletora) e 34 transformadores 34,5/0,63 kV (*step-up transformer*); 36 trechos de conexão entre os elementos, já considerando a linha de transmissão 500 kV que conecta a coletora com o PAC, e cabos subterrâneos e/ou linhas aéreas que compõem a RMT; por fim, 34 fontes harmônicas, proveniente dos 128 inversores. Na modelagem das fontes harmônicas, os inversores foram agrupados em 8 conjuntos de 3 unidades e 26 conjuntos de 4 unidades, nesta etapa considera-se a agregação do tipo vetorial para estes equivalentes [17].

3.3 Valores teóricos – *Datasheet* dos inversores

Utiliza-se o *datasheet* do inversor com as amplitudes das correntes harmônicas disponibilizado pelo fabricante para representar a poluição harmônica decorrente da eletrônica de potência associada a esse equipamento. Para modelagem no HarmZs, considera-se as componentes de ordem 2 a 50 (120 Hz a 3,0 kHz), com as medições em laboratório realizadas em conformidade com normas específicas [16].

3.4 Medições em campo

Estando as 6 UFVs em operação, foram realizadas medições em campo para determinar as correntes harmônicas, na faixa da 2ª a 50ª (120 Hz a 3,0 kHz), conforme [16]. O medidor de qualidade da energia foi instalado no barramento de baixa tensão (630 V) dos inversores, antes do transformador 34,5/0,63 kV, de modo a medir a contribuição harmônica apenas de 01 (um) inversor. As medições foram realizadas em 6 inversores, sendo 1 inversor por UFV.
Na campanha de medição, fez-se uso de um medidor de QEE, padrão Classe A, para harmônicos e flicker.

3.5 Limites de Distorção Harmônica de Tensão – Limites Individuais (DHI) e Total (DTHT)

Os limites para a distorção harmônica de tensão constam nas referências [3 e 12]. Especificamente para o estudo em análise, fez-se o uso dos valores apresentados na referência [3].

4 RESULTADOS

4.1 Análise Comparativa das Medições em campo

Comparando-se as medições em campo, para distintos inversores no complexo solar avaliado, observa-se a presença da "distorção de background", ou "contribuição de fundo" advinda do sistema elétrico quando das medições.
A presença da "distorção de background" pode ser observada na Fig. 3. A depender do ponto de medição (usina e inversor), as amplitudes das correntes harmônicas de mesma ordem diferem significativamente.
Merecem destaques as componentes de 2ª, 5ª, 7ª, 43ª e 45ª harmônicas, não apenas pela amplitude, mas pelas significativas diferenças observadas nas medições em inversores distintos, para um mesmo complexo solar.

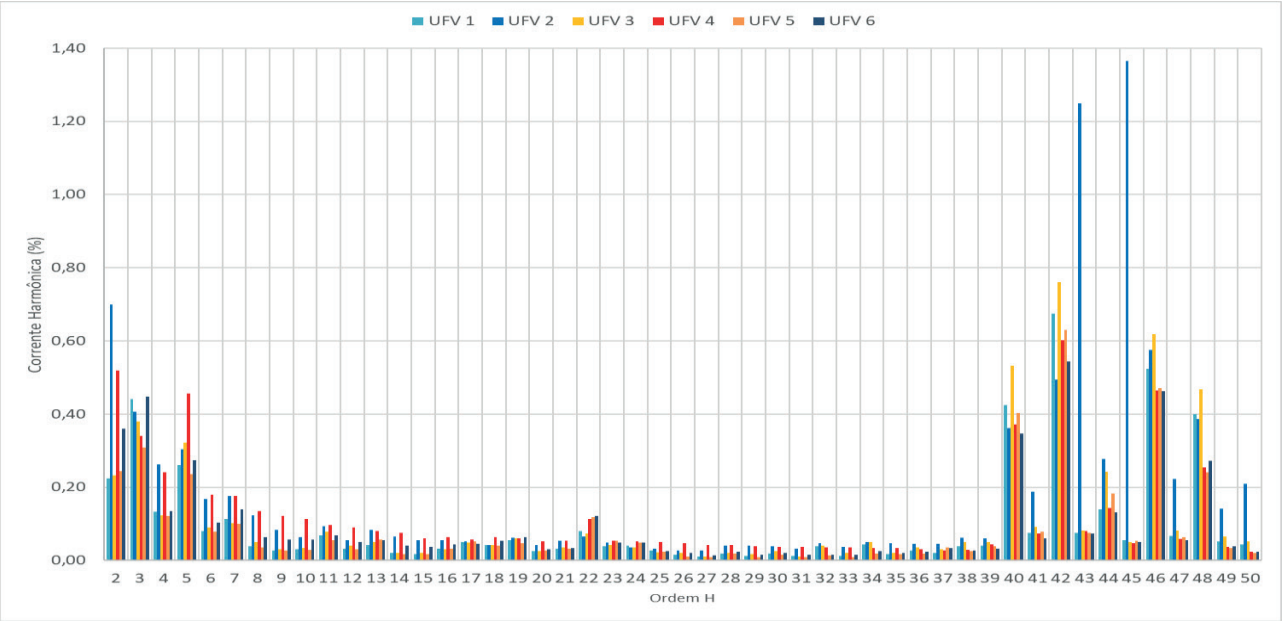


Fig. 3: Comparativo das correntes harmônicas medidas nas 6 UFVs.

4.2 Análise Comparativa – Valores teóricos versus Medições em campo

De acordo com os Procedimentos de Rede, para avaliar a polução harmônica, devem ser considerados os máximos dos máximos individuais para todas as ordens harmônicas. Desta forma, apresenta-se a seguir um gráfico comparativo das correntes harmônicas teóricas (*datasheet*), e medidas. Para tanto, considera-se os máximos dos máximos das correntes medidas (em azul), com os valores do *datasheet* (em vermelho). Na Fig. 4 apresenta-se as amplitudes das correntes harmônicas teóricas e medidas por inversor, para as harmônicas de ordem 2 a 50.

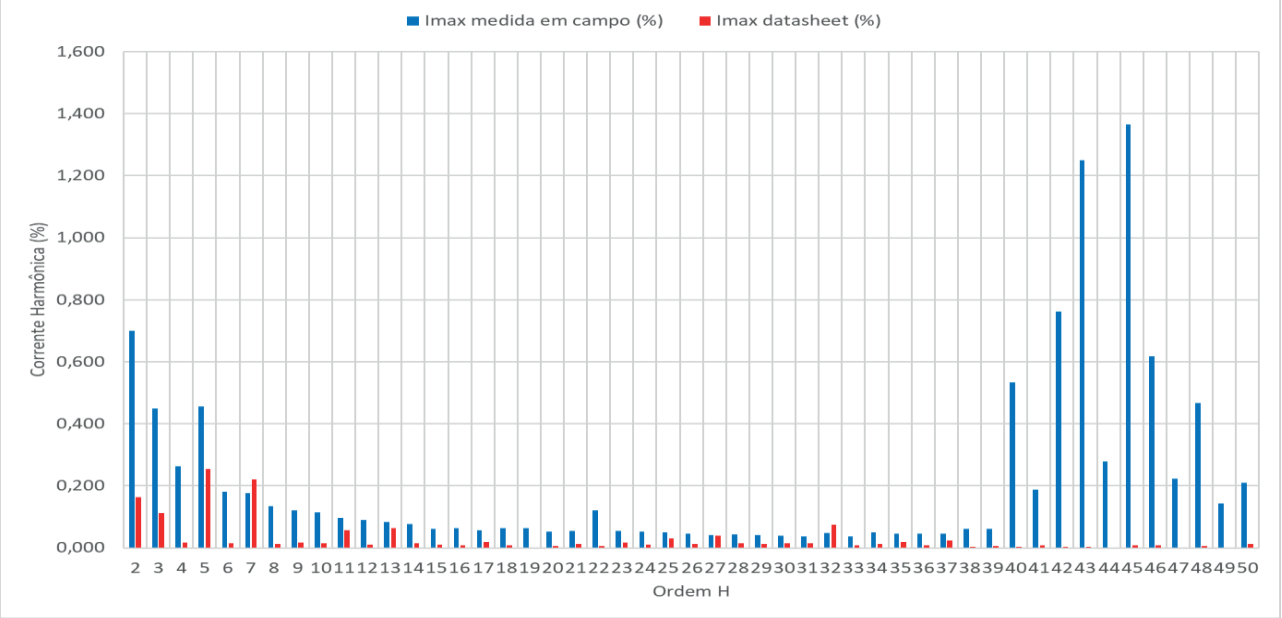


Fig. 4: Comparativo das correntes harmônicas teóricas versus correntes medidas.

A partir das medições realizadas em campo, observa-se na Fig. 4, amplitudes bem mais elevadas para as medições quando comparado com o datasheet do fabricante. As maiores diferenças são verificadas para as harmônicas de ordem 2, 3, 4, e acima da 40.

4.3 Distorções Harmônicas Individuais (DHI) e Total (DTHT)

Apresenta-se na Tabela II uma síntese das distorções harmônicas individuais (DHI) e total (DTHT), obtidas a partir da utilização dos valores teóricos (em azul) e medidos (em verde). Destaca-se que em ambos os casos avaliados, os limites estabelecidos pelo ONS não foram violados.

TABELA II. SÍNTESE DOS RESULTADOS – COMPARAÇÂO PARA OS VALORES TEÓRICOS VERSUS VALORES MEDIDOS

H	DHI (%) datasheet	DHI (%) medições	Limites ONS (%)	H	DHI (%) datasheet	DHI (%) medições	Limites ONS (%)	H	DHI (%) datasheet	DHI (%) medições	Limites ONS (%)	H	DHI (%) datasheet	DHI (%) medições	Limites ONS (%)
2	0,0395	0,1266	0,3	15	0,0004	0,0009	0,6	27	0,0013	0,0004	0,6	39	0,0001	0,0002	0,6
3	0,0303	0,0998	0,6	16	0,0002	0,0007	0,3	28	0,0005	0,0003	0,4	40	0,0002	0,0013	0,4
4	0,0016	0,0288	0,3	17	0,0002	0,0005	0,6	29	0,0005	0,0003	0,6	41	0,0003	0,0004	0,6
5	0,0102	0,0118	0,6	18	0,0002	0,0013	0,3	30	0,0005	0,0002	0,4	42	0,0002	0,0025	0,4
6	0,0007	0,0030	0,3	19	0,0001	0,0023	0,6	31	0,0005	0,0003	0,6	43	0,0002	0,0054	0,6
7	0,0126	0,0037	0,6	20	0,0001	0,0029	0,3	32	0,0039	0,0003	0,4	44	0,0001	0,0007	0,4
8	0,0007	0,0040	0,3	21	0,0004	0,0078	0,6	33	0,0031	0,0001	0,6	45	0,0002	0,0047	0,6
9	0,0008	0,0030	0,6	22	0,0002	0,0204	0,3	34	0,0016	0,0001	0,4	46	0,0002	0,0029	0,4
10	0,0006	0,0020	0,3	23	0,0004	0,0017	0,6	35	0,0023	0,0001	0,6	47	0,0001	0,0007	0,6
11	0,0009	0,0004	0,6	24	0,0003	0,0010	0,4	36	0,0009	0,0002	0,4	48	0,0001	0,0017	0,4
12	0,0002	0,0003	0,3	25	0,0015	0,0009	0,6	37	0,0017	0,0002	0,6	49	0,0001	0,0004	0,6
13	0,0016	0,0006	0,6	26	0,0001	0,0006	0,4	38	0,0002	0,0002	0,4	50	0,0002	0,0006	0,4
14	0,0002	0,0007	0,3									DTHT(%)	0,0529	0,1661	1,5

Nos dois casos aqui comparados, não se faz necessário dimensionar e alocar filtros harmônicos, visando mitigar as eventuais violações nas DHI. Contudo, verifica-se que as DHI obtidas a partir dos valores medidos apresentam amplitudes consideravelmente maiores quando comparadas aos valores teóricos.

Avaliando sob a ótica do CAPEX (*Capital Expendure*), os dois resultados obtidos não impactam no planejamento financeiro inicial do empreendimento, haja vista o fato de não se faz necessária a implantação de filtros de harmônicos.

Com relação a DTHT, assim como para as DHI, não se observam violações que ultrapassem o limite estabelecido pelo ONS. Ao comparar a DTHT obtida a partir dos valores teóricos e medidos, observa-se uma diferença de 0,1132% entre elas, reforçando o fato das amplitudes das correntes medidas serem maiores que as teóricas.

5 CONCLUSÕES

Neste trabalho apresenta-se uma análise comparativa entre os valores teóricos, disponibilizados pelos fabricantes via *datasheet*, e os valores medidos em campo das correntes harmônicas, visando mensurar a as distorções harmônicas de um complexo solar real, que faz uso inversores do tipo *string*.

Para tanto, faz-se uso de simulações computacionais com o programa HarmZs/CEPEL, segundo diretrizes e critérios dos Procedimentos de Rede do SIN, bem como instruções específicas do ONS.

A partir dos resultados, constata-se que a partir da utilização do *datasheet*, os resultados apresentam valores de menor amplitude para as DHI, quando comparados os resultados obtidos a partir das medições em campo. De igual modo, observa-se que com os dados medidos, tem-se um valor de maior amplitude para a DTHT. Apesar das distinções entre os valores obtidos com as correntes teóricas e medidas, não se verificam violações dos limites estabelecidos para a DHI e DTHT, nos dois casos analisados.

Sendo assim, nos casos aqui comparados, não se faz necessário dimensionar e alocar filtros harmônicos, visando mitigar as distorções para valores abaixo dos limites. Contudo, a partir dos dados medidos, observa-se a presença da "distorção de background", advinda do sistema elétrico quando das medições. Merecem destaques as componentes de 2ª, 5ª, 7ª, 43ª e 45ª harmônicas, não apenas pela amplitude, mas pelas significativas diferenças observadas nas medições em inversores distintos, distribuídos no complexo solar.

Constata-se que a depender do dado de entrada (*datasheet* ou medições), os resultados divergem consideravelmente. A depender das particularidades do empreendimento, tais divergências podem indicar inicialmente a não necessidade de alocar filtros de harmônicos e após as medições, verificar a necessidade de adotá-los, impactando diretamente no CAPEX do empreendimento, podendo comprometer sua viabilidade financeira.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. *Resolução Normativa ANEEL Nº 1.029*. Jul. 2022

[2] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. *Submódulo 7.1 – Acesso às instalações de transmissão – Procedimental.* Rev. 2024.06, Jun. 2024.

[3] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. *Submódulo 2.9 – Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica – Requisitos.* Rev. 2022.10, Out. 2022.

[4] J. S. Carvalho, *Inversor Monofásico CC/CA e sua Aplicação em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. Trabalho de Conclusão de Curso*. Varginha, MG. Centro Universitário do Sul de Minas, 2016

[5] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. *Instruções para Realização de Estudos e Medições de QEE Relacionados aos Acessos à Rede Básica ou aos Barramentos de Fronteira com a Rede Básica para Parques Eólicos, Solares, Consumidores Livres e Distribuidoras*. ONS NT 009/2016 – REV. 03 – Abr. 2019.

[6] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. *Representação de Centrais Eólicas e Fotovoltaicas em Estudos de Fluxo de Potência, Transitórios Eletromecânicos e Curto*. ONS DPL-REL-0344/2019. Dez. 2019.

[7] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. *Submódulo 7.8 – Avaliação do impacto do acesso ou integração à Rede Básica de instalações com elementos não lineares ou especiais – Operação.* Rev. 2022.10, Out. 2022.

[8] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. *Submódulo 9.7 – Indicadores de qualidade de energia elétrica da Rede Básica – Indicadores*. Rev. 2020.12, Jan. 2021.

[9] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, *Instruções para Realização de Estudos e Medições de QEE Relacionados aos Acessos à Rede Básica ou aos Barramentos de Fronteira com a Rede Básica para Parques Eólicos, Solares, Consumidores Livres e Distribuidoras*. ONS NT 009/2016 – REV 03. Abr. 2019.

[10] Centro de Pesquisa de Energia Elétrica – CEPEL, Estudos de Comportamento Harmônico e Análise Modal de Redes Elétricas – HarmZs. Web Site, http://www.cepel.br/pt_br/produtos/harmzs-estudos-de-comportamento-harmonico-e-analise-modal-de-redes-eletricas.htm

[11] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. *Submódulo 2.3. Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos – Metodologia*. Rev. 2021.08. Set. 2021.

[12] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. *Submódulo 2.3. Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos – Critérios*. Rev. 2022.10, Out. 2022.

[13] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. *PRODIST, Módulo 8.* Jan. 2022.

[14] H. S. Bronzeado, Á. J. P. Ramos, J. C. de Oliveira, J. P. G. de Abreu, A. C. Arruda, C. A. L. Brandão, "Uma Proposta de Nomenclatura Nacional de Termos e Definição Associados à Qualidade da Energia Elétrica" *II SBQEE – Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica*, Nov. 1997

[15] F. C. Veliz, S. L. Varricchio, C. O. Costa, "Metodologia para Representação de Redes Elétricas por Polígonos de Admitâncias para Estudos de Impacto Harmônico" *XXII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Out. 2013.

[16] International Standard – IEC 61400-21, *Wind turbines – Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines*. Edição 2.0. Datado de Ago. 2008.

[17] M. R. Alves, A. B. Fernandes, G. R. S. Lira, K. M. C. Dantas e M. S. M. Sobral, "ESTUDOS DE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA: FATOR DE AGREGAÇÃO APLICADO A USINAS FOTOVOLTAICAS COM INVERSORES STRING" *XIX ERIAC – Encontro Regional Ibero Americano do CIGRE,* Mai. 2023.

Comité de Estudios C4 - Desempeño técnico de sistemas de potencia

METODOLOGÍA DE HOMOLOGACIÓN DE LOS MODELOS MASA-RESORTE DE UNIDADES TÉRMICAS PARA ESTUDIOS DE RESONANCIA SUBSÍNCRONA

MANFRED. F. BEDRIÑANA
COES-SINAC, Universidad Nacional de Ingeniería
Perú
manfred.bedrinana@coes.org.pe,
mbedrinana@uni.edu.pe

Resumen *– El artículo propone una metodología de homologación de los modelos masa-resorte de unidades térmicas, los cuales fueron reportados por los titulares de generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú (SEIN) considerando inicialmente los ensayos torsionales realizados por los fabricantes a los sistemas turbina-generador. La metodología está basada en ensayos realizados en campo sobre las unidades de generación y en la elaboración de modelos del sistema mecánico modal, y esto permitió validar/corregir las inercias y frecuencias de los modos torsionales subsíncronos de las unidades reportadas. La metodología se aplicó a la homologación de modelos masa-resorte de más de 40 unidades térmicas que cuentan con diferentes fabricantes y modelos de múltiples masas.*

Palabras clave: Homologación de sistemas de control – Unidades térmicas – Modelo masa-resorte del sistema turbina-generador – Resonancia subsíncrona

1 INTRODUCCIÓN

Los estudios de simulaciones dinámicas en sistemas de potencia tienen como objetivo analizar el control (frecuencia y tensión), estabilidad y diversos fenómenos dinámicos de interés. Inicialmente la estabilidad quedó definida considerando el análisis del ángulo del rotor de los generadores, frecuencia y tensión; sin embargo, en la nueva clasificación de estabilidad del IEEE se incluye a la estabilidad de resonancia y estabilidad de convertidores [1]. La estabilidad de resonancia, la cual está relacionada con el fenómeno de Resonancia Subsíncrona, no es nueva, dado que ya venía siendo estudiada desde hace varias décadas [2] y, debido a los requisitos actuales para la conexión de nuevas instalaciones a los sistemas de potencia, este tipo de estabilidad está adquiriendo una mayor importancia.

El fenómeno de Resonancia Subsíncrona agrupa un conjunto de interacciones dinámicas a nivel subsíncrono (frecuencias menores que la síncrona) que puede manifestarse a un nivel eléctrico y mecánico entre elementos de la red eléctrica y los sistemas turbina-generador de unidades térmicas [3]. Estas interacciones dinámicas pueden producir problemas de estabilidad torsional en las unidades térmicas, lo que puede ocasionar torsión, fatiga, incluso quiebre en secciones del eje que mantienen unidas las masas rotóricas del sistema turbina-generador. En ese sentido, resulta siendo importante la representación del sistema dinámico de secciones de ejes y turbina-generador mediante el modelo físico denominado “modelo masa-resorte” [4].

En general, la representación de los sistemas de potencia mediante modelos matemáticos permite la ejecución de estudios de simulaciones dinámicas, los cuales se caracterizan por reproducir el comportamiento dinámico del sistema en el dominio del tiempo y frecuencia. Para que exista una correspondencia correcta entre las simulaciones y el comportamiento real del fenómeno dinámico, es importante que los modelos matemáticos de los sistemas de control estén validados acorde con pruebas de homologación en campo.

En el Perú, se debe cumplir con los requisitos y procesos a seguir para la integración, modificación o retiro de instalaciones eléctricas al SEIN, de acuerdo con lo señalado en el Procedimiento Técnico COES PR-20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN”, el cual, en sus últimas versiones, incluye el

Anexo 5 “Pruebas de Homologación de Modelos” [5]. Este anexo tiene como objetivo especificar las pruebas de homologación, que como mínimo corresponde realizar a cada tipo de instalación que se conecta al SEIN, y determina los requisitos a cumplir, el proceso, y la obtención de los modelos matemáticos de los controladores. Como parte del Anexo 5, las unidades térmicas deben presentar información relacionada a su modelo masa-resorte del conjunto turbina-generador, por lo que tienen que remitir diversas informaciones que provienen esencialmente de ensayos torsionales realizados por los fabricantes a los sistemas turbina-generador. El reporte de la información de los modelos masa-resorte y su validación suelen presentar desafíos diversos.

El presente articulo presenta una metodología de homologación de los modelos masa-resorte de unidades térmicas, considerando inicialmente los ensayos torsionales realizados por los fabricantes a los sistemas turbina-generador. La metodología está basada en otros ensayos realizados en campo sobre las unidades de generación y en la elaboración de modelos relacionados al sistema mecánico modal, y permitió validar/corregir las inercias y frecuencias de los modos torsionales subsíncronos de las unidades reportadas. La metodología se aplicó a la homologación de modelos masa-resorte de más de 40 unidades térmicas que cuentan con diferentes fabricantes y modelos de múltiples masas. Los resultados se muestran sobre la aplicación de la metodología a casos específicos reales en la homologación de unidades térmicas del SEIN.

2 MARCO TEÓRICO

2.1 Interacciones Subsíncronas y Resonancia Subsíncrona

En general, las interacciones dinámicas a nivel subsíncrono, denominadas “interacciones subsíncronas”, se caracterizan por presentar modos oscilatorios con frecuencias menores a la síncrona (frecuencias entre 5 Hz a 55 Hz para 60 Hz) que puede manifestarse entre sistemas dinámicos eléctricos y mecánicos de diversos elementos de los sistemas de potencia. En la Figura 1 se muestra las posibles interacciones subsíncronas en sistemas de potencia, donde se puede observar interacciones eléctricas o mecánicas entre bancos de capacitores serie de líneas de transmisión compensadas y el sistema eléctrico del generador o sistema mecánico turbina-generador de unidades térmicas, respectivamente. Este tipo de fenómeno viene siendo denominado en la literatura como Resonancia Subsíncrona SSR (*Subsynchronous Resonance*).

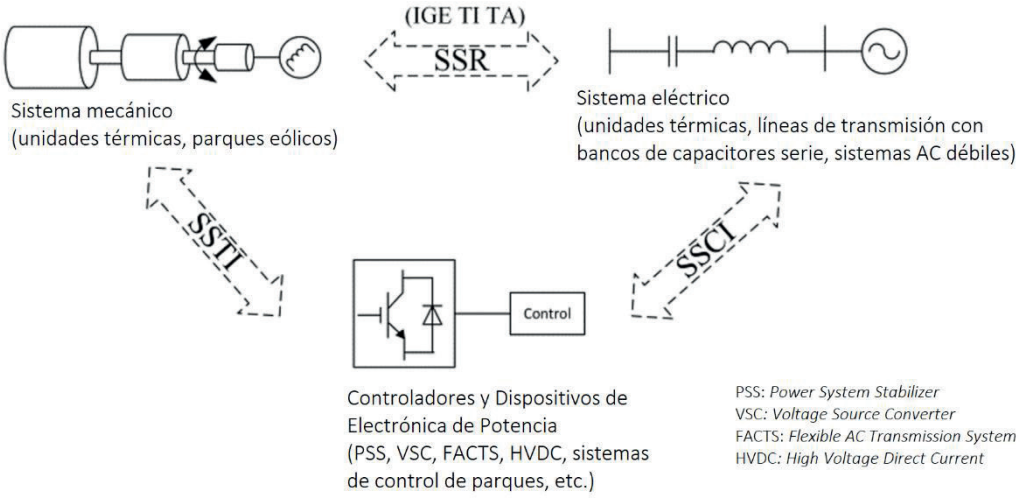


Fig. 1. Interacciones subsíncronas en sistemas de potencia.

Acorde con la referencia [3], el IEEE define formalmente el fenómeno de SSR de la siguiente forma:

> *Las oscilaciones subsíncronas son una condición del sistema eléctrico de potencia en la que la red eléctrica intercambia energía significativa con un sistema turbina-generador en una o más frecuencias naturales del sistema combinado por debajo de la frecuencia síncrona del sistema después de una perturbación.*

A su vez, el fenómeno de SSR se puede clasificar en: Efecto Generador de Inducción SSR-IGE (*Induction Generator Effect*), Interacción Torsional SSR-TI (*Torsional Interaction*) y Amplificación de Torque SSR-TA (*Torque Amplification*). El fenómeno SSR-IGE produce interacciones eléctricas, que involucra a la red

eléctrica de transmisión y el modelo eléctrico del generador, y puede configurar resonancias eléctricas que producen la autoexcitación del sistema eléctrico (por ejemplo, como visto en procesos de restablecimiento de red o *black-start*). En cambio, los fenómenos SSR-TI y SSR-TA producen interacciones mecánicas (torsionales), que involucra a la red eléctrica de transmisión y los modelos eléctrico/mecánico del generador, y pueden producir torsión, fatiga, incluso quiebre en secciones del eje que mantienen unidas las masas rotóricas del sistema turbina-generador. En la práctica, los fenómenos de SSR-IGE y SSR-TI se relacionan con la autoexcitación del sistema eléctrico y mecánico, respectivamente, y se pueden estudiar en régimen de estado estacionario mediante modelos a pequeña señal (lineales) usando herramientas diversas (barrido en frecuencia, autovalores, entre otros). Finalmente, el fenómeno de SSR-TA está asociado a altos torques transitorios provocados por perturbaciones y requiere que su estudio se realice en régimen transitorio mediante modelos no lineales usando herramientas como las simulaciones electromagnéticas EMT (*ElectroMagnetic Transient*).

La interacción torsional subsíncrona SSTI (*Subsynchronous Torsional Interaction*) se produce entre el sistema mecánico turbina-generador de unidades térmicas y controladores/dispositivos de electrónica de potencia de las mismas unidades térmicas, como PSS (*Power System Stabilizer*), o controladores/dispositivos de electrónica de potencia de elementos externos a las unidades térmicas, como controladores de VSC (*Voltage Source Converter*), FACTS (*Flexible AC Transmission System*) y HVDC (*High Voltage Direct Current*). La interacción de control subsíncrona SSCI (*Subsynchronous Control Interaction*) se produce principalmente entre los sistemas de control de parques (eólicos y solares) y elementos de la red eléctrica como bancos de capacitores serie de líneas de transmisión compensadas o sistemas AC débiles (líneas largas).

2.2 Modelo masa-resorte

Para el análisis de los fenómenos de SSR-TI, SSR-TA y SSTI se requiere la representación del sistema mecánico turbina-generador de las unidades térmicas, el cual comprende las masas rotóricas del conjunto turbina-generador y las secciones de ejes que las mantienen unidas, y esto se realiza mediante el modelo físico denominado modelo masa-resorte. En la Figura 2 se muestra un modelo masa-resorte genérico del conjunto de eje turbina-generador [4]. Las masas concentradas de las turbinas suelen ser representativas de las principales secciones de la turbina; por ejemplo, en el caso de las turbinas de vapor se tienen turbinas de alta presión HP (*High Pressure*), presión intermedia IP (*Intermediate Pressure*) y turbinas de baja presión LP (*Low Pressure*). El modelo incluye la masa que representa al generador (rotor), la masa de la caja de cambio de velocidad (*Gear Box*) y la masa del sistema de excitación, esto último para los sistemas de excitación tipo AC y DC.

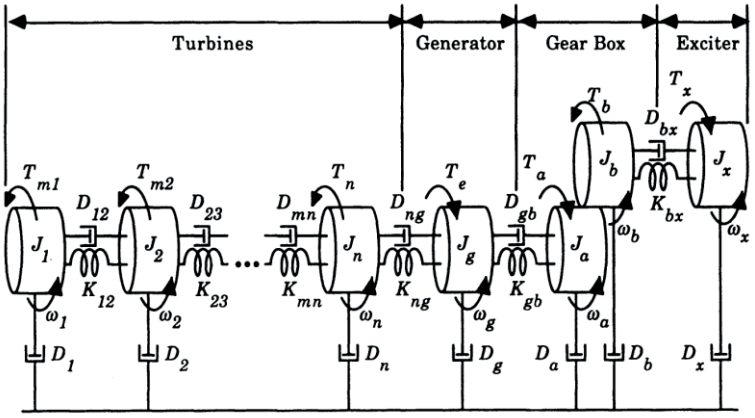


Fig. 2. Modelo masa-resorte genérico del conjunto de eje turbina-generador [4].

El modelo masa-resorte del sistema conjunto turbina-generador queda representado por la siguiente expresión:

$$J_i \frac{d\omega_i}{dt} = T_{mi} - D_i\omega_i - \sum_{j\in\Omega_i} D_{ij}(\omega_i - \omega_j) - \sum_{j\in\Omega_i} K_{ij}(\theta_i - \theta_j)$$

donde:

J_i: Momento de inercia de la masa i (kg-m^2).
ω_i: Velocidad angular mecánica de la masa i (rad/s).
θ_i: Ángulo mecánico de la masa i (rad).
T_{mi}: Torque de la masa i (N-m), representa torque mecánico en turbinas y eléctrico en el generador.

D_i: Coeficiente de amortiguamiento de la masa i (N-m s/rad).
D_{ij}: Coeficiente de amortiguamiento entre las masas i y j (N-m s/rad).
K_{ij}: Constante elástica entre las masas i y j (N-m/rad).
Ω_i: Conjunto de masas conectadas directamente a la masa i.

Comúnmente las informaciones que suelen reportar los titulares de generación respecto de los modelos masa-resorte son: i) el momento de inercia J_i, obtenido en función de la forma GR^2, donde R es el radio de la masa, ii) fracción de potencia de cada turbina, en % respecto a la potencia nominal, iii) constantes elásticas K_{ij} y iv) pares de polos de la unidad, es decir, un (1) par de polos representa una velocidad de 3600 RPM. Cabe resaltar que los coeficientes de amortiguamiento D_i y D_{ij} son parámetros que suelen ser pequeños y comúnmente no son informados, dado que dependen de la fricción en los alabes de las turbinas, pérdidas y la carga en la unidad.

3 METODOLOGÍA DE HOMOLOGACIÓN DE LOS MODELOS MASA-RESORTE

3.1 Problemas en el reporte de los modelos masa-resorte

Dado que los modelos masa-resorte de unidades térmicas se obtienen directamente de los ensayos torsionales realizados por los fabricantes a los sistemas turbina-generador, inicialmente fue complicado establecer una validación directa de los parámetros del modelo masa-resorte. No obstante, se podría establecer una validación indirecta usando las siguientes informaciones:

- En los análisis de barrido en frecuencia y amortiguamiento modal que se utilizan para evaluar los fenómenos de SSR-TI, los modelos masa-resorte suelen ser reducidos en sistemas mecánicos modales, en los cuales solamente se analizan los correspondientes modos subsíncronos. Esta elaboración de modelos permitirá extraer la información relevante para su utilización en los análisis de SSR.
- Como parte del proceso de homologación de los sistemas de control, se cuentan con otros ensayos realizados en campo sobre las mismas unidades de generación. Un ensayo de particular importancia, que puede respaldar parte de los parámetros del modelo masa-resorte, viene a ser la prueba de rechazo de carga, la cual se enfoca en el cálculo de la inercia total de la unidad de generación.
- Finalmente, los fabricantes suelen incluir en los informes de los ensayos torsionales información relacionada con las frecuencias de algunos modos torsionales. Esto puede ser sugerido como parte de la información a remitir junto con los modelos masa-resorte.

3.2 Elaboración de modelos: Sistema mecánico modal

En el modelo masa-resorte, los rotores individuales dispuestos sobre el eje pueden oscilar entre sí debido a las secciones elásticas del eje. Existen varios modos de oscilación torsional que dependen del número de rotores, es decir, se presentan $N-1$ modos, donde N es el número de masas rotóricas. La frecuencia y forma del modo se determina a partir de la geometría del eje e inercias de los rotores.

Se puede elaborar un sistema mecánico modal equivalente, que consiga descomponer las dinámicas en modos torsionales, mediante una transformación matemática adecuada que considere la matriz $[Q]$. El modelo mecánico modal del sistema conjunto turbina-generador fue linealizado y queda representado por [6]:

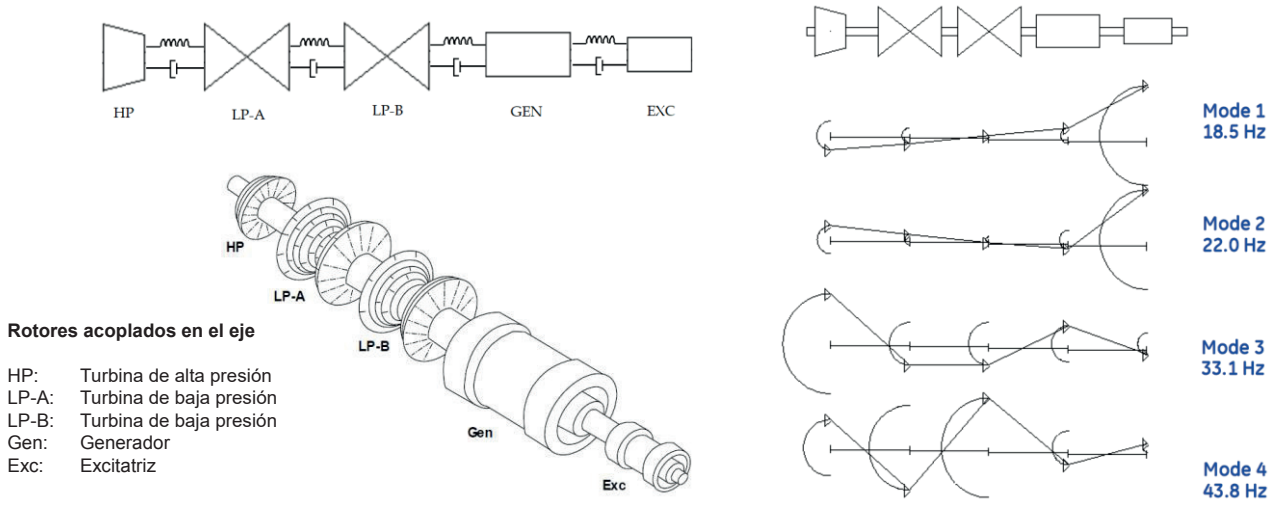
$$\frac{2H_i}{\omega_s}\frac{d^2\Delta\delta_i}{dt^2} + K_i\Delta\delta_i = -\Delta T_e, \quad i = 0,1,2,\dots,(N-1)$$

donde:

H_i: Constante de inercia del modo torsional i (s).
ω_s: Velocidad angular eléctrica síncrona (rad/s). Para $f_s = 60$ Hz, $\omega_s = 120\pi$ rad/s ≈ 377 rad/s.
$\Delta\delta_i$ Variación del ángulo eléctrico relacionado al modo torsional i (rad).
K_i: Constante elástica relacionada al modo torsional i (N-m/rad).

Cuando $N = 0$ se obtiene el denominado "modo 0" (o modo común), donde todas las masas rotóricas oscilan en un grupo coherente. Para estas condiciones $K_0 = 0$ y $H_0 = \sum_i H_i$, donde H_i es la constante de inercia de la masa i. Los vectores columna de la matriz $[Q]$ definen la forma de los modos (*mode shape*), es decir, describen el sentido de la oscilación de cada una de las masas rotóricas en un modo torsional particular. Los elementos Q_{ng} de estos vectores, donde ng viene a ser la posición de la masa rotórica del generador, determinan la participación de las diferentes masas, en relación con el rotor del generador, para en un modo torsional

particular. En la Figura 3(a) se muestra el modelo masa-resorte de una unidad térmica con turbina a vapor (TV) y en la Figura 3(b) se muestra la forma de los modos torsionales.



3(a) Modelo masa-resorte 3(b) Forma de los modos torsionales

Fig. 3. Análisis modal de una unidad TV.

3.3 Pruebas de ensayo de respaldo: Prueba de rechazo de carga

La prueba de rechazo de carga forma parte de los ensayos que se realizan en las pruebas de homologación de las centrales de generación convencional, incluido las unidades térmicas, y permite determinar la constante de inercia del conjunto turbina-generador H. Este ensayo se realiza considerando un rechazo de la carga eléctrica, como mínimo, del 30% de la potencia nominal de la unidad. La obtención de la constante de inercia H (en s) para las unidades generadoras se obtiene ajustando el modelo de simulación ante la prueba de rechazo de carga.

Conceptualmente, la constante de inercia se obtiene a partir de la ecuación diferencial de movimiento de la máquina síncrona obtenida del modo 0 (ecuación de oscilación):

$$\frac{2H}{\omega_s}\frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e$$

donde:

H: Constante de inercia de la unidad (s), incluye las masas rotóricas conectadas al eje $H = H_0$.
δ Ángulo eléctrico del rotor del generador (rad).
P_m: Potencia activa mecánica de la unidad (p.u.).
P_e: Potencia activa eléctrica de la unidad (p.u.).

El rechazo de la carga eléctrica P_e se realiza a partir de la apertura franca del interruptor de máquina, es decir, $P_e = 0$, evitando producir dicha apertura a partir de un disparo ya sea mecánico o proveniente de alguna protección. Se obtienen las respuestas dinámicas en el tiempo en esta condición, registrando la potencia activa eléctrica P_e y la frecuencia f. En estas condiciones la potencia activa mecánica P_m se mantiene en un valor de 0.3 p.u. como mínimo.

La constante de inercia se puede obtener a partir de la siguiente expresión:

$$H = \frac{P_r \cdot f_s}{2S_{nom}\frac{df}{dt_0}}$$

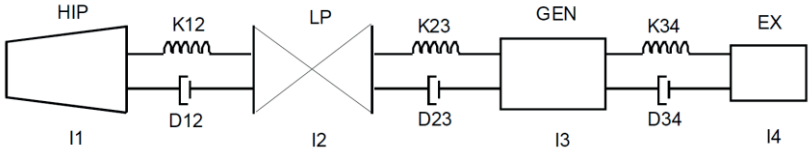
donde:

P_r: Potencia activa rechazada (p.u.). En condiciones de ensayo, $P_r = P_m = 0.3$ p.u.
S_{nom}: Potencia aparente nominal de la unidad (MVA).
df/dt_0: Pendiente inicial de la curva de la frecuencia en el momento del rechazo de carga (Hz/s).

3.4 Formatos de presentación de los modelos masa-resorte

Los formatos utilizados para la presentación de los modelos masa-resorte se encuentran en las Tablas I y II. Como ejemplo, en la Tabla I se muestra el modelo masa-resorte del conjunto de eje turbina-generador de una unidad térmica con turbina a vapor (TV).

TABLA I. MODELO MASA-RESORTE DEL CONJUNTO TURBINA-GENERADOR DE UNA UNIDAD TV.



Central térmica:

Unidad(es): TV

Potencia nominal (MVA):	169
Pares de polos:	1

Número de masa i	Nombre de masa i	J_i: Momento de Inercia de masa i [kg-m2] (1)	K_{ij}: Constante elástica entre masas i y j [kN-m/rad.]	Fracción de Potencia [%] (2)	D_i: Coef. amortig. masa i [kN-m s/rad.] (3)	D_{ij}: Coef. amortig. entre masas i y j [kN-m s/rad.] (3)
1	HIP Turbine	1225		64%		
			143849			2.346
2	LP Turbine	4075		36%		
			68443			2.454
3	Generator	4650				
			112298			0.423
4	Exciter (4)	40				

(1): Inercia obtenida en función del radio (GR^2).

(2): Fracciones respecto a la potencia total generada en las turbinas.

(3): En caso esta información se encuentre disponible.

(4): Solamente para sistemas de excitación DC o AC.

Para la validación del modelo masa-resorte, se requiere, como información adicional, las frecuencias naturales torsionales y los amortiguamientos mecánicos (a mínima y máxima potencia) obtenidos del análisis modal realizado sobre el modelo masa-resorte. Como ejemplo, en la Tabla II se muestran las frecuencias naturales torsionales y amortiguamientos modales de la unidad TV.

TABLA II. FRECUENCIAS NATURALES TORSIONALES Y AMORTIGUAMIENTOS MODALES DE UNA UNIDAD TV.

Central térmica:

Unidad(es): TV

Número de Modo i	f_i: Frecuencia natural torsional del modo i [Hz]	$\sigma_{i,mín}$: Amortig. mecánico a mínima potencia del modo i [1/s] (1)	$\sigma_{i,máx}$: Amortig. mecánico a máxima potencia del modo i [1/s] (1)
1	25.95		
2	62.78		
3	107.09		
4	116.14		

(1): En caso esta información se encuentre disponible o podría ser estimada. Solamente para las frecuencias subsíncronas (menor a 60 Hz).

3.5 Propuesta de proceso de homologación de los modelos masa-resorte

La metodología propuesta se describe mediante un conjunto de etapas de ensayos y elaboración de modelos, lo cual se muestra en la siguiente Figura 4.

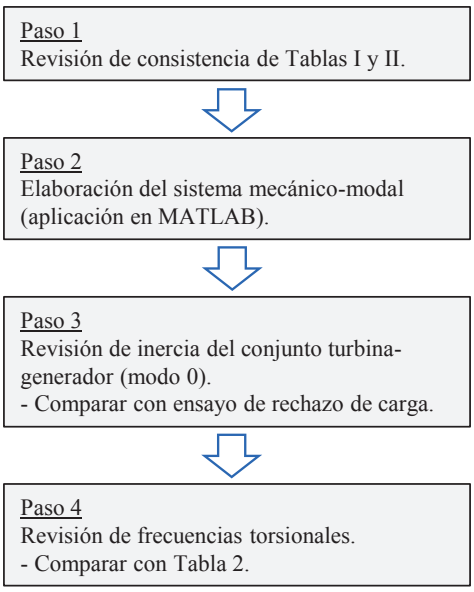


Fig. 4. Metodología propuesta para la homologación de los modelos masa-resorte

Paso 1: Revisión de consistencia de Tablas I y II

Las Tablas I y II forman parte de la presentación de los modelos masa-resorte considerando los ensayos torsionales realizados por los fabricantes a los sistemas turbina-generador. Adicionalmente, se solicitan las fichas o reportes técnicos del fabricante usados para la elaboración de las Tablas I y II, lo cual servirá como sustento de la información del modelo masa-resorte.

Paso 2: Elaboración del sistema mecánico modal

Mediante una aplicación computacional en MATLAB, se obtiene el sistema mecánico modal, considerando incluso el cambiador de velocidad (*gear-box*) y todas las masas rotóricas del modelo.

Paso 3: Revisión de inercia del conjunto turbina-generador (modo 0)

La inercia del sistema turbina-generador relacionada a su representación como un cuerpo rígido (modo 0) se valida usando el ensayo de rechazo de carga realizado como parte de las pruebas de homologación de la unidad.

Paso 4: Revisión de frecuencias torsionales

Finalmente, al homologar los modelos masa-resorte se validan/corrigen las inercias y frecuencias de los modos torsionales subsíncronos de las unidades reportadas.

4 RESULTADOS

La metodología se aplicó a la homologación de modelos masa-resorte de más de 40 unidades térmicas del SEIN considerando diferentes fabricantes y modelos de múltiples masas (información a inicios del 2024).

4.1 Homologación de modelos masa-resorte del SEIN

La metodología se validó considerando modelos masa-resorte de la literatura, como también unidades reales del SEIN. Como ejemplo, se realiza la aplicación de la metodología a una unidad turbogás (TG), la cual presenta una disposición del eje y masas rotóricas como mostrado en la Figura 5, considerando un *gear-box*.

A continuación, se muestra el proceso aplicado a la homologación de la unidad TG.

Paso 1: Revisión de consistencia de Tablas I y II

En la Tabla III se muestra la información presentada como parte del modelo masa-resorte, en el cual, debido al *gear box*, se tuvo que representar los parámetros principales de la turbina y compresor reflejados a la velocidad del generador (3600 RPM).

Paso 2: Elaboración del sistema mecánico modal

En la Tabla IV se muestra los resultados del sistema mecánico modal, obtenido en MATLAB, de la unidad TG. Considerando el modelo masa-resorte mencionado, se presentan frecuencias para el primer y segundo modo torsional de la unidad TG de 11.59 Hz y 44.47 Hz, y la inercia del modo 0 presenta el valor de 5.641 s.

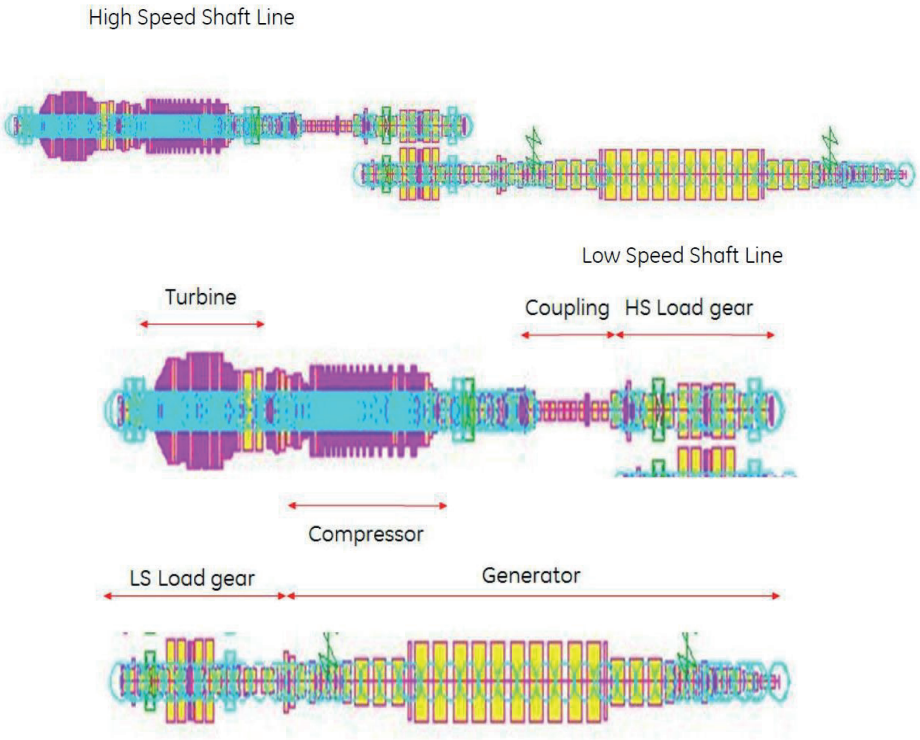


Fig. 5. Disposición del eje y masas rotóricas en una unidad TG.

TABLA III. MODELO MASA-RESORTE DEL CONJUNTO TURBINA-GENERADOR DE LA UNIDAD TG.



i	Masa m_i	Inercia J_i [kg m^2]	Constante Elástica K_{ij} [Nm/rad]	Fracción de potencia P_i [pu]	Amortigua-miento individual D_i [Nms/rad]	Amortigua-miento entre masas D_{ij} [Nms/rad]
1	Turbina	2.417,5		2,00	0,00	
			1.180,0 x 10^6			0,00
2	Compresor	1.637,2		-1,0	0,00	
			22,8 x 10^6			0,00
3	Acople	504,9		0,0	0,00	
			1,,1 x 10^6			0,00
4	Generador 1	1.371,5		-0,50	0,00	
			1.160,0 x 10^6			0,00
5	Generador 2	1.371,5		-0,50	0,00	

TABLA IV. SISTEMA MECÁNICO MODAL DE LA UNIDAD TG.

Unidad: TG, 92.0 MVA, 3600 RPM
Masas: - Turbine - Compressor + Coupling - Load Gear - GEN 1 - GEN 2 -

Modo i	Frec. tors. (Hz)	Inercia Modal Hi (s)	Particip. modo i Qng
0	0.00	5.641	1.0000
1	11.59	3.512	0.9969*
2	44.47	0.419	-0.0702*
3	175.61	2.101	
4	207.32	2.106	

* Factor de participación considerando el efecto conjunto de las dos masas de los generadores en esta unidad.

Paso 3: Revisión de inercia del conjunto turbina-generador (modo 0)

La Figura 6 muestra los resultados de la prueba de rechazo de carga de la unidad TG, considerando una potencia rechazada de 25 MW (aprox. 30% de su potencia nominal) y una pendiente inicial df/dt_0 de 1.446 Hz/s. Se observa que la inercia del modo 0 de la unidad obtenida del modelo masa-resorte (5.641 s.) coincide con la inercia obtenida en la prueba de rechazo de carga (5.64 s.).

Paso 4: Revisión de frecuencias torsionales

En la Figura 7 se muestran las frecuencias de los principales modos torsionales de la unidad TG, como reportado por el fabricante. Las frecuencias para los primeros modos torsionales de la unidad TG obtenida del modelo masa-resorte (11.59 Hz y 44.47 Hz) coinciden con las frecuencias reportadas (11.6 Hz y 44.5 Hz). En conclusión, considerando los pasos anteriores, se considera adecuado el modelo masa-resorte de esta unidad.

Potencia rechazada [MW]	Pendiente inicial [pu/s]	Constante de inercia H [s]
25	0,0241	5,64

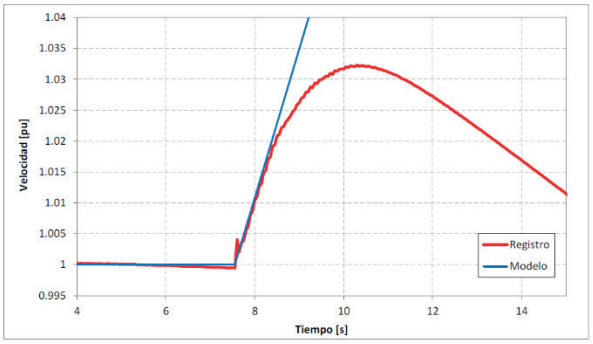


Fig. 6. Prueba de rechazo de carga de la unidad TG.

	Original Full Shaft Line Report	Simplified Model (Hz)
Mode 1 Generator + coupling + turbine	11.6Hz @ 694rpm	11.6
Mode 2 Load gear + coupling	44.5Hz @ 2 671rpm	44.5
Mode 3 High speed shaft	175.3Hz @ 10 515rpm	175.3
Mode 4 Low speed shaft	206.9Hz @ 12 411rpm	206.9

Fig. 7. Frecuencias de los principales modos torsionales de la unidad TG.

4.2 Problemas encontrados en la homologación de modelos masa-resorte del SEIN

La aplicación de la metodología propuesta a la homologación del modelo masa-resorte de más de 40 unidades térmicas del SEIN, que cuentan con diferentes fabricantes y modelos de múltiples masas, permitió identificar los siguientes problemas:

- Falta de coherencia en los valores reportados en el modelo, como es el caso del número de polos del generador, magnitudes erróneas en las unidades de los momentos de inercia y constantes elásticas, entre otros.
- Revisión de informaciones del modelo que deben ser reflejadas a velocidades de la masa rotórica del generador, dada la relación de velocidades del *gear-box*.
- Corrección de los supuestos establecidos en los ensayos de rechazo de carga para obtener las inercias del modo 0.

5 CONCLUSIONES

El presente articulo presenta una metodología de homologación de los modelos masa-resorte de unidades térmicas, los cuales fueron reportados por los titulares de generación considerando los ensayos torsionales realizados por los fabricantes a los sistemas turbina-generador.

Esta metodología forma parte de los procedimientos de homologación de los sistemas de control de unidades de generación, la cual viene siendo aplicado en el procedimiento técnico COES PR-20 para la integración de instalaciones al SEIN.

La metodología está basada en ensayos realizados en campo sobre las unidades de generación y en la elaboración de modelos del sistema mecánico modal, y permitió validar/corregir las inercias y frecuencias de los modos torsionales subsíncronos de las unidades reportadas.

La metodología se aplicó a la homologación de modelos masa-resorte de más de 40 unidades térmicas del SEIN que cuentan con diferentes fabricantes y modelos de múltiples masas.

Finalmente, el modelo masa-resorte fue homologado para su utilización en los estudios de resonancia subsíncrona que vienen siendo realizados en la operación y planificación del SEIN, como los análisis de amortiguamiento modal y simulaciones de EMT.

6 REFERENCIAS

[1] H. Nikos, et al., "Definition and classification of power system stability–revisited & extended", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no 4, pp. 3271-3281, 2020.

[2] D. N. Walker, et al., "Results of subsynchronous resonance test at Mohave", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems,* vol. 94, no 5, pp. 1878-1889, 1975.

[3] IEEE Subsynchronous Resonance Working Group, "Terms, definitions and symbols for subsynchronous oscillations", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 104, no 6, pp. 1326-1334, 1985.

[4] P. M. Anderson, B. L. Agrawal, and J. E. Van Ness, *Subsynchronous resonance in power systems*, John Wiley & Sons, 1999.

[5] Procedimiento Técnico COES PR-20, *Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN*, publicado mediante Resolución OSINERGMIN N° 173-2024-OS/CD.

[6] K. R. Padiyar, *Analysis of subsynchronous resonance in power systems*, Springer Science & Business Media, 2012.

Comitê de Estudos C4 - Desempenho de sistemas de elétricos

ANÁLISE DO IMPACTO DA METODOLOGIA DE MODELAGEM DE SUBESTAÇÕES EM ESTUDOS DE COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO

D. S. S. VASCONCELOS FILHO*
ONS
Brasil
dilton.vasconcelos@ons.org.br

A.S. NETO
ONS
Brasil
asneto@ons.org.br

H.F. MIRANDA FILHO
ONS
Brasil
herbert.filho@ons.org.br

T.F.S COSTA
ONS
Brasil
tcosta@ons.org.br

Resumo *– Os estudos de coordenação de isolamento de subestações são fundamentais na fase de Projeto Básico de novas instalações do sistema elétrico. Com a crescente integração de usinas eólicas e solares, subestações frequentemente apresentam menos saídas de linhas de transmissão e transformadores de potência, resultando em sobretensões atmosféricas mais elevadas. No Brasil, esses estudos geralmente utilizam uma modelagem simplificada do surto de tensão com um único modo de propagação, adotando parâmetros de fase ou de sequência positiva. Este trabalho compara diferentes abordagens de modelagem—trifásica, de fase e de sequência positiva—analisando seu impacto nos níveis de sobretensão. Os resultados mostram que a modelagem por parâmetros de fase se aproxima da representação trifásica, enquanto a de sequência positiva tende a ser excessivamente conservadora. Além disso, destaca-se a importância da representação precisa dos para-raios para transitórios de alta frequência. O entendimento das limitações dessas modelagens é essencial para otimizar o projeto de subestações, evitando especificações desnecessárias de equipamentos e atrasos no cronograma.*

Palavras-chave: Coordenação de isolamento; Transitórios Eletromagnéticos; Modelagem Matemática;

1 INTRODUÇÃO

Os estudos de coordenação de isolamento de subestações são parte integrante do conjunto de estudos a serem realizados na fase de Projeto Básico de novas instalações da Rede Básica. É fato conhecido que os resultados desses estudos tendem a ser mais críticos quanto menor a quantidade de elementos conectados a instalação.

Com a entrada massiva de usinas eólicas e fotovoltaicas, tem sido observadas configurações de subestações (SE), com poucas saídas de linha de transmissão (LT) e, principalmente na fase inicial da instalação, poucos transformadores de potência. Essas configurações fazem com que as sobretensões provocadas por descargas atmosféricas sejam elevadas mesmo em configuração normal, sendo visualizado resultados ainda mais severos em condições de indisponibilidade de alguma LT ou transformador. As solicitações elevadas têm provocado a redução das margens de segurança normalmente identificadas nesses estudos, podendo, em casos extremos, implicar na necessidade de especificar uma tensão nominal a impulso atmosférico superior aos valores normalizados para uma determinada classe de tensão.

Os estudos de coordenação de isolamento no Brasil são normalmente realizados através de uma representação do surto atmosférico, de forma simplificada através de uma fonte de tensão, sendo adotada para a SE uma representação monofásica e, portanto, com apenas um modo de propagação.

Para representação monofásica da SE, duas abordagens são normalmente utilizadas: 1) Modelagem da SE através de parâmetros de sequência positiva sem perdas; 2) Modelagem da SE através de parâmetros de fase sem perdas. Esses modos de representação, apesar de utilizarem filosofias de representação semelhantes (com apenas um modo de propagação) apresentam resultados distintos.

2 DESCRIÇÃO DOS MODELOS MATEMÁTICOS

2.1 Representação do surto atmosférico

A descarga atmosférica possui, fisicamente, um comportamento compatível com uma fonte de corrente. Por isso, a forma mais realista de representação de uma descarga atmosférica é como uma descarga de corrente incidente no condutor fase ou no cabo guarda (cabo para-raios) da linha de transmissão (LT) seguida da ruptura do dielétrico entre o cabo guarda e o condutor de fase. Na primeira opção, o surto de corrente encontra o condutor fase da LT formando o surto de tensão que se propaga em direção à subestação. Nesse caso, diz-se que houve uma descarga direta, enquanto que, na segunda opção, o surto atinge o cabo para-raios e, quando suficientemente intenso, viola a suportabilidade dielétrica entre o condutor fase e o cabo guarda, provocando uma descarga no condutor de fase. A descarga que atinge o cabo guarda é conhecida como descarga indireta, enquanto que a ruptura do dielétrico da cadeia de isolador da LT que provoca o surto no condutor de fase da LT é chamada de *backflashover* [1].

A modelagem através de fonte de corrente introduz grandes complexidades, pois acompanha a necessidade de modelagem do próprio surto, o qual possui uma grande variabilidade estatística, a modelagem da torre incluindo sua estrutura e aterramento, as quais são bastante complexas, e a suportabilidade dielétrica dos isoladores [2].

Por outro lado, uma outra abordagem para representação do surto atmosférico, a qual é comumente adotada nos estudos de coordenação de isolamento de subestações no Brasil, é através da representação do surto de tensão originado pela descarga direta ou indireta. Nessa forma de modelagem, o surto atmosférico é representado por meio de um equivalente de Thévenin, sendo o surto representado por uma fonte de tensão, cuja magnitude é ajustada de tal forma que o surto incidente na SE seja o desejado (duas vezes o surto incidente na SE para linhas sem perda), em série com a impedância de surto da LT. Com esse equivalente, garante-se que não há reflexões oriundas da subestação na própria LT, evitando assim que o efeito das reflexões deforme o surto incidente na SE.

O surto incidente é modelado de acordo com o tipo de descarga observada: direta ou indireta. No caso de descargas diretas, o surto possui amplitude equivalente ao menor valor entre $Z_c \cdot I_{max}/2$, sendo I_{max} é a máxima corrente possível de incidir no cabo fase pelo método eletrogeométrico, e a máxima suportabilidade da cadeira de isoladores da LT. Para esse tipo de descarga, a frente de onda do surto de tensão é de 1 μs e o tempo de cauda de 50 μs. No caso de descargas indiretas, a amplitude do surto é igual a máxima suportabilidade da cadeia de isoladores da LT, com frente de onda de 0,5 μs e tempo de cauda de 50 μs [3].

No presente trabalho, foi adotada a modelagem através do surto de tensão, já que essa é a forma mais usual para os estudos realizados no Brasil. Como a experiência tem mostrado que as descargas indiretas são aquelas que apresentam resultados mais severos, foi considerada apenas descarga indireta nas análises e a máxima suportabilidade da cadeia de isoladores foi adotada em 2180 kV, por ser um valor típico para as linhas de transmissão em 500 kV do Brasil.

2.2 Representação dos equipamentos da SE

Para estudos de transitórios eletromagnéticos de altas frequências, como os estudos de coordenação de isolamento ou de sobretensões de frente muito rápida (*VFTO – Very Fast Transients Overvoltage)*, e considerando que se busca avaliar as sobretensões entre os terminais dos equipamentos, a literatura técnica indica que esses equipamentos podem ser representados por suas capacitâncias de surto [2] [4], sendo normalmente adotados valores típicos apresentados na literatura [5].

Para as análises a serem realizadas nesse trabalho, os equipamentos consideraram os valores apresentados na Tabela I a seguir.

TABELA I. Capacitâncias consideradas nos estudos

Equipamento	Capacitância (pF)
Transformador de potencial capacitivo (TPC)	5000
Transformador de corrente (TC)	500
Bobina de bloqueio	150
Transformador de potência	4000
Para-raios	50
Disjuntor	100
Chaves seccionadoras	100

2.3 Representação da subestação

Uma etapa fundamental nos estudos de coordenação de isolamento das subestações é a modelagem da própria subestação. Dentre as possíveis formas, o presente informe técnico tratará de três opções: representação trifásica, representação monofásica com parâmetros de fase e com parâmetros de sequência positiva conforme será descrito nos itens a seguir.

2.3.1 Modelagem trifásica

Na abordagem que considera a modelagem trifásica, todos os barramentos principais e de interligação de equipamentos são representados da sua forma completa, isto é, com a representação explícita de todos os acoplamentos entre fases.

Nessa metodologia, a subestação é representada no programa através de um modelo trifásico que representa todas as distâncias entre os condutores de fase e o solo, garantindo assim a representação física fiel dos condutores envolvidos nos barramentos. Essa forma de representação significa que os trechos envolvidos são representados por todos os seus modos de propagação, resultando em uma matriz de impedância completamente preenchida.

No programa ATP, essa modelagem pode ser obtida através da rotina *Line Constants* [6] disponível no próprio *software* que calcula os parâmetros modais e a matriz de transformação modal, responsável por fazer a transformação entre o domínio de fases e o domínio modal.

De posse desses parâmetros, os condutores são representados através do modelo de K.C. Lee [6], que representa uma linha de transmissão não transposta no domínio modal, utilizando a matriz de transformação modal e os parâmetros calculados, sendo eles: resistência modal, impedância de surto modal e velocidade de propagação para cada modo de propagação da linha. Destaca-se que o referido modelo considera os parâmetros constantes na frequência.

2.3.2 Modelagem monofásica

Considerando que a descarga atinge apenas uma única fase, é razoável supor que apenas esta fase é suficiente para determinar o desempenho transitório, sendo desnecessário uma representação detalhada e trifásica. Essa simplificação se mostrava particularmente importante quando as limitações computacionais e a necessidade de modelos mais precisos eram proibitivas.

Apesar dessa forma de representação possuir maiores limitações sob o ponto de vista físico do que a modelagem trifásica, que melhor representa todos os modos de propagação dos condutores e os efeitos do retorno pelo solo, ela ainda apresenta grande utilização no mercado brasileiro.

Na representação monofásica, passa-se a ser necessário escolher como será gerada a fase equivalente que representa o sistema trifásico. Nesse trabalho serão consideradas duas opções de escolhas dessa fase equivalente normalmente adotadas nos estudos de coordenação de isolamento: parâmetros de fase e parâmetros de sequência positiva.

a) Parâmetros de fase

Quando se opta pela escolha dos parâmetros de fase, a subestação é representada de forma monofásica. Os dados são obtidos através da matriz de impedância de surto de fase desprezando as perdas, escolhendo-se a impedância da fase em que o surto incide.

De forma geral, a impedância de surto (Z) e a velocidade de propagação (v) podem ser calculadas através das seguintes expressões analíticas:

$$Z = \sqrt{\frac{L'}{C'}} \qquad\qquad v = \sqrt{\frac{1}{L'C'}}$$

Em que L' e C' são, respectivamente, a indutância e a capacitância distribuída por unidade de comprimento do trecho de condutores.

b) Parâmetros de sequência positiva

Por outro lado, quando a opção é pela escolha dos parâmetros de sequência positiva, os dados são obtidos através da impedância de surto de sequência positiva. Cabe destacar que, nessa representação, o parâmetro utilizado não tem nenhuma correlação explícita com um parâmetro de uma fase em específico, mas sim com um equivalente das três fases.

2.4 Representação dos para-raios

Os para-raios são elementos fundamentais nos estudos de coordenação de isolamento de subestações, já que os para-raios de entrada de linha são responsáveis por limitar o surto incidente na instalação e, consequentemente, acabam por definir de sobremaneira o surto ao qual os equipamentos serão submetidos. Portanto, sua correta modelagem para o fenômeno analisado é um fator determinante na adequada quantificação do nível básico de isolamento (NBI) da subestação.

A modelagem precisa de um para-raios para estudos que envolvem sobretensões de frente muito íngreme é um grande desafio, pois a tensão residual se eleva com a redução do tempo de frente de onda do surto incidente conforme apresentado na Fig. 1 retirada de [7].

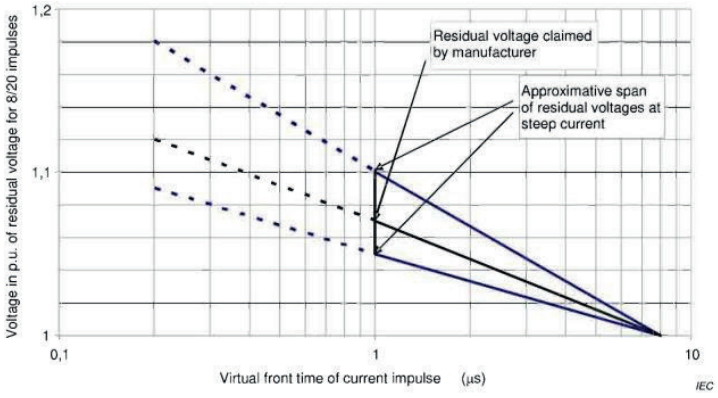


Fig. 1 – Tensões residuais dos para-raios com o tempo de frente de onda [7]

Usualmente nos estudos de Projeto Básico desenvolvido, o para-raios é representado através da sua curva de tensões residuais para impulsos de correntes 8/20 μs em série com uma indutância de 1 μH/m referente aos condutores de conexão do para-raios a malha de terra da subestação.

Apesar da curva de tensões residuais para impulsos 8/20 μs ser chamada pelas normas técnicas de curva característica de tensões residuais para descargas atmosféricas [8], sua utilização não pode ser feita de forma indiscriminada, sendo sempre fundamental a avaliação da aplicabilidade dessa curva para o surto incidente na subestação.

De modo geral, surtos atmosféricos direto possuem frente de onda mais lenta, justificando a nomenclatura adotada nas normas técnicas, todavia, a coordenação de isolamento de subestações de mais alta tensão é, em sua maioria, definida através da descarga indireta, que atinge o cabo guarda. Por esse motivo, as sobretensões que incidem na subestação apresentam normalmente frente de ondas mais íngreme, sendo os casos decisivos normalmente com frente de onda em torno de 1 μs [7].

Além da própria curva de descarga, a forma de representação normalmente utilizada desconsidera o efeito da indutância interna do corpo dos próprios para-raios, a qual, para correntes com elevada di/dt passa a apresentar um impacto significativo nos resultados. Essa indutância pode ser estimada, de forma conservadora, em 1 μH/m.

A fim de representar essas características, o application guide da IEC 60099-5 recomenda que os para-raios sejam representados por uma indutância equivalente de 1 μH/m, responsável por representar a indutância equivalente dos para-raios e os condutores de conexão dos para-raios a malha de aterramento da subestação em série com a curva de descarga dos para-raios ajustada de acordo com a frente de onda da corrente de descarga, conforme apresentado na Fig. 2 retirada de [7].

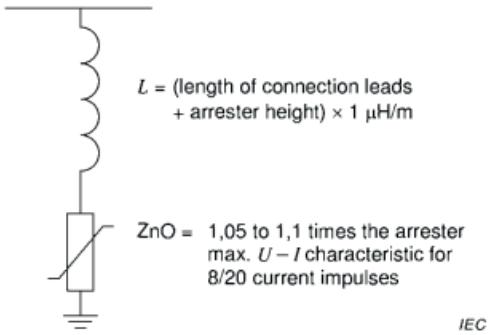


Fig. 2 – Representação dos para-raios para sobretensões de frente rápida [7]

Considerando que apenas o ensaio de frente de onda de 1 μs é apresentado nas normas técnicas, sendo normalmente realizado pelos fabricantes [8], os estudos a serem realizados aqui considerarão a curva de descarga para impulsos do tipo 1/2 μs.

3 RESULTADOS

A seguir, serão apresentados os resultados das análises realizadas comparando cada uma das metodologias empregadas. Os resultados serão obtidos através da realização de simulações utilizando cada uma das formas de representação para uma instalação de 500 kV com três vãos, que busca representar uma SE seccionadora para integração de geração ou mesmo uma subestação coletora, conforme apresentado na Fig. 3. Ainda, buscando-se obter as maiores solicitações aos equipamentos da subestação, foi considera a indisponibilidade de um dos disjuntores da linha cujo vão é incompleto.

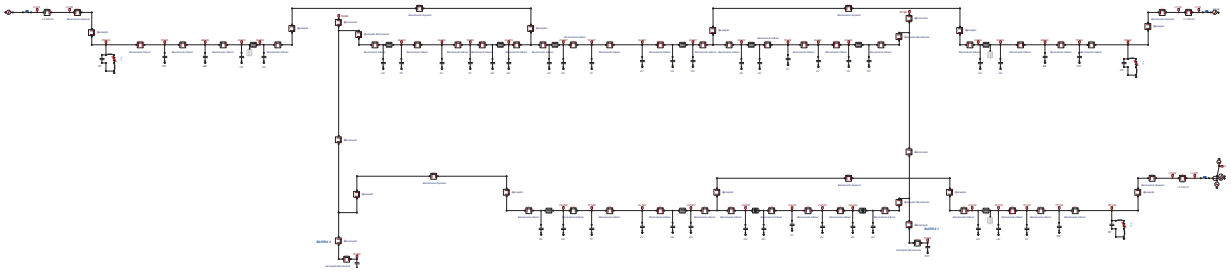


Fig. 3 – Layout da subestação adotada nas análises

O surto incidente será representado pelo método de fonte de tensão por essa ser a forma mais comumente adotada nos estudos de coordenação de isolamento realizados no Brasil. Foi adotado nos estudos apenas a descarga indireta com sobretensão máxima de 2180 kV com frente de onda de 0,5 μs e tempo de meia onda de 50 μs (surto 0,5/50 μs).

Os comprimentos, quantidade e tipos de condutores dos barramentos considerados foram condizentes com valores tipicamente observados em instalações de 500 kV. Na representação trifásica, os barramentos foram representados detalhadamente e explicitamente representadas as três fases. Na abordagem monofásica de fase e sequência positiva, foram considerados os parâmetros de fase e sequência positiva, respectivamente.

Nos casos iniciais, foram considerados a modelagem detalhada para alta frequência dos para-raios, conforme descrito no item 2.4. Para a sensibilidade em relação aos para-raios, o mesmo caso trifásico foi realizado considerando os para-raios normalmente adotados e a forma adotada nesse estudo (representação de alta frequência). As curvas características dos para-raios são apresentadas na Tabela II. O comprimento do condutor de conexão dos para-raios a malha de terra e o corpo dos para-raios foram considerados em 5 m e 4,5 m, respectivamente.

TABELA II. Curvas de tensões residuais consideradas nos estudos

Corrente de descarga (kA)	Tensões residuais (kV)	
	8/20 μs	1/2 μs
5	898	926
10	945	983
20	1030	1063

3.1 Modelagem monofásica x Modelagem trifásica

A seguir, são apresentados os resultados comparativos entre cada uma das formas de representação, sendo as curvas vermelha, verde e azul correspondentes às modelagens trifásica, monofásica de fase e monofásica de sequência positiva, respectivamente.

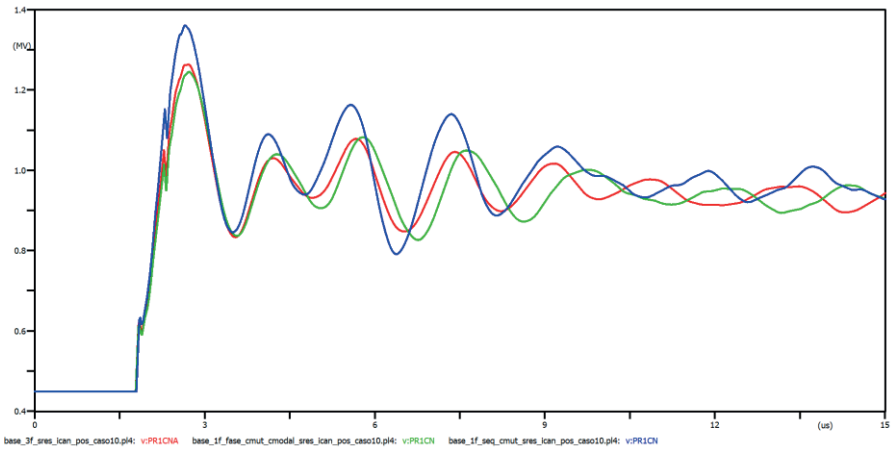


Fig. 4 – Tensão no terminal do para-raios cuja linha apresentou a incidência do surto – sem perdas

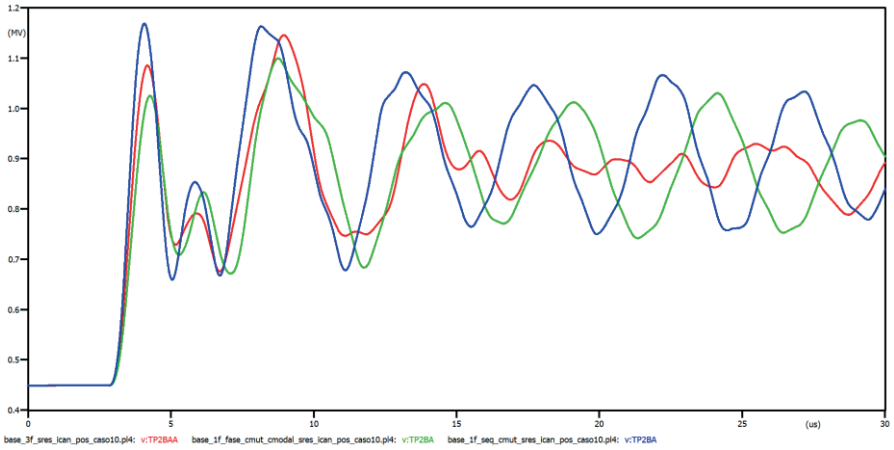


Fig. 5 – Tensão no terminal do TPC da barra 2 – sem perdas

Observando-se a Figura 4, pode-se perceber que o comportamento das representações trifásica e monofásica de fase foram semelhantes, enquanto a representação monofásica de sequência positiva apresentou tensões significativamente mais elevadas. Entretanto, ao observar a Figura 5, nota-se um maior efeito causado pelas reflexões do surto no interior da subestação, resultando em comportamentos menos previsíveis.

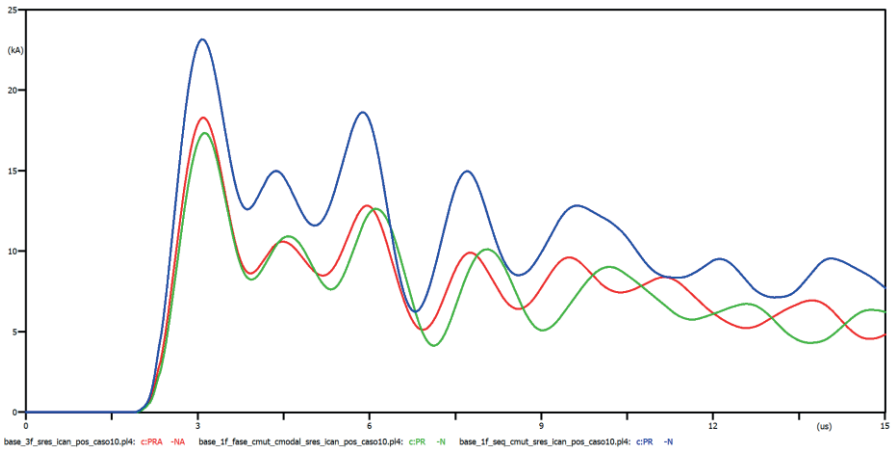


Fig. 6 – Corrente do para-raios cuja linha apresentou a incidência do surto – sem perdas

Observando-se as figuras 4 e 6, é possível inferir uma forte correlação entre a corrente drenada pelo para-raios e a impedância de surto da linha cuja descarga atmosférica incidiu, que, para um mesmo surto atmosférico incidente, maior será a corrente drenada pelo para-raios quanto menor for a impedância de surto da linha. Em

outras palavras, quanto menor for a impedância de surto da linha, maior será o surto incidente na subestação. Por esse motivo, a modelagem que utiliza os parâmetros de sequência positiva (menor impedância de surto) possui sobretensões mais elevadas.

3.2 Impacto da resistência nos resultados

A seguir, são apresentados os resultados comparativos considerando a representação detalhada da resistência conforme a modelagem trifásica, bem como a representação simplificada da resistência nos parâmetros de fase e de sequência positiva seguindo o mesmo código de cores anteriormente utilizado.

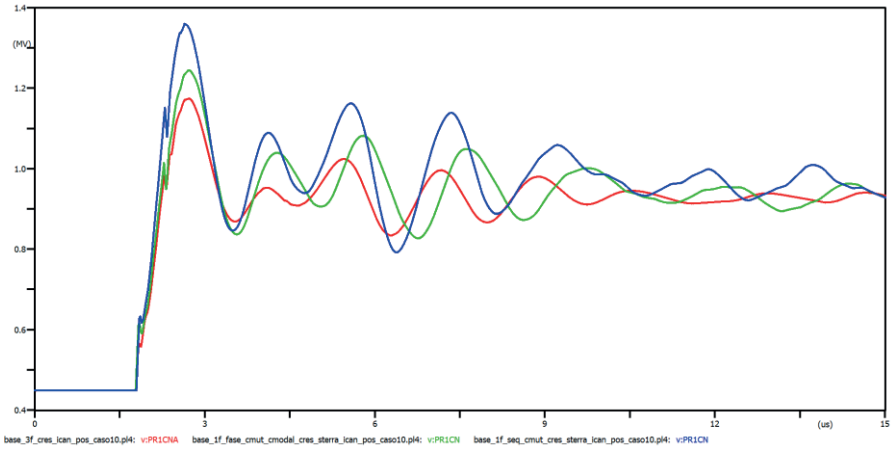


Fig. 7 – Tensão no terminal do para-raios cuja linha apresentou a incidência do surto – com perdas

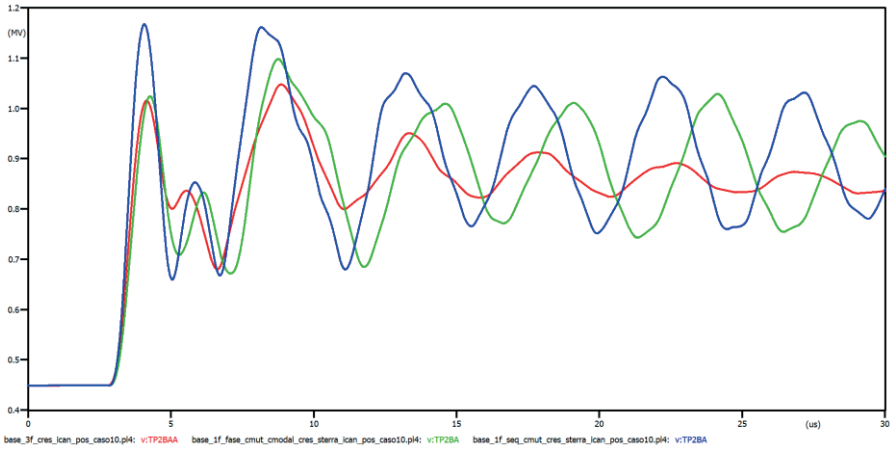


Fig. 8 – Tensão no terminal do TPC da barra 2 – com perdas

Analisando-se as figuras 4, 5, 7 e 8, pode-se perceber que o comportamento da modelagem trifásica apresentou uma significativa atenuação das sobretensões. Isso se deve à possibilidade de representação dos diferentes modos de propagação de onda nos condutores da subestação, em especial o modo de propagação 0 que representa o caminho de retorno pela terra e as perdas associadas a este. Ainda, comparando-se as figuras 4 e 7 e as figuras 5 e 8 é possível observar que não houve alteração significativa para as representações monofásica, as quais levaram em consideração apenas as resistências dos condutores.

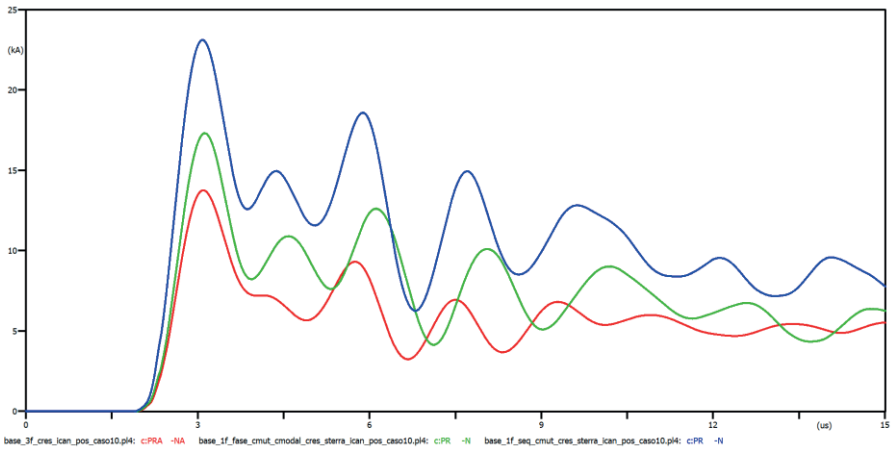


Fig. 9 – Corrente do para-raios cuja linha apresentou a incidência do surto – com perdas

Observando-se as figuras 7 e 9 é possível inferir os mesmos resultados obtidos ao analisar as figuras 4 e 6.

3.3 Impacto da modelagem dos para-raios para alta frequência

Nas figuras abaixo, são apresentados os resultados comparativos considerando a representação dos para-raios com mais detalhes para alta frequência e desprezando essas características, sendo aquela representada pela curva em vermelho e esta pela curva em verde.

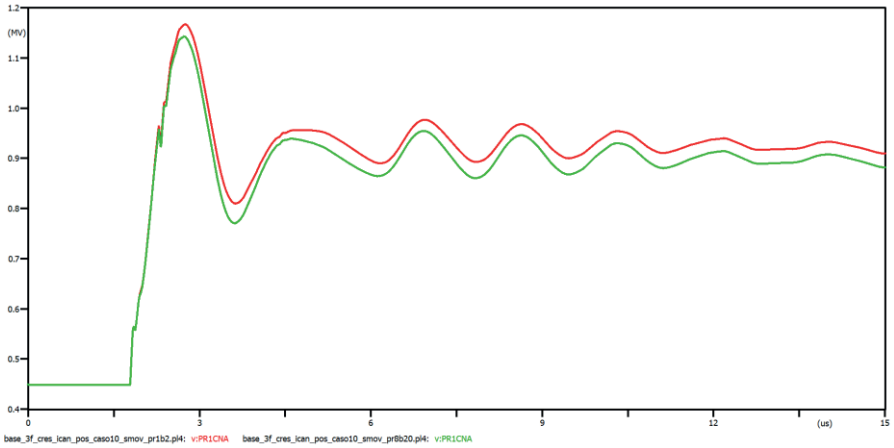


Fig. 10 – Tensão do para-raios cuja linha apresentou a incidência do surto

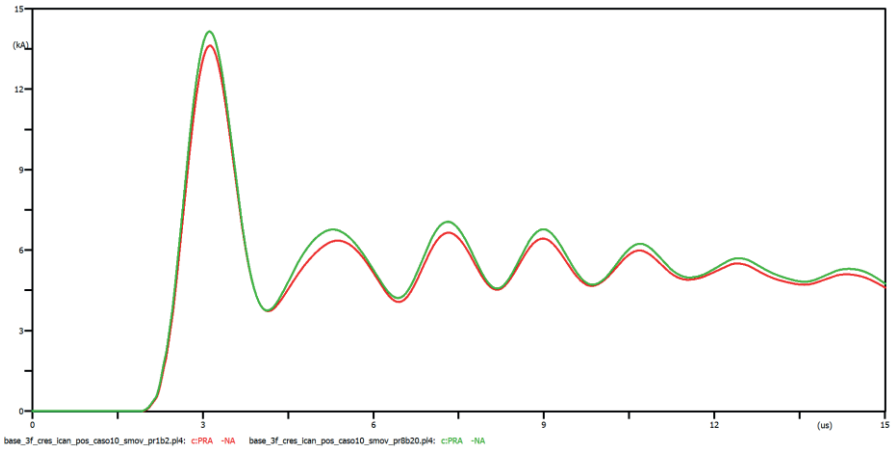


Fig. 11 – Corrente do para-raios cuja linha apresentou a incidência do surto

Conforme a Figura 11, a frente da onda de corrente é da ordem de 1,2 μs, a qual está significativamente mais próxima de uma curva 1/2 μs do que a curva 8/20 μs tipicamente utilizada. Comparando-se as figuras 10 e 11, é possível observar maiores tensões residuais com a redução da frente de onda entre as curvas estudadas.

4 CONCLUSÕES

Os resultados demonstram que a representação de sequência positiva, apesar de ser mais simples e intuitiva, tende a provocar resultados por demais conservadores, além de não retratarem o fenômeno exatamente como ele ocorre, pois na ocorrência de uma descarga atmosférica, o surto irá encontrar a impedância de fase da linha de transmissão.

A representação monofásica, através da impedância de surto de fase, apresentou resultados muito similares aqueles obtidos através da representação trifásica, considerando ambos sem perdas. Esses resultados justificam a representação de apenas um modo de propagação normalmente adotado nos estudos. Quando as perdas passam a ser um fator relevante, começam a serem visualizadas maiores diferenças entre os resultados obtidos através da representação monofásica e trifásica.

Destaca-se que os resultados consideram dois dentre vários fatores relevantes no dimensionamento adequado de uma instalação frente a surtos atmosféricos. Ainda, ressalta-se a importância da correta representação dos para-raios.

O conhecimento das limitações de cada modelo utilizado e do impacto nos resultados são de fundamental importância para o dimensionamento adequado dos equipamentos. Evita-se, assim, a necessidade de se especificar equipamentos especiais e alterações desnecessárias no layout da subestação que pode impactar sobremaneira o cronograma do empreendimento, além de introduzir mais um elemento de risco na subestação.

5 REFERÊNCIAS

[1] A.R. Hileman, *Insulation Coordination for Power Systems*. 1. ed. New York, USA: Marcel Dekker Inc., 1999

[2] IEC TR60071-4, *Insulation Co-ordination – Part 4: Computational Guide to insulation co-ordination and modelling of electrical networks.* First Edition. 2004-06.

[3] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, *Diretrizes para a Elaboração de Projetos Básicos para Empreendimentos de Transmissão*. Revisão 1. Rio de Janeiro, RJ, 2019.

[4] IEEE. *PES-TR7 - Modeling and Analysis of System Transients Using Digital Programs Part 2*. 1. ed. Piscataway, USA, 1998

[5] GREENWOOD, A. *Electrical Transients in Power Systems*. 2. ed. Michigan, USA: Wiley, 1991.

[6] CAUE – Comite Argentino De Usuarios de EMTP-ATP, *Rule Book: Alternative Transient Program*

[7] IEC 60099-5, *Surge Arresters – Part 5: Selection and application recommendations.* Third Edition. 2018-01.

[8] IEC 60099-4, *Surge Arresters – Part 4: Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems.* Third Edition. 2014-

Comitê de Estudos C4 - Desempenho de sistemas de elétricos

ANÁLISE COMPARATIVA DA ESTABILIDADE ELETROMECÂNICA DA REGIÃO NORDESTE DO BRASIL EM SISTEMAS DE ALTA TENSÃO: COMPARAÇÃO ENTRE A UTILIZAÇÃO DE STATCOM E COMPENSADORES SÍNCRONOS NO CONTROLE DE SOBRETENSÕES.

T.R.K. LIMA
ISA ENERGIA BRASIL
BRASIL
tkleina@isacteep.com.br

L.F. FERREIRA
ISA ENERGIA BRASIL
BRASIL
lfferreira@isacteep.com.br

R.G. RIBEIRO
ISA ENERGIA BRASIL
BRASIL
rgribeiro@isacteep.com.br

R.R. TIFERES
ISA ENERGIA BRASIL
BRASIL
rrtiferes@isacteep.com.br

Resumo *– Este trabalho apresenta a experiencia da ISA ENERGIA BRASIL em estudos de projeto básico de linhas de transmissão de grande extensão (maiores do que 300 km), Índice de Carga de Linha (SIL) elevado e compensações shunt, discutindo para tanto um projeto de uma nova linha cujo objetivo é expandir o sistema de transmissão da Área Sul da Região Nordeste e Norte do Estado de Minas Gerais frente à expectativa de contratação de elevados montantes de energia provenientes de empreendimentos de geração renovável. O artigo apresenta o processo de desenvolvimento dos estudos de transitórios eletromecânicos do referido empreendimento e a proposta de se complementar a solução estrutural, visando sanar futuros problemas que devem ser investigados antes da entrada em operação da nova linha. Neste contexto, são analisadas alternativas para solucionar os problemas previamente encontrados através de análises técnicas desenvolvidas nos moldes dos estudos típicos de R1 aplicados no Setor Elétrico Brasileiro, elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética.*

Palavras-chave: Estabilidade Eletromecânica – Índice de Carga de Linha – FACTS – STATCOM – Compensadores Síncronos – Planejamento da Expansão da Transmissão.

1 INTRODUÇÃO

O Setor Elétrico Brasileiro enfrenta o desafio de expandir sua infraestrutura de transmissão para acompanhar o crescente potencial de geração renovável, em diversas regiões do Brasil, uma vez que é apenas com a expansão da rede de transmissão que a conexão segura e confiável de grandes quantidades de geração renovável se torna possível.

Na região Nordeste, por exemplo, o montante de geração solar e eólica (principalmente) entrando em operação é tão expressivo que a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável pelo Planejamento do Setor Elétrico, realizou, entre outros, o "Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 1: Área Sul" [1], que identificou a melhor alternativa de expansão da Rede Básica na Área Sul da região Nordeste, abrangendo Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo. O objetivo foi possibilitar o escoamento das usinas contratadas, ampliar margens para novos empreendimentos e atender ao crescimento da demanda

local. Dentre os quatro eixos de transmissão recomendados neste estudo, destaca-se o corredor em 500 kV Juazeiro da Bahia III – Campo Formoso – Barra 2 – Correntina – Arinos 2, licitado em setembro de 2023 pela ANEEL. Com aproximadamente 1000 km de linhas de transmissão em 500 kV, este empreendimento apresenta alta complexidade operacional e de dimensionamento.

A partir da experiência adquirida pela equipe da ISA ENERGIA BRASIL no âmbito de projetos básicos de empreendimentos de transmissão como este, o presente trabalho então explora e discute as características técnicas, desafios operacionais e impactos sistêmicos deste importante e novo eixo de transmissão, de modo a contribuir para o debate sobre o futuro da infraestrutura de transmissão no Brasil e a integração eficiente das fontes renováveis.

2 ANÁLISE DA REGIÃO ELETRICA

2.1 Topologia Atual

Na intenção de aumentar a capacidade de exportação de energia da região Nordeste, foram indicadas diversas obras para possibilitar a implantação de empreendimentos de geração renováveis, que podem ser observadas, de maneira ilustrativa, na Figura 1 –(a) e 1-(b).

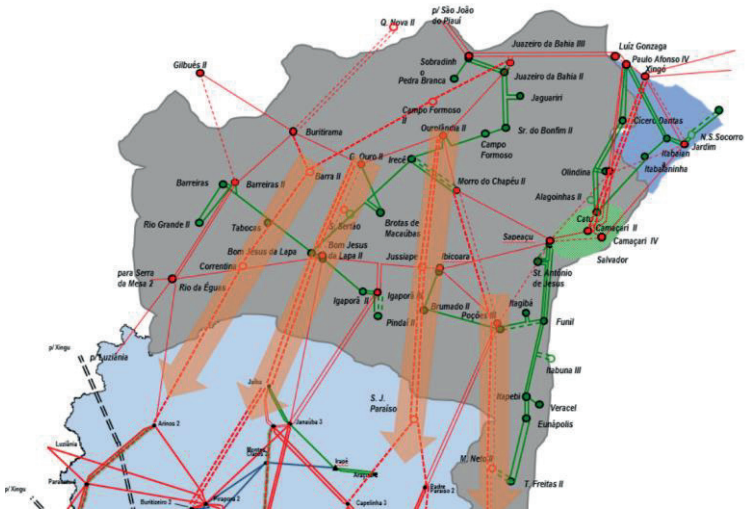


Figura 1–(a). Eixos de Transmissão avaliados entre os estados da Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo. Fonte: [1]



Figura 1–(b). Diagrama unifilar da região elétrica de interesse.

Uma atenção especial será dada ao corredor mais ao oeste do estado de Minas Gerias, composto pelas seguintes subestações (SEs):

- SE 500 kV Bom Nome 2;
- SE 500 kV Campo Formoso;
- SE 500 kV Barra 2;
- SE 500 kV Correntina; e
- SE 500 kV Arinos 2.

Dentre os circuitos do referido corredor de transmissão, podemos destacar a presença de 940 km de linhas com alto Índice de Carga de Linha (SIL), aproximadamente 1200 MVAr de compensação indutiva e um compensador síncrono de (-200 MVAr / +300 MVAr) instalado na SE 500 kV Barra 2.

3 CRITÉRIOS E PREMISSAS

Nessa seção, são apresentadas todos os critérios e premissas técnico adotados para realização das análises.

3.1 Modelos elétricos do compensador síncrono e do STATCOM

O programa ORGANON, comumente adotado pelo setor elétrico nacional, já contém os modelos das referidas máquinas implementadas nas bibliotecas internas ao programa [2].

3.2 Casos de Trabalho

O caso base de fluxo de potência avaliado na primeira parte do projeto foi retirado do arquivo ONS * PARPEL 2024-2028 * INVERNO 2028 MÉDIA * 2028.SAV. Essa escolha foi feita uma vez que os projetos básicos, enviados ao Operador Nacional do Sistema (ONS), devem sempre ser baseados nos casos de referência previamente disponibilizados. As demais análises, destacadas no Item 5, foram realizadas considerando a base de dados de acessos à região Nordeste, também disponibilizada pelo ONS. Utilizamos essa base na intenção de reproduzir casos de alta exportação de energia do nordeste para o sudeste, cenário esperado na maior parte do tempo e utilizado para planejar os referidos corredores de exportação.

3.3 Limites Operativos

Os limites operativos de tensão e carregamento considerados neste estudo são expostos a seguir:

3.3.1 Tensão

Os limites de tensão considerados neste estudo, apresentados na Tabela I, são aqueles descritos no item 2.2.4.2 do Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede [3] [5], para avaliar o desempenho das redes de 500 kV, 440 kV, 345 kV e 138 kV da região de interesse.

TABELA I. TENSÃO MÁXIMA POR UMA HORA EM TERMINAL EM VAZIO DE LINHA DE TRANSMISSÃO

Tensão Nominal	**Tensão máxima sem elementos saturáveis**		**Tensão máxima com elementos saturáveis**		**Máxima tensão sustentada em vazio***		**Variação de tensão**
kV	kV	pu	kV	pu	kV	pu	%
500	770	1,54	735	1,47	600	1,2	5

4 RESULTADO DA ANÁLISE DINÂMICA - ETAPA DE PROJETO BÁSICO

A Análise Dinâmica do empreendimento foi conduzida realizando manobras de energização das linhas de transmissão e rejeição de carga. As manobras foram realizadas explorando a indisponibilidade simples de circuitos e considerando o compensador síncrono em manutenção, para verificar as consequências de sua ausência na operação do sistema.

As principais limitações encontradas foram referentes a violações de tensão operativa após as manobras de rejeição de carga e violação no limite de variação de tensão descrito nos Procedimentos de Rede.

A manobra que protagoniza os problemas de controle de tensão em todo o empreendimento é a rejeição de carga da LT 500 kV Juazeiro da Bahia III – Campo Formoso. A Tabela II mostra os resultados obtidos.

TABELA II. RESULTADOS OBTIDOS POR MEIO DA MANOBRA DE REJEIÇÃO DE CARGA DA LT 500 KV JUAZEIRO DA BAHIA III – CAMPO FORMOSO

Subestação onde ocorreu a manobra	**Tensões (pu)**										**Fluxo na Linha de Transmissão (MW)**
	Terminal Aberto		**Barra SE Manobrada**				**Barra SE Oposta**				
	V_{t0+}	V_{tRP}	V_{t0-}	V_{t0+}	V_{tRP}	**ΔV**	V_{t0-}	V_{t0+}	V_{tRP}	ΔV	
SE Juazeiro da Bahia III[(1)]	1,187	1,143	1,033	1,050	1,010	-2,3%	1,010	1,177	1,133	12,3%	1281,9
SE Juazeiro da Bahia III[(2)]	1,150	1,109	1,032	1,053	1,013	-1,9%	1,004	1,140	1,099	9,6%	1298,7

Subestação onde ocorreu a manobra	Tensões (pu)										Fluxo na Linha de Transmissão (MW)
	Terminal Aberto		Barra SE Manobrada				Barra SE Oposta				
	V_{t0+}	V_{tRP}	V_{t0-}	V_{t0+}	V_{tRP}	ΔV	V_{t0-}	V_{t0+}	V_{tRP}	ΔV	
SE Juazeiro da Bahia III(3)	1,125	1,115	1,054	1,056	1,049	-0,5%	1,046	1,116	1,105	6,0%	729,2
SE Juazeiro da Bahia III(4)	1,119	1,109	1,056	1,058	1,051	-0,5%	1,047	1,110	1,100	5,3%	751,3
SE Juazeiro da Bahia III(10)	1,075	1,067	1,055	1,063	1,054	-0,1%	1,038	1,066	1,058	2,0%	756,4
SE Juazeiro da Bahia III(5)	1,263	1,226	1,023	1,049	1,005	-1,8%	0,989	1,252	1,216	22,7%	1196,1
SE Juazeiro da Bahia III(6)	1,164	1,134	1,017	1,052	1,005	-1,2%	0,973	1,155	1,125	15,2%	1195,3
SE Juazeiro da Bahia III(7)	1,136	1,107	1,032	1,072	1,022	-1,0%	0,983	1,127	1,097	11,4%	1246,9
SE Campo Formoso (1)	1,073	1,030	1,023	1,136	1,098	7,6%	1,037	1,063	1,021	-1,7%	1316,8
SE Campo Formoso (3)	1,077	1,070	1,067	1,108	1,099	3,2%	1,063	1,068	1,060	-0,2%	758,1
SE Campo Formoso (8)	1,081	1,063	1,050	1,172	1,156	10,6%	1,055	1,072	1,053	-0,1%	940,3
SE Campo Formoso (9)	1,083	1,063	1,041	1,113	1,099	5,9%	1,051	1,074	1,054	0,3%	916,4

(1) Operação com o sistema degradado
(2) Operação com sistema degradado e um reator ligado em Campo Formoso .
(3) Operação com sistema completo;
(4) Operação com sistema completo e um reator ligado em Campo Formoso .
(5) Operação com sistema degradado com a LT 500 kV Buritirama – Barra II e o compensador síncrono de Barra II "fora de operação";
(6) Operação com sistema degradado com a LT 500 kV Buritirama – Barra II e o compensador síncrono de Barra II "fora de operação" com um reator Campo Formoso ligado;
(7) Operação com sistema degradado com a LT 500 kV Buritirama – Barra II e o compensador síncrono de Barra II "fora de operação" com os dois reatores de Campo Formoso II ligados.
(8) Operação com sistema completo e com a LT 500 kV Ourolândia – Juazeiro da Bahia III e a LT 500 kV Buritirama – Barra II "fora de operação" – sem síncrono;
(9) Operação com sistema completo e com a LT 500 kV Ourolândia – Juazeiro da Bahia III e a LT 500 kV Buritirama – Barra II "fora de operação" com um reator da SE Barra II ligado – sem síncrono;
(10) Operação com sistema completo e dois reatores ligados em Campo Formoso.

Com base nos resultados obtidos no estudo de Projeto Básico, é possível observar a necessidade suporte de tensão na região e que a operação desse circuito pode ser danosa para cargas sensíveis a variações de tensão abruptas ou até mesmo aos equipamentos conectados ao sistema, uma vez que as tensões se elevam à patamares que violam os limites operativos.

4.1 Soluções Estruturais – LT 500 kV Bom Nome 2 – Campo Formoso

Após os problemas encontrados na etapa de projeto básico, considerando apenas o empreendimento do Lote 01 do Leilão 001/2023 e na intenção de verificar como seria a operação desse sistema, foi proposto que os circuitos que compões também o Lote 5 do Leilão 001/2024 fossem incluídos nas análises. O Lote 5 do Leilão 001/2024 é composto por diversos circuitos, entretanto, a entrada em operação da LT 500 kV Bom Nome II – Campo Formoso será o ponto de interesse nessa análise. Após a entrada em operação desse circuito, teremos o seguinte sistema em operação.

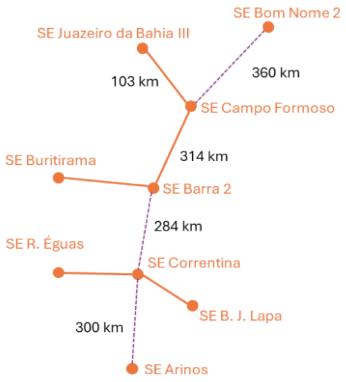


Figura 2. Diagrama unifilar das soluções estruturais.

TABELA III. RESULTADOS OBTIDOS POR MEIO DA MANOBRA DE REJEIÇÃO DE CARGA DA LT 500 KV JUAZEIRO DA BAHIA III – CAMPO FORMOSO, COM A LT 500 KV BOM NOME II – CAMPO FORMOSO EM OPERAÇÃO

Subestação onde ocorreu a manobra	**Tensões (pu)**										**Fluxo na Linha de Transmissão (MW)**
	Terminal Aberto		**Barra SE Manobrada**				**Barra SE Oposta**				
	V_{t0+}	V_{tRP}	V_{t0-}	V_{t0+}	V_{tRP}	ΔV	V_{t0-}	V_{t0+}	V_{tRP}	ΔV	
SE Juazeiro da Bahia III (1)	1,127	1,104	1,065	1,07	1,048	1,70%	1,055	1,118	1,095	4,00%	1259,2
SE Juazeiro da Bahia III (2)	1,114	1,111	1,061	1,061	1,054	0,70%	1,064	1,105	1,1	3,70%	501
SE Juazeiro da Bahia III (3)	1,138	1,106	1,066	1,07	1,048	1,80%	1,056	1,128	1,097	4,10%	1221,5
SE Campo Formoso (4)	1,079	1,055	1,069	1,125	1,1	3,30%	1,063	1,07	1,046	1,70%	1280,4
SE Campo Formoso (5)	1,072	1,065	1,072	1,108	1,1	2,90%	1,06	1,061	1,056	0,40%	737,9

(1) Operação com sistema degradado e um reator ligado em Campo Formoso e com empreendimento de Bom Nome II 500 kV;
(2) Operação com sistema completo com o empreendimento de Bom Nome II e com o compensador síncrono;
(3) Operação com sistema degradado com a LT 500 kV Buritirama – Barra II fora de operação - com o síncrono e empreendimento de Bom Nome II;
(4) Operação com o sistema degradado – com empreendimento de Bom Nome II;
(5) Operação com sistema completo e com a LT 500 kV Ourolândia – Juazeiro da Bahia III e a LT 500 kV Buritirama – Barra II "fora de operação" – sem síncrono – com empreendimento de Bom Nome.

Os resultados apresentados na Tabela III são suficientes para constatar uma operação satisfatória do sistema quando ocorre a manobra da LT 500 kV Juazeiro da Bahia III – Campo Formoso na presença da LT 500 kV Bom Nome II – Campo Formoso, que acrescenta sustentação de tensão na região e mitiga os problemas relacionados à violação dos limites operativos, sejam de tensão ou variação de tensão.

5 MANOBRA DA LT 500 KV BOM NOME II – CAMPO FORMOSO

Conforme observado no Item 4.1, a entrada em operação da LT 500 kV Bom Nome II – Campo Formoso soluciona os problemas observados na manobra da LT 500 kV Juazeiro da Bahia III – Campo Formoso. É importante destacar que, essas soluções foram concebidas em relatórios independentes pela EPE, e, portanto, a interação deles não foi estudada de maneira aprofundada. Considerando uma perda simples da LT 500 kV Juazeiro da Bahia III – Campo Formoso, destaca-se a operação de um corredor de aproximadamente 700 km de comprimento em 500 kV, que se forma da SE Bom Nome II e se conecta à SE Barra II. De forma aproximada essas duas linhas somam uma capacitância de 1000 MVAr, dos quais apenas 620 MVAr são compensados por reatores de linha não manobráveis.

5.1 Manobras em Regime Permanente

Para sensibilidade dos resultados foram realizadas simulações em regime permanente no software Organon, para mensurar o controle de tensão na região. A Figura 3 e 4 apresenta os resultados obtidos pré e pós a execução da manobra.

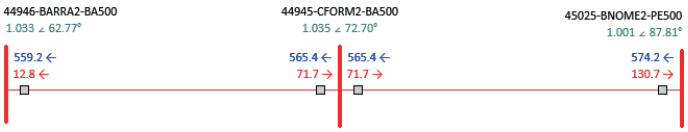


Figura 3. Análise de tensão prévia.

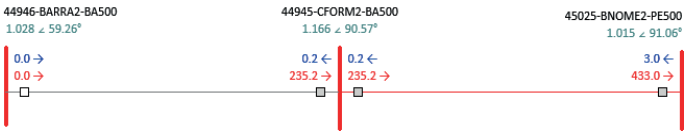


Fig. 4. Análise de tensão pós manobra.

Observa-se através do resultado das simulações tensões superiores a 1,15 p.u. mediante a realização da manobra de rejeição de carga da LT 500 kV Barra II – Campo Formoso II pelo terminal de Barra II.

5.2 Manobras em Regime Dinâmico

Uma vez finalizada a sensibilidade em regime permanente, buscou-se realizar as simulações dinâmicas na região de interessa para avaliar o desempenho da instalação de novos equipamentos para controle de tensão. De modo a verificar coma a inclusão destes equipamentos no sistema pode interagir e solucionar o problema de sustentação de tensão na contingência simples da LT 500 kV Juazeiro da Bahia III – Campo Formoso. A Figura 5 representa a manobra de rejeição de carga da LT 500 kV Barra II – Campo Formoso pelo terminal de Barra II considerando 3 cenários. Sendo estes:

- Simulação sem inclusão de equipamento de controle adicional, apresentado na Figura 5 através do desempenho dinâmico da curva V(pu) em vermelho;
- Simulação incluindo a instalação de um compensador Síncrono -180/+300 MVAr na SE Campo Formoso 500 kV – Curva, apresentado na Figura 5 através do desempenho dinâmico da curva V(pu) em verde;
- Simulação incluindo a instalação de um STATCOM +/- 300 MVAr na SE Campo Formoso II 500 kV, apresentado na Figura 5 através do desempenho dinâmico da curva V(pu) em azul.

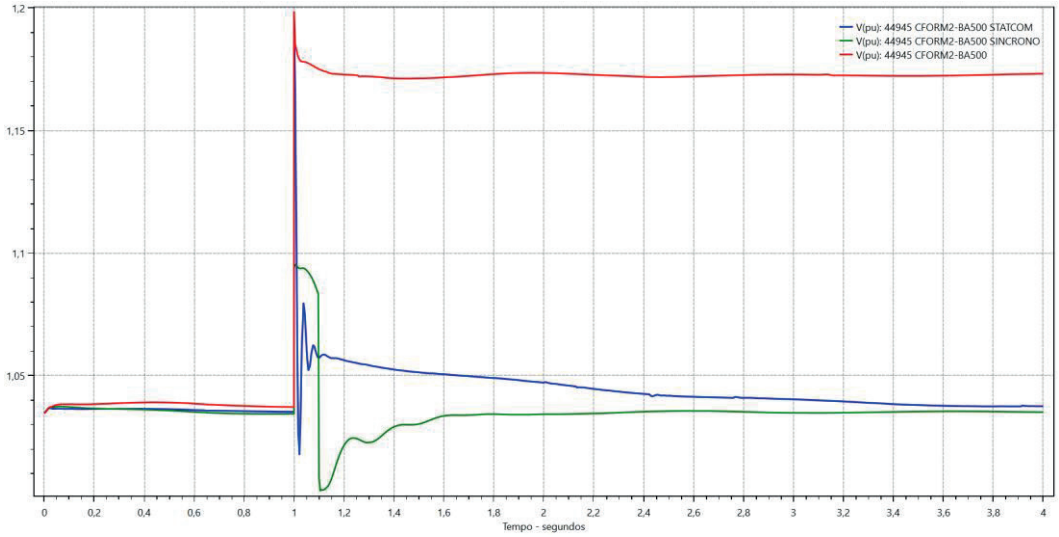


Figura 5. Análise de tensão pós manobra.

A Figura 5 apresenta o gráfico Tensão (p.u.) x Tempo (s) para a manobra da LT 500 kV Barra II – Campo Formoso considerando diferentes topologias do sistema. No caso sem nenhum equipamento de controle adicional, a variação de tensão na barra de Campo Formoso foi de 13%, o que supera em muito o limite de 5% estabelecido nos Procedimentos de Rede [3]. A presença de dispositivos de controle de tensão na SE Campo Formoso II é fundamental para que a o sistema não sofra com variações de tensão abruptas.

6 CONCLUSÕES

Conforme contextualizado, este artigo apresenta a experiência da ISA ENERGIA BRASIL em estudos de casos reais aplicado à empreendimentos de transmissão, como finalidade de aumentar o escoamento de potência da região nordeste para os centros de carga concentrados na região Sudeste do país.

Por meio de estudos de estabilidade eletromecânica desenvolvidos na etapa de projeto básico, foi possível identificar dificuldades operativas nos novos corredores de transmissão, uma vez que rejeições de carga são manobras intempestivas e não há como garantir que os reatores de barra estejam ligados sempre que houver necessidade de realizar manobras nos terminais de Juazeiro da Bahia III e Barra II.

Pode-se concluir que não há obras estruturantes planejadas para solucionar os problemas de tensão verificados no Item 5. Dado que a recomendação de implantação da LT 500 kV Bom Nome 2 - Campo Formoso advém de um relatório distinto dos demais empreendimento, denominado "Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 3: Área Leste" [4], uma vez que as sobretensões apresentadas neste artigo não foram identificadas nos estudos desenvolvidos em etapa de planejamento setorial brasileiro. Cabe ressaltar que os relatórios típicos de análise técnico-econômica emitidos pela Empresa de Pesquisa Energética, não contemplam de forma generalizada avaliações do regime eletromecânico, exceto para condições e empreendimento específicos. Sendo deste modo as interações em regime dinâmico realizadas detalhadamente na etapa de Projeto Básico, para subsidiar os estudos Pré-Operacionais e recomendar possíveis medidas a serem adotadas pelo Operador do Sistema, ou até mesmo em condições mais críticas, estas podem originar reforços a serem implantados em horizonte de curto-prazo.

Em relação ao desempenha da rede, os resultados apresentados são suficientes para conclui que a instalação de equipamentos de suporte de tensão na SE Campo Formoso 500 kV, seja com Compensadores Síncronos ou STATCOMs é suficiente para solucionar problemas relacionados à variação de tensão e violação de limites de tensão nas barras. A escolha entre um equipamento em detrimento de outro vai além de análises eletromecânicas, especialmente quando os resultados forem, em termos de tensão em regime permanente e variação de tensão, similares.

7 REFERÊNCIAS

[1] Empresa de Pesquisa Energética. "*EPE-DEE-RE-148/2021-rev2 – "Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 1: Área Sul*". Rio de Janeiro, agosto, 2022.

[2] HPPA, "https://www.hppa.com.br," 2025. [Online].

[3] Operador Nacional do Sistema. *Procedimentos de Rede – Submódulo 2.3: Premissas, Critérios e Metodologia para Estudos Elétricos*. Rio de Janeiro, RJ: ONS, 2022.

[4] Empresa de Pesquisa Energética. "EPE-DEE-RE-015/2022-rev1 – "Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 3: Área Leste". Rio de Janeiro, dezembro, 2022.

[5] Operador Nacional do Sistema. *Procedimentos de Rede – Submódulo 2.6: Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos*. Rio de Janeiro, RJ: ONS, 2022.

Comitê de Estudos C4 – Desempenho de Sistemas Elétricos

ESTUDO DE CASO DE SIMULAÇÃO HÍBRIDA FASORIAL-ELETROMAGNÉTICA DO SISTEMA EQUIVALENTE PARAGUAIO-ARGENTINO EM SOFTWARE NATIVO

Jonas Pesente* Itaipu Binacional Brasil

Douglas Ficagna Itaipu Parquetec Brasil

Paulo Godoy Itaipu Parquetec Brasil

Thais Blasi OPAL-RT Brasil

Marcela Trindade OPAL-RT Brasil

Rita Kwiek OPAL-RT Brasil

Loan Silva OPAL-RT Brasil

Jean Belánger OPAL-RT Canadá

Resumo *– A simulação da rede elétrica compreende uma série de modelos, cujos detalhamentos variam a depender da natureza do fenômeno a ser analisado. Tipicamente, para simulações de grandes áreas e análises de trasitórios com dinâmicas mais lentas, são utilizados modelos no domínio fasorial. Por sua vez, em estudos de transitórios eletromanéticos, são empregados modelos trifásicos em coordenadas de fase com maior grau de detalhamento. Um dos principais desafios na realização de simulações de grandes sistemas, contemplando transitórios rápidos, está na delimitação da região onde tais fenômenos serão analisados, na definição de equivalentes de rede estáticos e dinâmicos, bem como a integração dos modelos de diferentes domínios, além das capacidades computacionais para integração das diferentes metodologias. Este trabalho apresenta um estudo de caso com a ferramenta de co-simulação fasorial-eletromagnética do sistema paraguaio-argentino, utilizando software nativo que permite a integração das diferentes modelagens e a integração entre as duas abordagens de estudo em uma única simulação.*

Palavras-chave: Simulação híbrida – *Hardware-in-the-loop* - Equivalente Dinâmico.

1 INTRODUÇÃO

Os modelos de estabilidade do sistema de potência geralmente compreendem um número elevado de elementos e modelos dinâmicos necessários para determinação do desempenho do sistema de potência em relação à estabilidade e às condições indesejáveis do equipamento, tais como violação dos limites do equipamento após distúrbios na rede [1].

Embora a representação completa seja ideal para avaliar com precisão a resposta dinâmica de sistemas de potência, esta não é adequada para testar dispositivos para simulações em malha fechada (*Hardware-In-the-Loop - HIL*) devido ao significativo esforço computacional para a resolução do conjunto de equações algébrico-diferencial que descrevem o sistema em tempo real, isto é, em um passo de simulação [2].

Este menor esforço computacional é essencial no teste de dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs) de proteção e sistemas especiais de proteção (SEP). Por outro lado, incorporar o comportamento dinâmico aumenta o processamento, porém tem se revelado crucial na avaliação de sua lógica e desempenho [3-4].

Neste contexto, os estudos de planejamento da interligação entre os sistemas de energia elétrica do Brasil, Paraguai, Argentina e Uruguai para viabilizar uma operação estável e segura envolveram, por um lado, a representação de um elevado número de elementos do sistema, considerando, além da rede elétrica, os geradores e seus respectivos controladores associados, e por outro lado, o desenvolvimento, teste e implantação de um sistema de monitoramento, proteção e controle de área ampla baseado em medições fasoriais sincronizadas (WAMPAC – *Wide Area Monitoring Protection and Control System*), que necessitou ser testado em ambiente de *hardware-in-the-loop* [5].

* pesente@itaipu.gov.br

Assim, o ensaio de modelo HIL somente foi possível a partir da construção de um equivalente dinâmico do sistema elétrico argentino e uruguaio, que demandou extenso esforço na redução do sistema completo, incluindo a identificação de geradores coerentes, redução estática da rede, agregação dinâmica de geradores e controles associados e testes comparativos entre a dinâmica do sistema equivalente e o sistema completo, e modelagem e implementação em software EMTP (*ElectroMagnetic Transients Program*). Este equivalente foi obtido a partir de um extenso processo de redução, implementação e validação dos resultados, e está descrito na seção 2 [6-9].

Não obstante, as bases de modelos dinâmicos são constantemente expandidas e mantidas no formato de modelagem fasorial dinâmica, para utilização em softwares e estudos de estabilidade. Isto implica, além das imprecisões naturais da construção dos equivalentes, que as contínuas expansões da rede de transmissão, da granularidade e natureza das cargas, da incorporação de elementos com novas tecnologias e da matriz de geração, impliquem na não representatividade dos equivalentes construídos, sendo necessário construir um novo sistema equivalente dinâmico à cada ensaio de modelo de novo sistema especial de proteção ou sua expansão.

Como alternativa a este cenário, foi desenvolvido um estudo para empregar as ferramentas EMTP e de simulação fasorial disponíveis em um processo de co-simulação alternada, descrito na seção 3 [10]. Este estudo, embora permitisse o uso das bases de simulação existentes e apresentou precisão adequada, implicou em alto custo computacional, não justificando seu uso de forma rotineira.

O desenvolvimento recente de uma ferramenta de co-simulação unifilar fasorial dinâmica e trifásica de modelagem detalhada (usualmente mencionado como simulação EMTP,) nativa, viabiliza suplantar esse cenário, pois permite que a base de modelos fasoriais dinâmica seja diretamente transferida (ou eventualmente até mesmo mantida), enquanto a região na qual os dispositivos a serem testados pode ser modelada em detalhes para simulação em tempo real.

Neste trabalho esta ferramenta de simulação híbrida dinâmica fasorial e EMTP foi testada para simulação do modelo equivalente dinâmico do sistema elétrico argentino-paraguaio interconectado. Uma descrição conceitual e os resultados obtidos são apresentados neste trabalho, que está dividido como segue: na seção 2 o contexto no qual este trabalho se fundamenta é apresentado, na seção 3 é realizado uma descrição da ferramenta desenvolvida usando aplicativos comerciais, na seção 4 é descrita a ferramenta nativa, seguida dos resultados obtidos na seção 5 e na seção 6 as considerações finais.

2 EQUIVALENTE DINÂMICO DO SISTEMA INTERLIGADO PARAGUAIO-ARGENTINO

O sistema interligado Paraguaio-Argentino-Uruguaio (AR-PY) passou a operar de forma interligada compondo um único sistema a partir de 09/12/2022, totalizando aproximadamente 27.850MW de carga máxima e 51.800MW de capacidade de geração distribuída em mais de 90 instalações de potência superior à 100MW, 49% térmicas, 38% hidrelétricas, 10% renováveis e 3% nucleares [11], formando um sistema de grande porte com centenas de geradores, linhas de transmissão e transformadores de alta tensão, ilustrados no diagrama esquemático da Figura 1 pelo correspondente diagrama unifilar.

O modelo fasorial deste sistema contém 3.849 barras, 2.682 linhas de transmissão, 2.507 transformadores, 292 geradores, 307 controladores, 225 cargas individualizadas, 124 reatores conectados à barras, 110 reatores conectados em linhas de transmissão, 5 compensadores estáticos, 331 bancos de capacitores, 24 sistemas especiais de proteção e 118 proteções modelados.

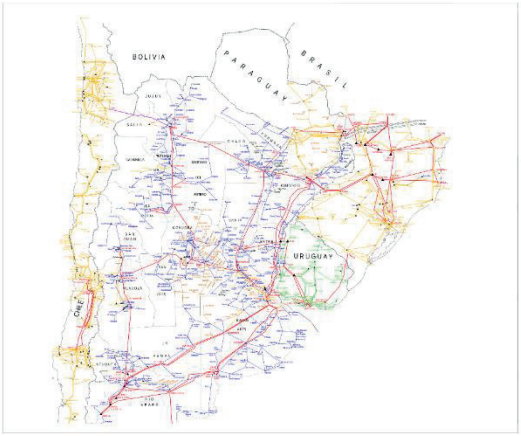


Figura 1 – Diagrama unifilar do sistema elétrico Paraguaio e Argentino interligado

O desenvolvimento do equivalente dinâmico do sistema de energia interligado paraguaio e argentino aplica um conjuto de conceitos que podem ser agrupados nas seguintes etapas:

a. Definição da área de estudo (ou área interna) que é a parte da rede que é totalmente mantida. É também nesta área onde as contingências (eventos) serão realizadas e onde os efeitos das perturbações são estudados;
b. Identificação e agrupamento de geradores coerentes da área externa;
c. Redução estática da rede. Duas etapas formam a redução estática da rede, a obtenção de malhas radiais equivalentes independentes e a eliminação dos barramentos de carga; e
d. Agregação dinâmica de unidades geradoras coerentes e seus controladores. A agregação dinâmica consiste na obtenção de dados do gerador equivalente para cada grupo coerente e seus controles associados.

A área representada no modelo do equivalente dinâmico está representada na Figura 2.

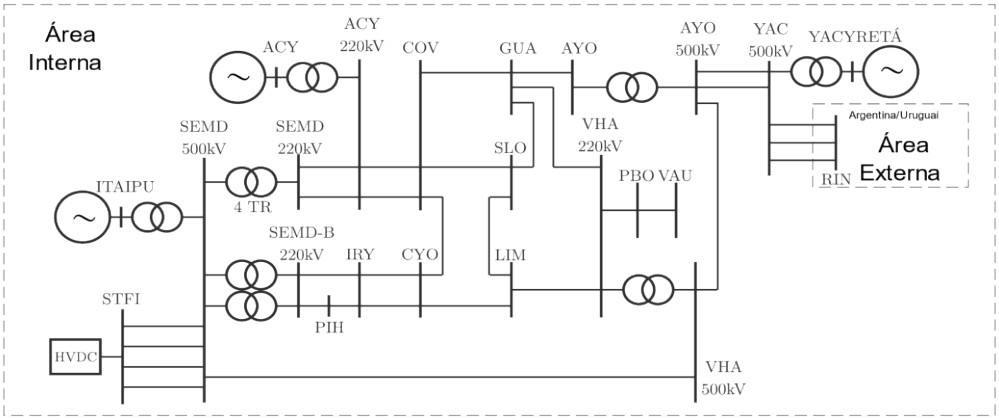


Figura 2 – Diagrama unifilar do equivalente dinâmico do sistema elétrico AR-PY

3 COSSIMULAÇÃO MULTI-DOMÍNIO CONFLINDO AS FERRAMENTAS ATP E ANATEM

A co-simulação, também chamada simulação híbrida, é um método baseado na combinação de duas ou mais ferramentas computacionais para formar um ambiente multimodal ou multidomínio de simulação digital, na qual objetiva um compromisso entre o tempo de processamento e a precisão dos resultados. Para tanto, o sistema elétrico deve ser dividido em dois subsistemas: subsistema interno que corresponde a uma pequena parcela do sistema de potência que possui dispositivos que necessitam de representação detalhada e resultados precisos, comumente implementados em ferramentas EMTP, e subsistema externo que engloba os demais elementos do sistema de potência no qual são representados utilizando modelos fasoriais de sequência positiva na frequência fundamental [10].

Esses subsistemas intercambiam informações através de uma barra de interface que está presente em ambos os subsistemas, demandando a conversão das grandezas fasoriais para forma de onda, e vice-versa, para a atualização de cada equivalente. A Figura 3 ilustra o esquema geral de co-simulação.

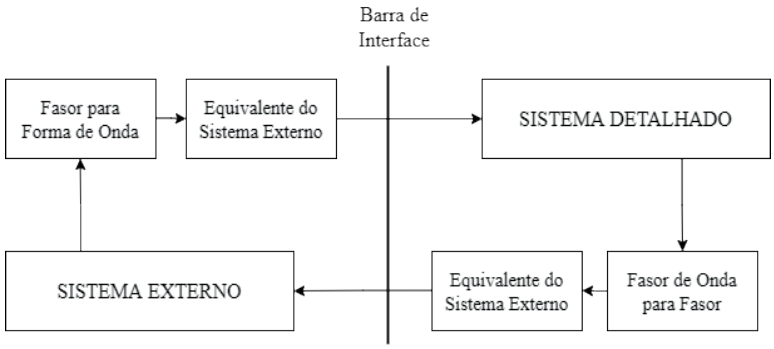
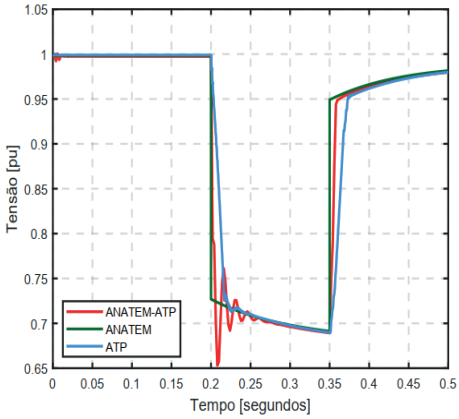
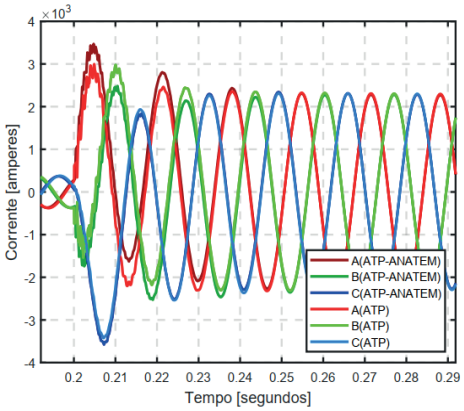


Figura 3 – Esquema geral de co-simulação

Em [10] o esquema de controle dos softwares EMTP (ATP) e fasorial (Anatem) desenvolvido apresentou boa compatibilidade entre os softwares, como ilustrado na Figura 4. Em complemento à Figura 4, a Tabela 1 apresenta os tempos de execução, que a despeito do excelente resultado em termos de precisão, se mostrou impeditivo para estudos de rotina.



a) Módulo do fasor de tensão no elemento de interface entre ATP e co-simulado



b) Forma de onda de corrente no elemento de interface entre ATP e co-simulado

Figura 4 – Resultados obtidos do estudo [10]

Tabela 1 – Comparativo entre os tempos de processamento das ferramentas.

Ferramenta	Simulação (segundos)	Processamento (segundos)	
		Sistema 1	Sistema 2
Anatem	0,5	0,01	0,01
ATP		0,03	0,08
ATP-ANATEM		77	61,3

4 CO-SIMULAÇÃO FASORIAL E EMT EMPREGANDO SOFTWARE NATIVO

Em contraste aos resultados obtidos da co-simulação empregando softwares comerciais distintos, um software nativo não necessita de interface entre softwares, evitando que sejam necessárias execuções sequenciais e de execução de rotinas de leitura de arquivos de resultado.

O software utilizado foi inicialmente desenvolvido como um software de simulação fasorial para plataformas de simulação em tempo real no formato *hardware-in-the-loop*, suprindo a lacuna existente de permitir ensaios de sistemas de grande porte e avaliação de proteções sistêmicas, sistemas especiais de proteção e treinamento de equipes de tempo real [12].

Este desenvolvimento demandou desenvolvimento para solucionar os seguintes desafios principais:

- Padrão de dados coalescidos: implementar o código de estabilidade transitória em tempo real requer uso de memória de curto prazo eficiente, juntamente a rotinas para gerenciamento de memória e de armazenamento de dados, pois para simulação em tempo real não deve haver interrupções da execução durante a simulação por chamadas de processo de urgência, demandando programação para que a quantidade e o padrão de acesso à memória sejam mantidos tão baixos e consistentes quanto possível. Este problema se torna mais relevante para sistemas de grande porte quando todos os dados necessários não podem ser armazenados automaticamente no cache. Na ferramenta para cada componente do sistema é feito o gerenciamento para salvar apenas as variáveis e

parâmetros que são estritamente necessários durante o tempo de execução em um padrão aglutinado. Assim, com um layout de memória que maximiza a coalescência, minimizamos a quantidade de acessos à memória.

- Padrão de memória contígua: Na simulação de estabilidade transitória, a ordem das atualizações de componentes que têm variáveis de estado é importante. Por exemplo, se um gerador síncrono (GS) estiver equipado com um estabilizador de sistema de energia (PSS), a cada passo de tempo, os estados do PSS devem ser atualizados com base nos valores do último passo de tempo para descobrir a tensão de referência para o sistema de excitação para o passo de tempo atual, e então o modelo do GS pode ser atualizado. Esta ordem sequencial implica o uso de um padrão de alocação de memória contígua para acesso sequencial para a ferramenta em vez de um arranjo de memória aleatório. O padrão contíguo também ajuda a maximizar o uso da largura de banda da memória, pois permite um processo automático de pré-busca de hardware da CPU.
- Condições topológicas: quando a topologia do sistema elétrico é alterada na simulação, como, por exemplo, pelo desligamento de uma linha de transmissão, que é um estudo típico de estudos de estabilidade, a matriz de admitância é alterada e, consequentemente, os fatores da matriz (LU) devem ser recalculados ou modificados para a nova topologia. No caso de grandes sistemas, esse cálculo podem ser um gargalo para a simulação em tempo real, e por esse motivo, para evitar problemas de simulação, um recurso de pré-cálculo para avaliação dessas condições foi adicionado, de forma que todos os eventos que alteram a topologia produzem novas matrizes e fatores LU de forma pré-calculada, e são armazenados antes de iniciar a simulação em tempo real.

Uma vez que o arcabouço de simulação fasorial para estudos de estabilidade de grande escala em sistemas de potência foi resolvido, foram então desenvolvidas rotinas para conexão deste arcabouço com simuladores existentes de transitórios eletromagnéticos em tempo real. Este esquema demanda a definição de uma barra de interface, a qual é presente em ambos os arcabouços de simulação (EMT e fasorial), e que emprega a solução de cada simulação no seu próprio processo de solução numérica. Diferentemente ao esquema desenvolvido em [10], esta solução foi desenvolvida, implementada e testada pela mesma equipe empregando linguagens de programação compatíveis, motivo pelo qual é chamado de plataforma de co-simulação em ***software nativo***.

Sobretudo, como esta plataforma integrada empregou conceitos e foi orientada à simulação em tempo real, permite, através dos hardwares e amplificadores adequados, ensaios de modelo de proteções e controle, considerando a dinâmica do sistema elétrico, o que é inovador à condição atual existente na qual são necessários a construção dos equivalentes descritos na seção 2.

Numericamente, este acoplamento entre softwares de simulação é realizado através de equivalentes de corrente e/ou tensão, como ilustrado na **Figura 5**, o que garante que faltas aplicadas próximas à barra de interface produzam resultados de alta exatidão. Como no passo de integração de interface a tensão pode apresentar diferenças residuais, é necessário um processo iterativo como ilustrado na Figura 5.

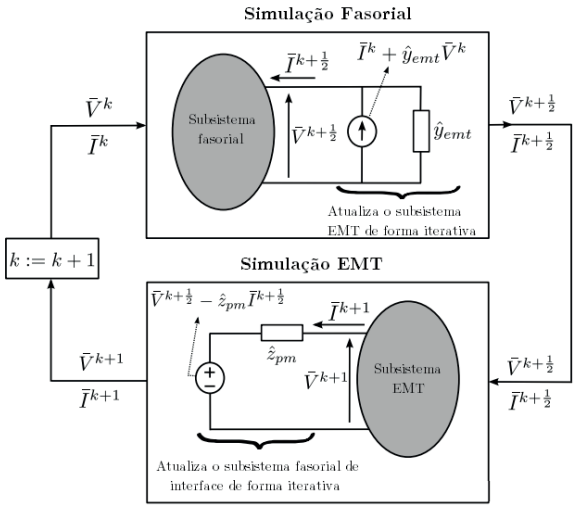


Figura 5 – Esquema geral de co-simulação fasorial e EMT em software nativo

Uma vez que os passos de simulação empregados na simulação EMT tipicamente são muito inferiores ao da simulação fasorial em estudos de estabilidade, é empregado um artifício de transmitir o valor da simulação fasorial para a simulação EMT, que é utilizado para a solução dos vários passos da simulação EMT até o próximo passo da simulação fasorial, ponto no qual a solução é enviada à simulação fasorial que emprega esse novo valor para realização do seu passo de integração, como ilustrado na Figura 6.

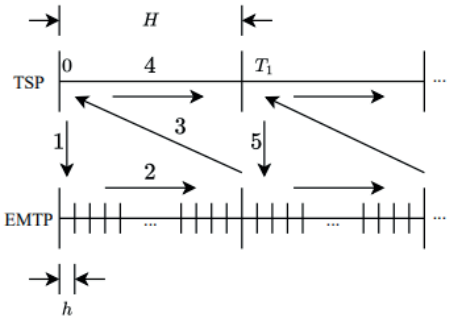


Figura 6 – Esquema de atualização dos valores de interface na barra de interface

Por fim, uma vez que a simulação EMT emprega sinais trifásicos em forma de onda, esta interface transforma a grandeza de sequência positiva correspondente à forma de onda e, de forma análoga, de forma de onda à sequência positiva como ilustrado esquematicamente na Figura 7.

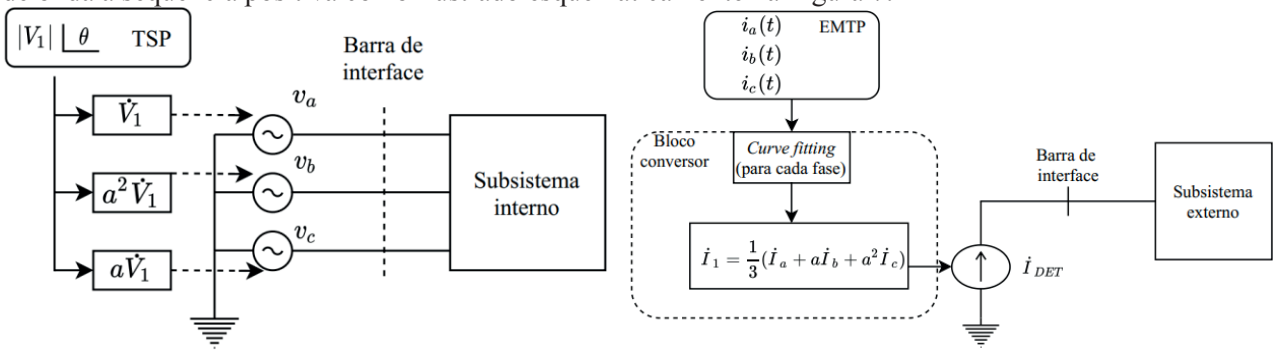


Figura 7 – Esquema de cálculo dos valores de interface na barra de interface

Na próxima seção, os resultados obtidos e inferências associadas são descritos.

5 EXPERIMENTOS COMPUTACIONAIS

Os experimentos computacionais foram inicialmente realizados em um sistema teste, para depois serem utilizados em um sistema real.

5.1 Sistema exemplo

Um estudo inicial foi realizado sobre o sistema-teste IEEE 9 barras, ilustrado na **Figura 8**.

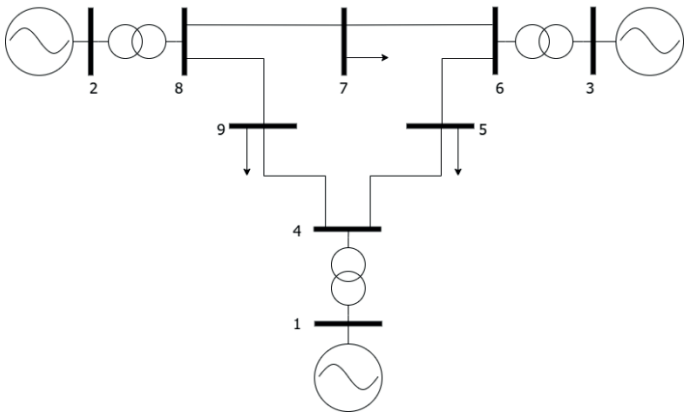


Figura 8 – Digrama unifilar do sistema 9 barras

No barramento 6 da rede apresentada na Figura 8 foi conectado um sistema trifásico contendo um transformador 230kV/69kV, seguido de outro transformador 69kV/13,8kV, conectado através de um ramal trifásico à um motor que se interliga ao sistema por um transformador de 13,8kV/0,440kV, todos ilustrados na Figura 9. Este exemplo ilustra a capacidade do sistema de modelar em nível de detalhe os equipamentos desejados.

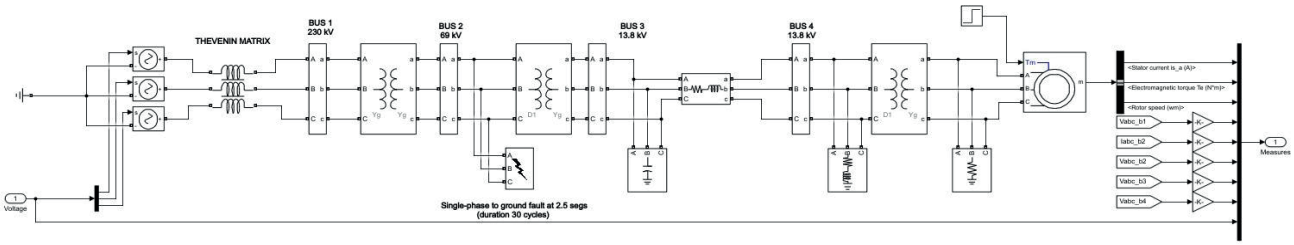


Figura 9 – Diagrama trifilar do sistema conectado ao barramento

Neste caso exemplo, o passo de integração da simulação fasorial foi configurado em 10 ms, e na simulação EMT igual a 20 µs. Dentre as faltas simuladas, ilustra-se neste documento o resultado de duas faltas trifásicas sequenciais, a primeira na rede de 69kV (aplicada na barra 2 aos 0,25s de simulação e com duração de 30 ciclos e eliminação espontânea), e na barra 4 da Figura 8 (aplicada aos 1,5s de simulação com duração de 3 ciclos).

A Figura 10 ilustra a resposta das tensões fasoriais no sistema modelado de modo unifilar, de onde se percebe os afundamentos causados pelas faltas e a resposta oscilatória do sistema elétrico no caso da falta da rede trifilar e a resposta monotônica no caso da falta na rede unifilar.

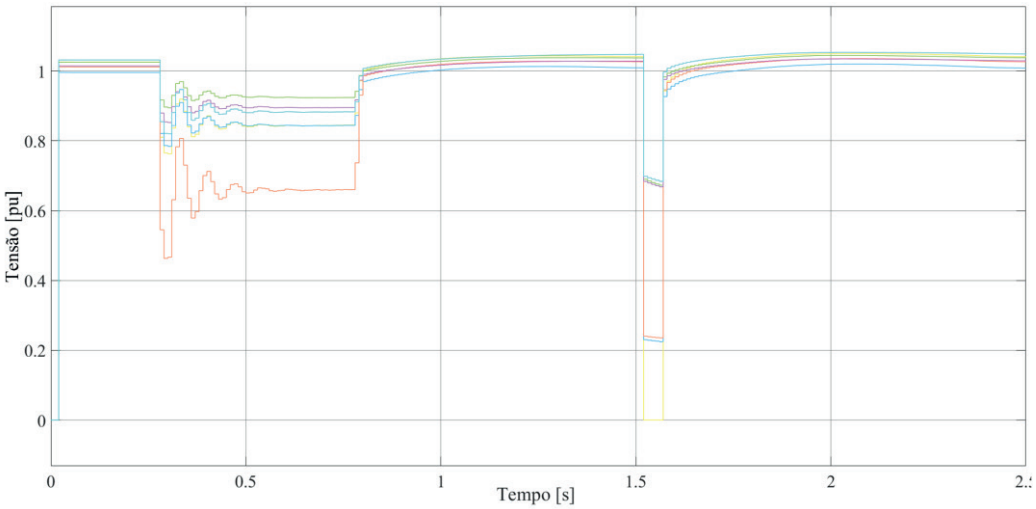


Figura 10 – Resposta das tensões fasoriais do sistema modelado de forma unifilar

De forma complementar, a Figura 11 ilustra, de forma comparativa, a tensão em forma de onda no caso do sistema trifásico, e em valor eficaz para o caso do sistema unifilar, de onde se pode verificar a compatibilidade entre elas, como esperado, mas sobretudo a capacidade do sistema em detalhar áreas do sistema elétrico no qual os transitórios eletromagnéticos são aspectos de interesse, e ainda mais, forma de grandeza a qual se podem realizar avaliações de dispositivos no formato *hardware-in-the-loop*.

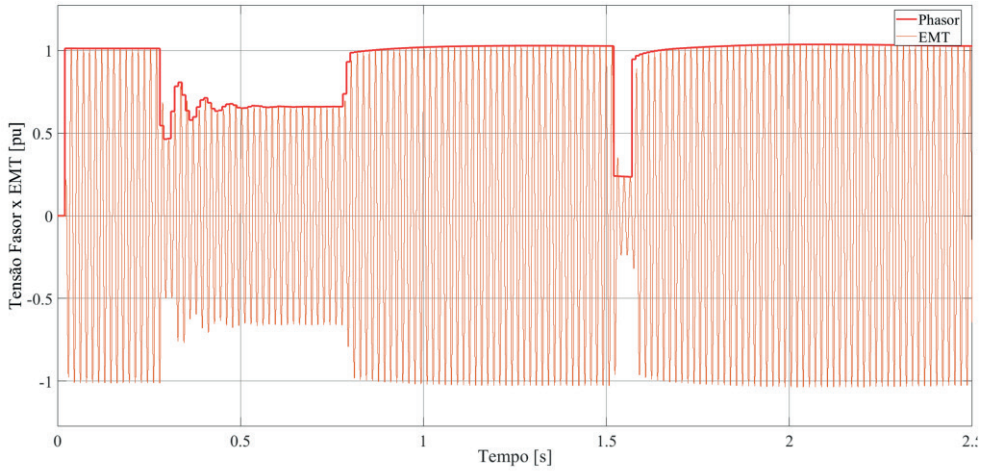


Figura 11 – Resposta da tensão da fase A na barra de interface nos sistemas unifilar e trifilar, em p.u.

Por fim, a simulação permite avaliar também a dinâmica da máquina de indução, ilustrada na **Figura 12** pela velocidade e torque correspondentes.

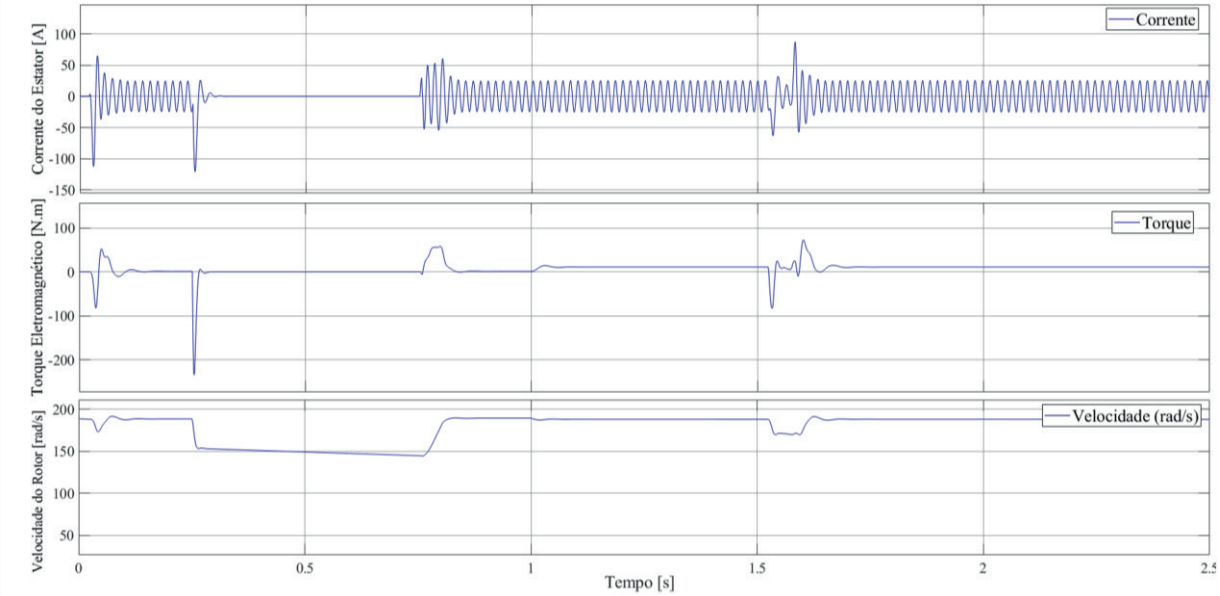


Figura 12 – Resposta das tensões fasoriais do sistema modelado de forma unifilar

5.2 Sistema equivalente de transmissão do Paraguai

De forma análoga ao estudo anterior, foi implementado um modelo representativo do sistema de transmissão do Paraguai, ao qual foram analisadas perturbações de forma simulada. Para representação em forma de onda detalhada, a carga da ES-HOR foi representada como trifásica.

Neste caso exemplo, o passo de integração da simulação fasorial foi configurado em 10 ms, e na simulação EMT igual a 20 µs. Dentre as faltas simuladas, ilustra-se neste documento o resultado de duas faltas trifásicas sequenciais, a primeira na rede de 220kV da carga trifásica (trifilar aplicada na ES-HOR aos 0,3s de simulação e com duração de 30 ciclos e eliminação espontânea), e na SE-IPU 50Hz (unifilar aplicada aos 1,5s de simulação com duração de 3 ciclos).

A Figura 13 ilustra a resposta das tensões fasoriais no sistema modelado de modo unifilar, de onde se percebe os afundamentos causados pelas faltas e a resposta oscilatória do sistema elétrico no caso da falta da rede trifilar e a resposta monotônica no caso da falta na rede unifilar.

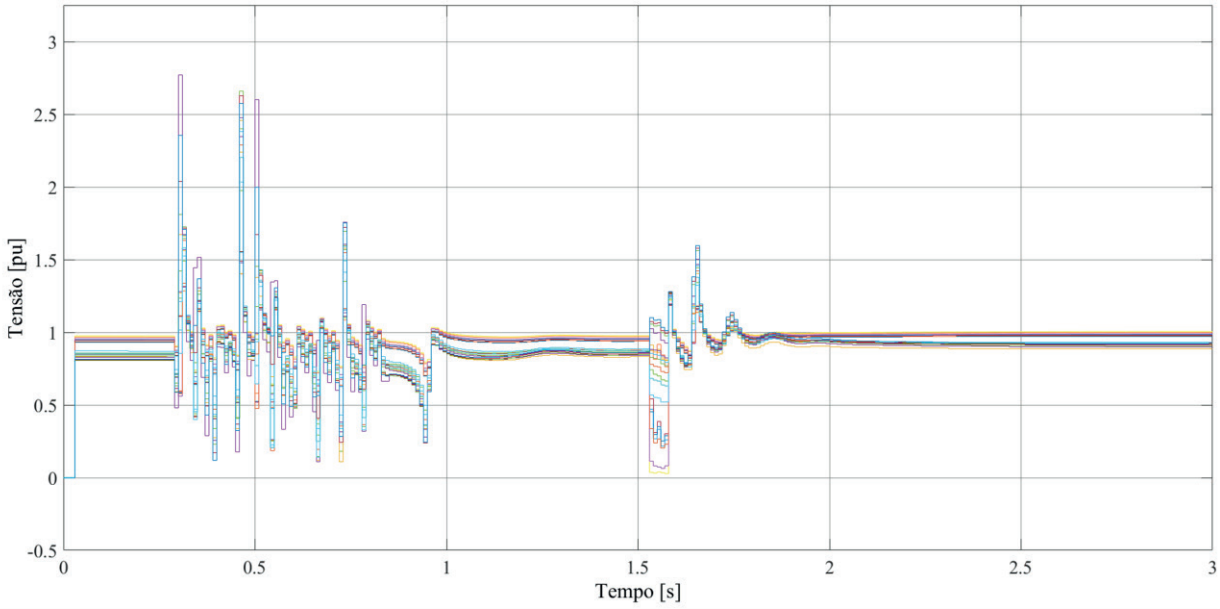


Figura 13 – Resposta das tensões fasoriais do sistema modelado de forma unifilar

De forma complementar, a Figura 14 ilustra, de forma comparativa, a tensão em forma de onda no caso do sistema trifásico, e em valor eficaz para o caso do sistema unifilar, de onde se pode verificar a compatibilidade entre elas.

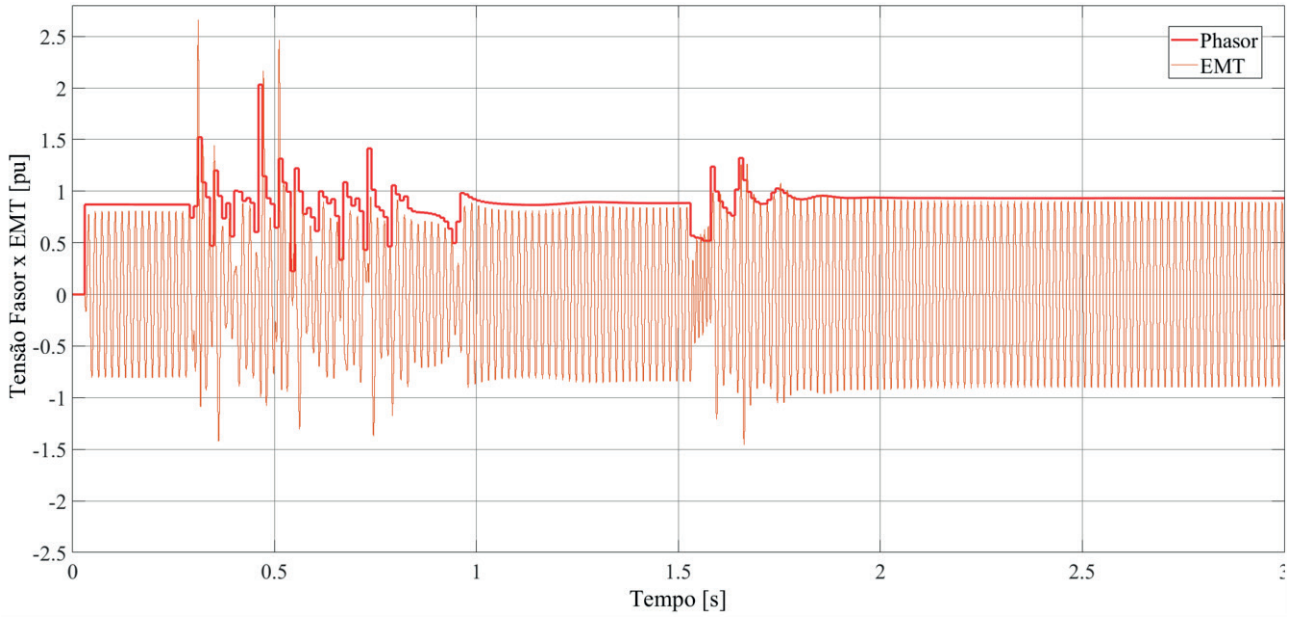


Figura 14 – Resposta da tensão da fase A na barra de interface nos sistemas unifilar e trifilar, em p.u.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nesse trabalho foi apresentado um estudo empregando um software nativo de co-simulação de simulação de transitórios eletromagnéticos com modelagem trifásica detalhada e transitórios eletromecânicos e estudos de estabilidade com modelagem fasorial simplificada. Este arcabouço é chamado nativo porque foi desenvolvido, implementado e testado pela mesma equipe e com linguagens compatíveis, implicando em excelente compatibilidade entre as etapas de simulação.

Este arcabouço é baseado no desenvolvimento inicial de um software fasorial para simulação em tempo real, no qual foram apresentadas soluções para dados coalescidos, uso de memória contígua, e tratamento de condições topológicas. A partir desse arcabouço, foi então desenvolvida a conexão entre o software EMT existente para simulação em tempo real empregado em conjunto neste trabalho.

A motivação da realização deste estudo é a necessidade atual de se representar os transitórios eletromecânicos nos ensaios de modelo de proteções, sistemas especiais de proteção e controles realizados por Itaipu as empresas associadas.

O arcabouço citado foi avaliado sobre o sistema-teste IEEE 9 barras, seguido do sistema equivalente dos sistemas paraguaio, amplamente utilizado na avaliação de aspectos do planejamento operacional destes sistemas e nos ensaios dos sistemas especiais de área ampla instalados em campo. Ambos os estudos evidenciaram as potencialidades deste arcabouço.

Na continuidade deste trabalho, estão previstos um estudo comparativo do software nativo de simulação com os resultados dos softwares fasorial para estudos de estabilidade e do software EMTP utilizado para estudos de transitórios eletromagnéticos.

7 REFERÊNCIAS

[1] Gross, G., Bergen, A. "An efficient algorithm for simulation on transients in large power systems." *IEEE Transactions on Circuits and Systems*. 23.12 (1976): 791-799.

[2] Camarillo-Peñaranda, J. R., Aredes, M., & Ramos, G. (2021). Hardware-in-the-loop testing of a distance protection relay. *IEEE Transactions on Industry Applications*, *57*(3), 2326-2331.

[3] Quintero-Zuluaga, Felipe, et al. "Hardware in the loop design and testing of a PMU-based special protection scheme: Case study of colombia-ecuador interconnection." *2020 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition-Latin America (T&D LA)*. IEEE, 2020.

[4] Azmi, M. T., Yusuf, N. S. N., Abdullah, I. D. S. K. S., Sarmin, M. K. N. M., Saadun, N., & Azha, N. N. N. K. (2019, June). Real-time hardware-in-the-loop testing platform for wide area protection system in large-scale power systems. In *2019 IEEE International Conference on Automatic Control and Intelligent Systems (I2CACIS)* (pp. 210-215). IEEE.

[5] Godoy, Jose M equivalente dinâmico do sistema interligado paraguaio-argentino-uruguaio para teste de funcionalidades de proteções e controles no rtds aria Barua, et al. "The ECCANDE project: Design, field implementation, and operation of a special protection scheme based on synchronized phasor measurements." *IEEE Transactions on Power Delivery* 38.3 (2022): 1780-1787.

[6] Pesente, J., Galassi, P., Rodrigues, L., Santos, F., & Justino, G. (2021, November). A Dynamic Equivalent Model for testing the Paraguayan-Argentinean Interconnected Power System devices using Hardware-In-the-Loop simulation. In *2021 IEEE URUCON* (pp. 395-400). IEEE.

[7] Galassi, P., Pesente, J., Santos, L., Mezger, A., Crestani, F., Justino, G., Ramos, R., Almeida, A. Equivalente dinâmico do sistema interligado paraguaio-argentino-uruguaio para teste de funcionalidades de proteções e controles no RTDS. XXVI SNPTEE, 2022.

[8] J. Pesente, P. Galassi, L. Rodrigues, F. Crestani, G. Justino, and R. Ramos, “An approach for the aggregation of power system controllers with different topologies,” Electr. Power Syst. Res., vol. 212, 2022.

[9] Alvez, C., P. Galassi, J. Pesente, Godoy, P., G. Justino, Souza, J., Ferreira, L. Compatibilização de equivalentes dinâmicos fasoriais e modelos eletromagnéticos para aplicação em simulações em tempo real na plataforma RTDS. XXVII SNPTEE, 2023.

[10] Bassi, V. F, F. S; Espinoza, R., F., Pesente, J. Estudo de cossimulação multi-domínio conflindo as ferramentas ATP e ANATEM. XV SEPOPE, 2021.

[11] Sítio eletrônico do Governo Argentino, Argentina.gob.ar, acessado em 17/11/2024.

[12] Jalili-Marandi, V., Robert, E., Lapointe, V., & Bélanger, J. (2012, July). A real-time transient stability simulation tool for large-scale power systems. In 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting (pp. 1-7). IEEE.

[13] Panigrahy, N., Gopalakrishnan, K. S., Ilamparithi, T., & Kashinath, M. V. (2016, December). Real-time phasor-EMT hybrid simulation for modern power distribution grids. In 2016 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES) (pp. 1-6). IEEE.

[14] Plumier, F. et al. A relaxation scheme to combine phasor-mode and electromagnetic transients simulations. 2014 Power Systems Computation Conference, IEEE, 2014.

[15] Luca Barbierato; Steffen Vogel; Daniele Salvatore Schiera; Enrico Pons; Lorenzo Bottaccioli; Antonello Monti. Digital Real-Time Power System Co-simulation via Distributed Transmission Line Model.

[16] Daniel del Rivero; Shailendra Singh; Pablo García; Pedro Rodríguez. Real-Time Cosimulation of Power Systems: Integration of eMEGASIM and ePHASORSIM Using OPAL-RT Simulators.

Comitê de Estudos C4 – Desempenho de sistemas de elétricos

ESTUDO COMPARATIVO ENTRE FERRAMENTAS DE SIMULAÇÃO FASORIAL DINÂMICA BASEADAS NO MÉTODO DE INTEGRAÇÃO TRAPEZOIDAL IMPLÍCITO E SEMI-IMPLÍCITO

M.J. SLIBI*
Itaipu/Unioeste
Brasil
michel2002slibi@gmail.com

J.R. PESENTE
Itaipu
Brasil
pesente@itaipu.gov.br

R.A. OLIVEIRA
Itaipu
Brasil
ralmir@itaipu.gov.br

F. MILANO
University College Dublin
Itália
federico.milano@ucd.ie

Resumo *– Os sistemas elétricos mundiais estão expandindo tanto em quantidade de elementos quanto em sua complexidade, e com isso surgem mais softwares para analisar diferentes dinâmicas do sistema elétrico de potência e tentar trazer soluções mais eficientes, que exijam menor carga computacional. Neste contexto, neste trabalho se analisa e descreve a comparação do método de integração semi-implícito para resolução de integrações numéricas com a solução do método implícito de integração. A descrição do método e implementação são descritos e os resultados obtidos debatidos. A comparação mostra o potencial do método, encorajando sua utilização futura.*

Palavras-chave: sistema elétrico de potência – softwares – DOME – método de integração semi-implícito – ANAREDE – ANATEM – método implícito de integração

1 INTRODUÇÃO

A perspectiva de demanda energética das sociedades é de expansão, principalmente em países em vias de desenvolvimento como é o exemplo do Paraguai, assim como mostra o relatório de [1], que indica uma projeção de crescimento de demanda no Paraguai, de 2021 até 2030, de 6,8% ao ano.

A expansão dos sistemas elétricos faz necessário simular sistemas cada vez maiores, que acabam necessitando de cargas computacionais elevadas para sua resolução. Dessa forma, há também a necessidade de softwares que utilizem de um número reduzido de operações de integração numérica.

Além dos sistemas serem maiores, sua complexidade e não linearidades também estão em aumento, devido ao uso crescente de fontes baseadas em inversores, das quais destacam-se a energia solar e eólica, o que torna mais viável o uso de técnicas que se adequem a essa nova dinâmica do sistema elétrico.

Neste contexto foi desenvolvida por Milano a ferramenta intitulada DOME [2], que utiliza de um método semi-implícito de resolução das equações dinâmicas de um sistema elétrico de potência. Por se tratar de um método inovador, neste trabalho ele é comparado aos softwares acreditados no Brasil, do pacote CEPEL (ANAREDE e ANATEM), que são bem estabelecidos na literatura e permitem certificar as soluções de forma comparada.

*Av. Tarquínio Joslin dos Santos, 1300 - Lot. Universitario das Americas, Foz do Iguaçu - PR, 85870-650

O DOME não só permite a resolução de simulações dinâmicas convencionais, mas também a inclusão de fenômenos estocásticos, incorporando esses efeitos às equações dinâmicas do sistema. Isso faz do DOME uma das poucas ferramentas capazes de modelar flutuações nas grandezas elétricas do sistema, de forma a permitir a análise direta de seu impacto nas simulações, além de apresentar modelos de fontes intermitentes, como a eólica e solar, considerando seus aspectos aleatórios.

Este trabalho busca verificar se a ferramenta representa corretamente o sistema elétrico em regime permanente e dinâmico, com seus componentes dinâmicos e perturbações. Com isso, pretende-se garantir sua aplicação futura em estudos voltados à análise de fenômenos estocásticos em sistemas elétricos de potência.

As simulações serão realizadas em um equivalente dinâmico do sistema elétrico paraguaio-argentino, desenvolvido para estudos de estabilidade e que contém um número reduzido de elementos representados, mas que ainda consegue simular as dinâmicas reais do sistema em questão, assim como mostrado por estudos de [3].

Este trabalho está dividido como segue: na seção 2 é apresentada a fundamentação teórica, com a explicitação da integração numérica semi-implícita e como ela se diferencia das formas implícita e explícita; na seção 3 são levantados os resultados e discussões, comparando os controladores e sistema modelado em DOME com o obtido em ANATEM e ANAREDE; na seção 4 conclui-se a efetividade do uso da técnica semi-implícita da ferramenta DOME e sua possibilidade de simular sistemas com maior complexidade em futuros trabalhos.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A integração no domínio do tempo pode ser realizada por métodos implícitos ou explícitos, sendo que este último, segundo [4], calcula o estado futuro do sistema a partir da condição atualmente conhecida. Já no método implícito o estado futuro depende tanto dos valores presentes quanto dos futuros. Além disso, o sistema implícito apresenta uma estabilidade maior que o explícito, o que permite que ele tenha um tamanho de passo maior sem o detrimento da sua estabilidade, sendo utilizado por alguns softwares de análise de sistemas elétricos de potência, como o ANATEM.

Assim como afirmado por [5] a integração explícita pode ser empregada no estudo de transitórios de sistemas de potência, porém, os esquemas explícitos acabam sendo expostos a erros numéricos, que tendem a aumentar junto com o tempo de simulação. Além disso, a própria rigidez das equações dos sistemas de potência torna a integração explícita mais propensa a esses erros numéricos.

A formulação semi-implícita, assim como expressa por [6], se trata de um método híbrido com características tanto do método tradicional explícito quanto implícito. Sendo recomendado para problemas em que devido a extrema não linearidade, o sistema não consegue convergir com formulação implícita.

Em [7] são citados alguns tipos de formulações implícitas, sendo que o utilizado pelo software DOME, base para esse estudo, é uma derivação semi-implícita do *Backward Differentiation Formulæ* ou BDF (Fórmulas de Diferenciação Regressiva), que é expressa pelas Equações 1 e 2.

$$\begin{aligned} \tilde{p} &= T \cdot \tilde{\xi} - \beta h \left(\tilde{f} + k\tilde{f}(t) \right) \\ \tilde{q} &= R \cdot \tilde{\xi} - h\tilde{g} \end{aligned} \tag{1}$$

$$\tilde{A} = \begin{bmatrix} T + T_x\tilde{\xi} - \beta h\tilde{f}_x & T_y\tilde{\xi} - \beta h\tilde{f}_y \\ R + R_x\tilde{\xi} - h\tilde{g}_x & R_y\tilde{\xi} - h\tilde{g}_y \end{bmatrix} \tag{2}$$

em que **p** e **q** são funções não lineares referentes às equações diferenciais e algébricas respectivamente, **x** representa as variáveis de estado, **y** as variáveis algébricas, **g** as equações algébricas e **f** as equações diferenciais, **T** e **R** são matrizes e quando aparecem com subíndices, indicam ser gradientes de **x** ou **y**. Também tem-se **h** como o passo de integração, $\boldsymbol{\beta}$ como um coeficiente, **A** como matriz jacobiana e $\boldsymbol{\xi} = x - x(t)$.

Na próxima seção os modelos dos controladores e do sistema, assim como os resultados das simulações, são apresentados.

3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta seção a comparação gráfica e numérica das soluções é apresentada. Inicialmente os elementos individuais são descritos, seguidos destes integrados, formando o modelo completo do sistema elétrico.

3.1 Modelos dos controladores

O modelo de regulador de tensão empregado em Itaipu trata-se do "SEXS-PSS/E" (2023) [8], apresentado na Fig. 1 (parâmetros definidos como: Ta = 0,06s; Tb = 0,04s; K = 1pu e Te = 0,04s).

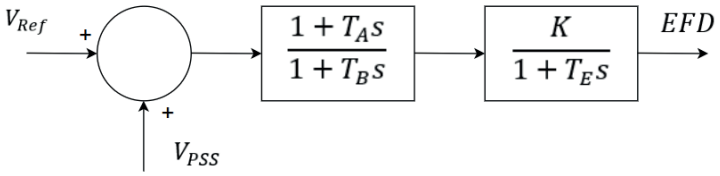


Fig. 1. Modelo de Regulador de Tensão do tipo SEXS.

Este modelo foi testado em um sistema gerador-carga, aplicando-se um curto-circuito trifásico na barra da carga no instante 1 segundo e o retirando em 500 ms. A Fig. 2 ilustra a tensão na barra geradora, após a perturbação, tanto no ANATEM quanto no DOME, de onde se infere a proximidade das soluções. O erro percentual médio absoluto (MAPE) [9] entre as duas soluções foi de 0,0005%.

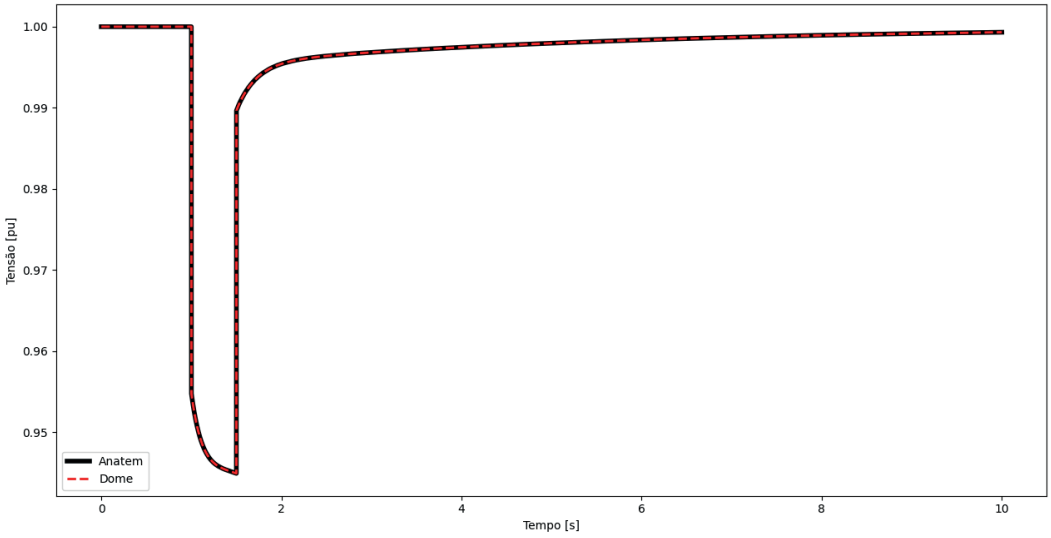


Fig. 2. Tensão na barra geradora com regulador de tensão, após a perturbação.

O modelo de estabilizador de sistemas de potência (PSS) utilizado foi do tipo STAB1 [8], ilustrado na Fig. 3 (parâmetros T1 = 0,004s; T2 = 0,3838s; T3 = 0,4s; T4 = 0,38s; K =13,5pu e T = 3s).

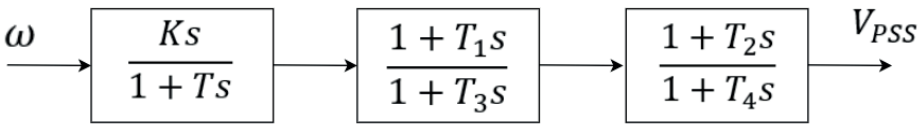


Fig. 3. Modelo de estabilizador de sistemas de potência do tipo STAB1.

Empregando-se a mesma perturbação do caso anterior, obteve-se as soluções da Fig. 4, implicando em um MAPE de 0,154%.

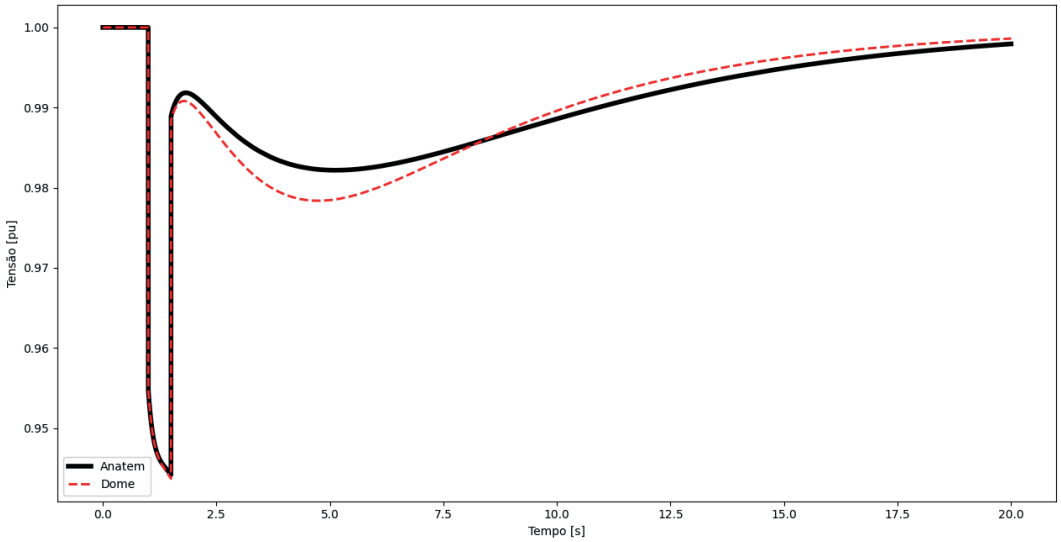


Fig. 4. Tensão na barra geradora com PSS, após a perturbação.

Por fim, o regulador de velocidade empregando corresponde ao modelo IEESGO [8], apresentado na Fig. 5 (parâmetros T1 = 0,25s; T2 = 0s; T3 = 0,1s; T4 = 0,25s; T5 = 7,5s; T6 = 0s; K1 = 20pu; K2 = 0pu e K3 =0pu). No caso deste teste a carga individual do sistema anterior foi segregada em duas para sua rejeição parcial.

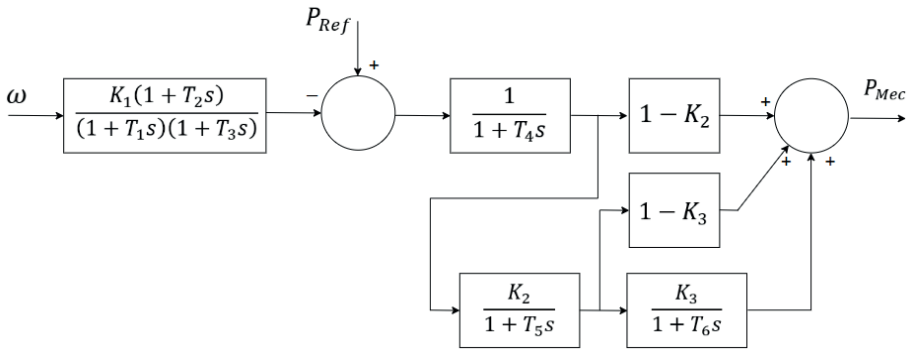


Fig. 5. Modelo de regulador de velocidade do tipo IEESGO.

A simulação da retirada de uma das cargas no instante 0,2 segundo resultou nas respostas apresentadas na Fig. 6. O MAPE resultante foi igual à 0,00005%.

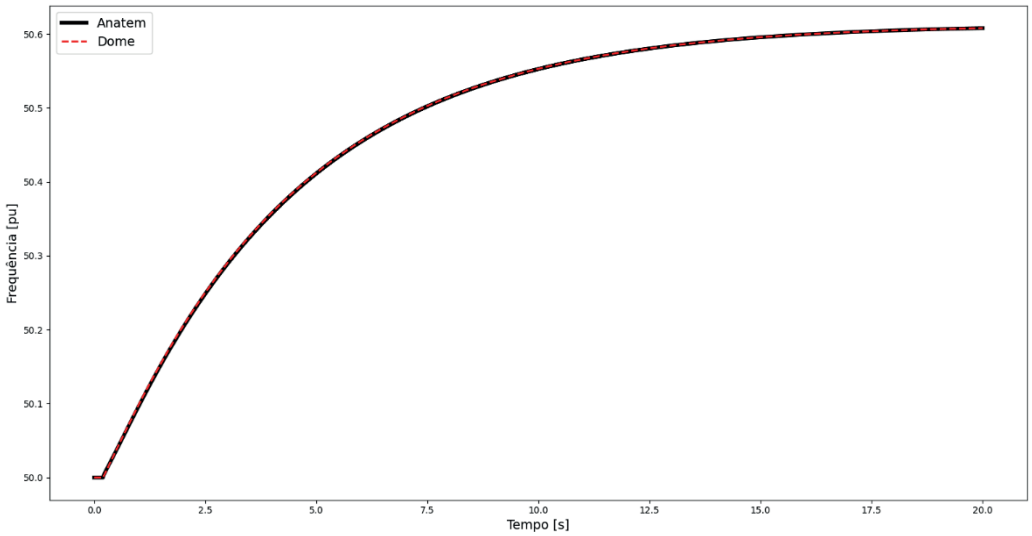


Fig. 6. Frequência na barra geradora com regulador de velocidade, após a perturbação.

3.2 Equivalente dinâmico do sistema paraguaio-argentino

Uma vez definidos os controles dos geradores, a rede modelada para comparação de solução de sistemas é apresentada na Fig. 7. A comparação dos resultados de regime permanente e dinâmico entre o DOME e softwares desenvolvidos pelo CEPEL, é apresentada nas próximas seções.

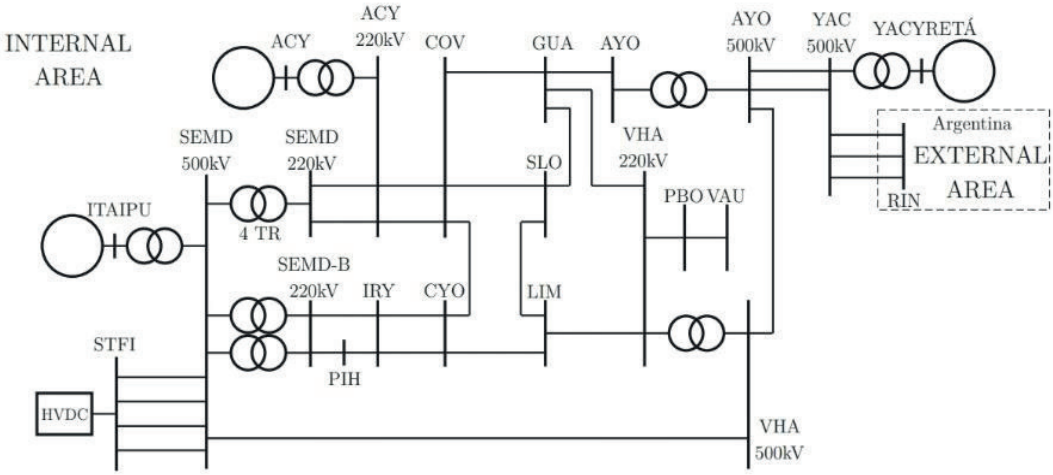


Fig. 7. Sistema equivalente paraguaio/argentino.

3.2.1 Resultados comparativos de regime permanente (fluxo de potência)

A Fig. 8 apresenta o resultado comparativo percentual entre a magnitude e ângulo de tensão obtidos da solução de fluxo de potência no ANAREDE e DOME. Já a Fig. 9 apresenta a diferença percentual entre as potências reativa e ativa resultantes do fluxo de potência. Ambos os resultados demonstram uma excelente compatibilidade entre as soluções, com uma diferença máxima de 0,001 pu e de 0,034° na tensão de barras, assim como uma diferença nos fluxos de potência das linhas de no máximo 2,76%.

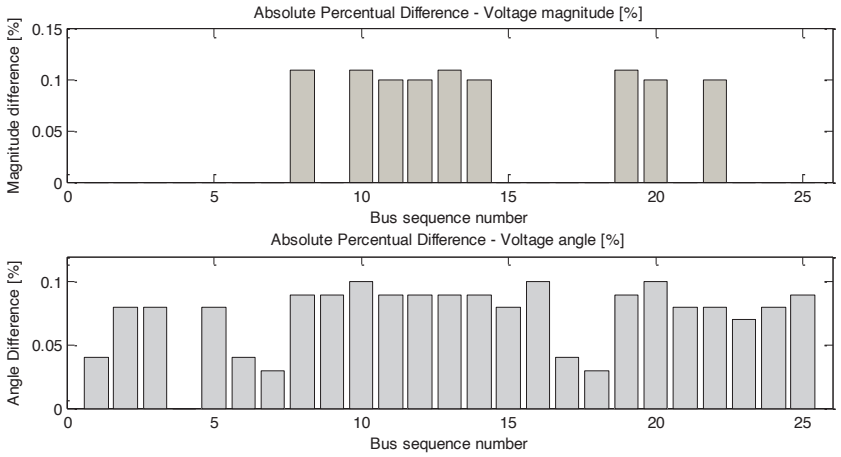


Fig. 8. Diferença entre os resultados do fluxo de potência das barras entre ANATEM e DOME, em porcentagem.

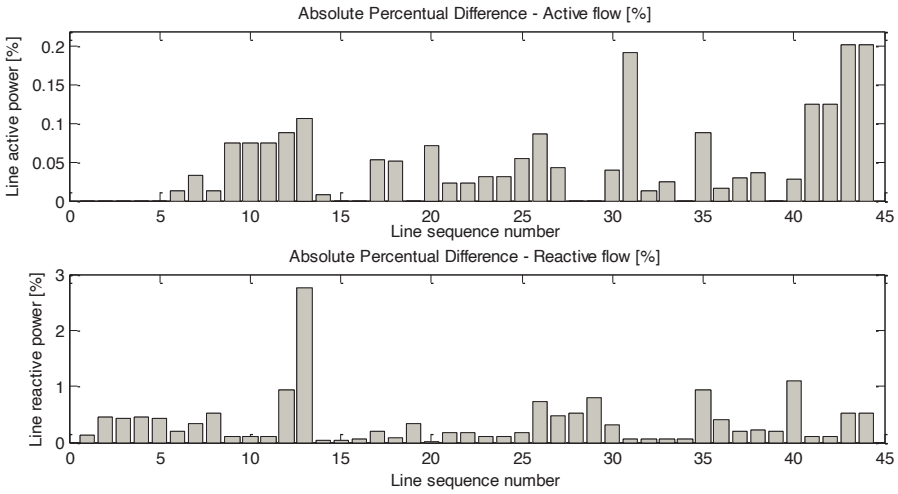


Fig. 9. Diferença entre os resultados do fluxo de potência dos ramos entre ANATEM e DOME, em porcentagem.

3.2.2 Resultados comparativos de regime dinâmico (estudos de estabilidade)

A comparação da solução da dinâmica de sistemas elétricos pelo DOME e pelo ANATEM foi realizada pela simulação da abertura automática da linha entre as barras COV e CYO em 20 ms após o início da simulação, realizada por 100 segundos.

Os modelos dos geradores empregados na simulação dinâmica consideram a representação de dois eixos (direto e quadratura), e três períodos - subtransitório, transitório e de regime permanente, de acordo com os parâmetros das TABELA I e TABELA II.

TABELA I. REATÂNCIAS DE EIXO E CONSTANTE DE INÉRCIA PARA CADA TIPO DE GERADOR DO SISTEMA EQUIVALENTE

Gerador	Xd [pu]	Xq [pu]	X'd [pu]	X'q [pu]	X''d [pu]	H [s]
Argentina	0,00743	0,00575	0,00140	0,00393	0,00099	817,8
Itaipu	0,9450	0,6930	0,3290	0,6930	0,258	50,7
Yacyretá	0,05278	0,03777	0,01833	0,03777	0,01389	87,12

TABELA I. DEMAIS INFORMAÇÕES DE CADA TIPO DE GERADOR DO SISTEMA EQUIVALENTE

Gerador	Xdis [pu]	Ra [pu]	T'd [s]	T'q [s]	T''d [s]	T''q [s]	S_{base} [MVA]
Argentina	0.00025	0	8,834	1,063	0,047	1,276	206,0
Itaipu	0.1301	0	9,30	-	0,18	0,36	823,6
Yacyretá	0,00931	0,00004	6,100	-	0,050	0,070	172,5

A solução de ambos os softwares para esta perturbação é apresentada na Fig. 10 pela trajetória de ângulo do gerador do equivalente argentino com relação ao ângulo do centro de massa, na Fig. 11 com a trajetória da frequência em Yacyretá e na Fig. 12 pela tensão terminal de Itaipu. Os três controladores mencionados anteriormente foram adicionados ao gerador de Itaipu.

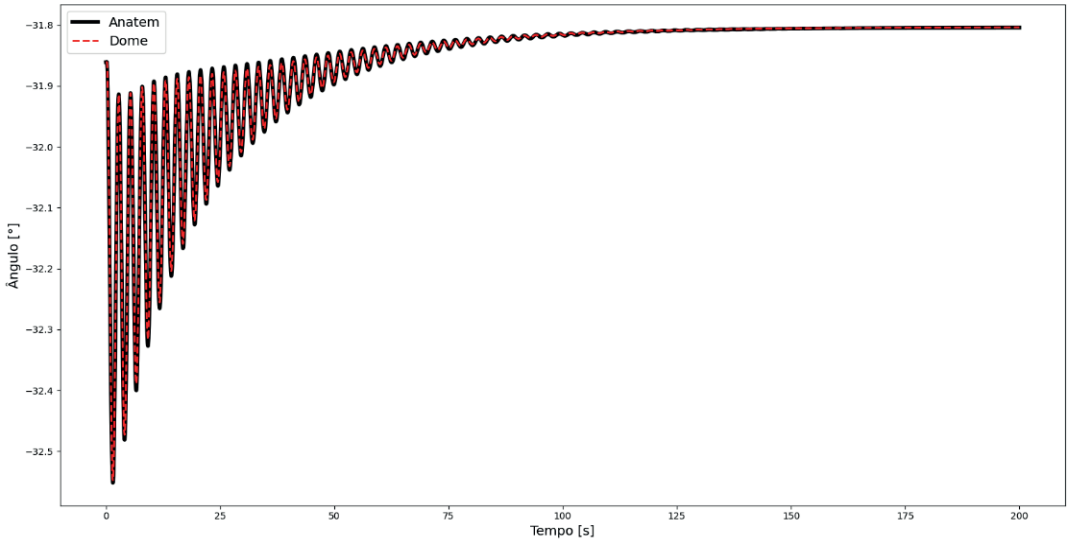


Fig. 10. Variação do ângulo do gerador representativo do equivalente argentino frente a perturbação.

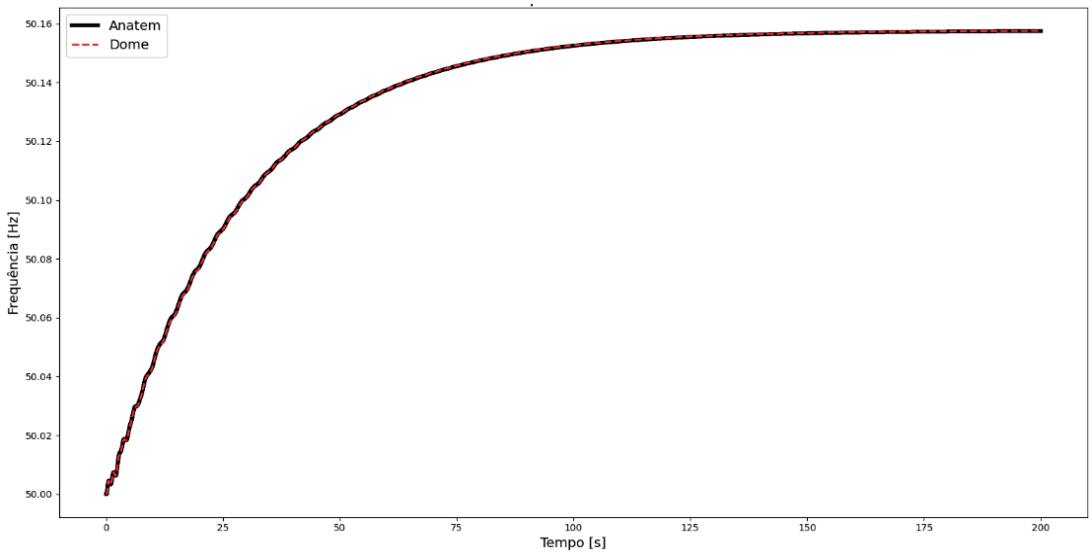


Fig. 11. Variação da frequência do gerador de Yacyretá frente a perturbação.

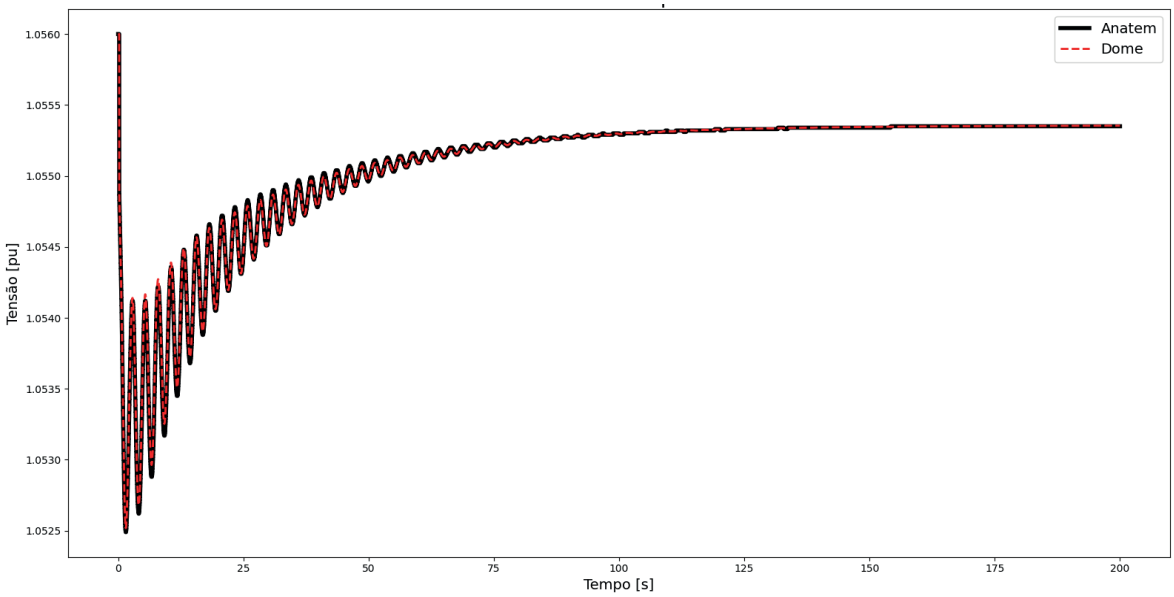


Fig. 12. Variação da tensão em Itaipu frente a perturbação.

A sobreposição das trajetórias apresentadas na Fig. 10, Fig. 11 e Fig. 12 traduzem a proximidade das soluções computacionais dos dois softwares, concluindo-se que são equiparáveis e provêm essencialmente a mesma solução de simulação. O erro percentual médio absoluto máximo verificado nesta comparação foi inferior a 0,01%, corroborando com as conclusões descritas.

4 CONCLUSÕES

A análise comparativa entre o método semi-implícito e implícito adotados pelo DOME e pelo ANATEM, demonstrou que os resultados são compatíveis. Os testes realizados incluíram a modelagem de controladores como reguladores de tensão, estabilizadores de sistemas de potência (PSS) e reguladores de velocidade, bem como a aplicação a um equivalente dinâmico do sistema paraguaio-argentino, e reforçaram a viabilidade do uso do DOME em estudos de estabilidade e operação de sistemas elétricos.

Os erros percentuais relativos obtidos, inferiores a 0,5%, atestam a qualidade da solução numérica do método de integração semi-implícito utilizado pelo DOME, sendo, portanto, uma alternativa viável para estudos estocásticos a serem realizados empregando a formulação tradicional, na qual se pretende realizar a análise de flutuações de grandezas ou aspectos aleatórios, que podem ser causados, por exemplo, pela adição de fontes intermitentes, como a eólica e solar, em sistemas elétricos de potência. Assim, o DOME se consolida como uma ferramenta confiável para análises de sistemas elétricos de potência em cenários cada vez mais complexos e desafiadores.

5 CITAÇÕES BIBLIOGRÁFICAS

[1] ANDE, “Plan Maestro de Transmisión”, Feb. 2021.

[2] F. Milano, “A python-based software tool for power system analysis”, *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, July 2013.

[3] J. R. Pesente, P. Galassi, L. Rodrigues, F. Santos e G. Justino, “A Dynamic Equivalent Model for testing the Paraguayan-Argentinean Interconnected Power System devices using Hardware-In-the-Loop simulation”, 2021 IEEE URUCON, pp. 395-400, Nov. 2021.

[4] FunctionBay Web Site, https://support.functionbay.com/en/faq/single/263/differences-implicit-method-explicit-method.

[5] F. Milano and R. ZÁRATE-MIÑANO, “A Systematic Method to Model Power Systems as Stochastic Differential Algebraic Equations”, *IEEE Trans. on Power Systems*, pp. 4537-4544, Nov. 2013.

[6] Ansys Web Site, https://ansyshelp.ansys.com/public/account/secured?returnurl=////Views/Secured/corp/v242/en/ans_adv/Hlp_G_ADVSEMI.html.

[7] F. Milano, “Semi-Implicit Formulation of Differential-Algebraic Equations for Transient Stability Analysis”, *IEEE Trans. on Power Systems*, pp. 4534-4543, Nov. 2016.

[8] SIEMENS, “PSS/E Model Library”, Apr. 2023.

[9] A. Jadon, A. Patil, S. Jadon, “A Comprehensive Survey of Regression-Based Loss Functions for Time Series Forecasting”, *ICDMAI 2024*, Nov. 2022.

Comitê de Estudos C4 – Desempenho de sistemas de elétricos

ESTUDO DE CASO SOBRE A AVALIAÇÃO DA OSCILAÇÃO DE TENSÃO DURANTE REPRODUÇÃO EM CAMPO DO FENÔMENO OCORRIDO EM 2021 COM A ABERTURA DA LINHA 69kV 02C3 SÃO JOÃO DO CARIRI/JUAZEIRINHO E COM AS CENTRAIS GERADORAS EÓLICAS LAGOA II E CANOAS CONECTADAS NO SISTEMA ELÉTRICO DA ENERGISA PARAÍBA.

R.R. GUIDO*
Energisa Paraíba
Brasil
rusangela@energisa.com.br

C.V. TELLES
Energisa Paraíba
Brasil
christiano@energisa.com.br

V.L. BRITO
Energisa Paraíba
Brasil
Victor.brito@energisa.com.br

E.N. CAVALCANTI
Energisa Paraíba
Brasil
Emerson.nobrega@energisa.com.br

Resumo *– Este trabalho trata da continuação das investigações das oscilações de tensão detectadas em 2021 em razão de desligamento programado da linha 69kV 02C3 São João do Cariri (SJC)/Juazeirinho (JZR), onde as centrais geradoras eólicas (CGEs) Lagoa II e Canoas injetavam 54 MW no sistema e operavam no modo de controle fator de potência constante.*

Em 2024 foram reproduzidas as condições de 2021, ou seja, as condições de ventos semelhantes, a linha 02C3 SJC/JZR aberta e as CGEs nos modos de controle por fator de potência e por tensão, buscando reproduzir o ocorrido e consequentemente executar um modelo aproximado dos aerogeradores da Gamesa.

Palabras clave: Oscilação de Tensão - Centrais de Geradoras Eólicas - Qualidade de Energia – Testes em campo

1 INTRODUÇÃO

O crescimento do consumo de energia elétrica, aliado à reestruturação do setor elétrico e ao desenvolvimento de novas tecnologias de geração, tem favorecido a conexão de centrais geradoras distribuídas, nos sistemas elétricos em altas e médias tensões. O sistema elétrico, por sua natureza, é dinâmico, e a geração eólica, sendo intermitente devido a dependência do vento, apresenta pontos de operação continuamente variáveis.
Com a inserção das Centrais Geradoras Eólicas (CGEs) Canoas e Lagoa, II foram detectados fenômenos de instabilidade de tensão no sistema elétrico da Energisa Paraíba, levantando preocupações sobre a estabilidade e a operação segura da rede.
Este trabalho apresenta o laudo técnico dos ensaios de campo realizados em julho de 2024, abordando o comportamento dos aerogeradores das CGEs Canoas e Lagoa II operando nos modos de controle de tensão e controle de fator de potência durante o desligamento da linha 02C3 JZR/SJC.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Descrição do Sistema

Na Fig. 1 é apresentada a configuração do sistema considerada no desenvolvimento deste trabalho, no qual constam as subestações Campina Grande II (CGD), Pocinhos (POC), Soledade (SLD), Santa Luzia (SLZ), Juazeirinho (JZR), São João do Cariri (SJC), Boa Vista (BVA), Sumé (SME) e as centrais geradoras eólicas Lagoa II e Canoas – CGEs LGD/CAN, as quais encontram-se no sistema regional Campina Grande II, que é suprido por duas linhas de 230 kV Campina Grande II/Tacaimbó, uma linha de 230 kV Goianinha/Campina Grande II, duas linhas de 230 kV Campina Grande II/Paraíso, uma linha 230 kV Campina Grande II/Angelim, uma linha 230 kV Campina Grande II/UTE CGD, três linhas 230 kV Campina Grande II/Campina Grande III, uma linha 230 kV Campina Grande II/Pau Ferro e Campina Grande II/Coteminas.

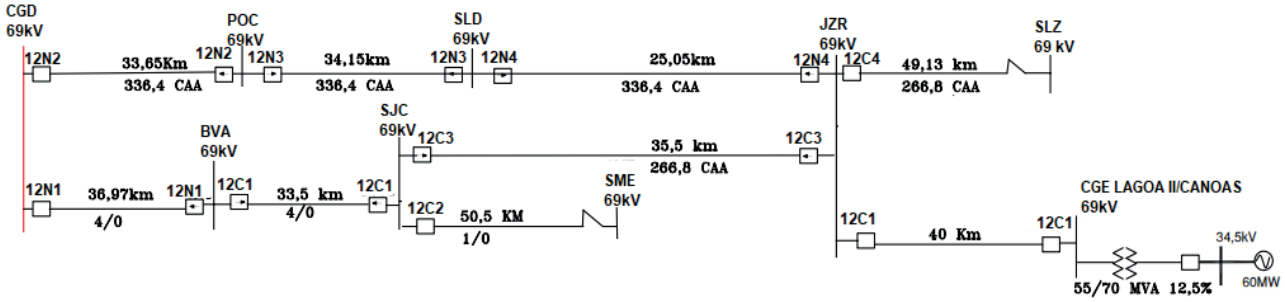


Fig. 1. Configuração do trecho do Regional Campina Grande II com as CGEs Lagoa II e Canoas

2.2 Central Geradora Eólica Lagoa II e Canoas

Os principais dados utilizados nas redes internas das CGEs Lagoa II e Canoas (Fig. 2) são descritos a seguir:

- Linha 69kV JZR/LGD cujo comprimento é de 40 km;
- Um transformador 69/34,5 kV – 1X55/70 MVA (impedância 10% na base 70MVA);
- Um reator de 2,4 MVAr na subestação Lagoa – SED LGD 34,5 kV;
- Transformadores elevadores 34,5/0,69 kV – 2,35 MVA (impedância 10,2% na base 2,35 MVA).

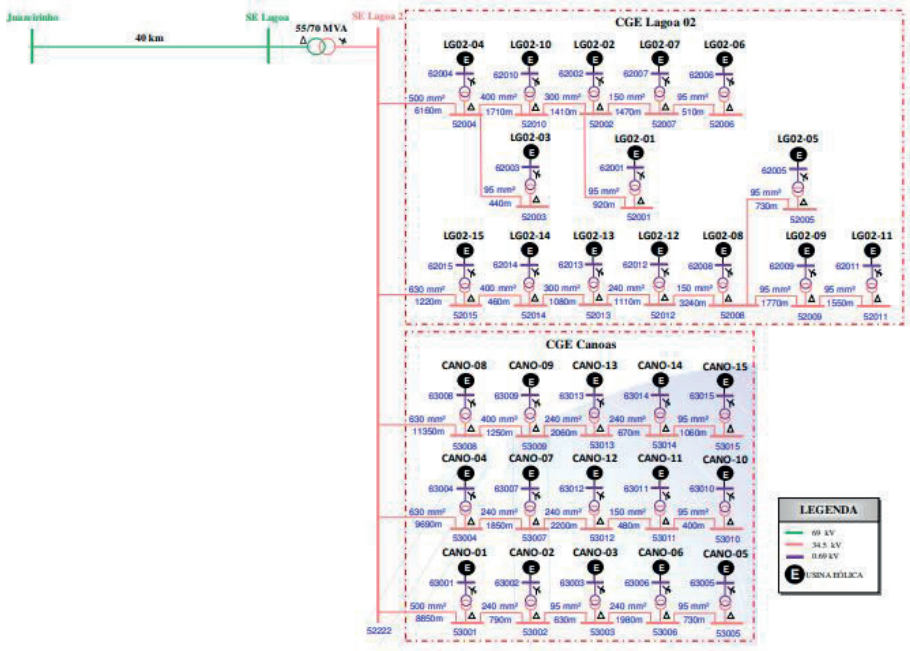


Fig. 2. Estrutura das CGEs Lagoa II e Canoas

Os aerogeradores utilizados são de fabricação da Gamesa modelo V3.3 (Fig. 3), com 30 aerogeradores síncronos.
Cada aerogerador possui [1]:

- Potência nominal 2,1 MW;
- Rotação de 1344 rpm;
- Contribuição de corrente de sequência positiva 1757 A em 0,69 kV.

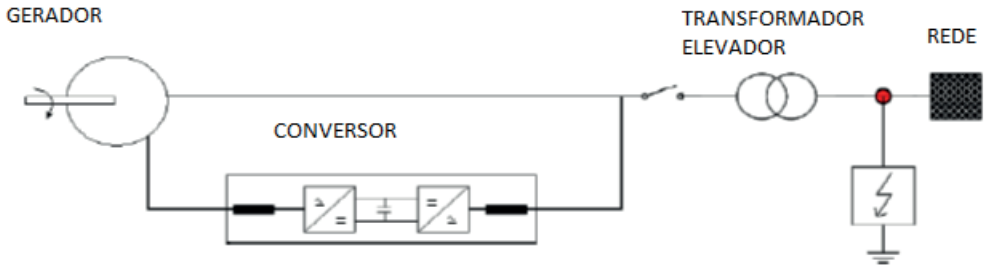


Fig. 3. Modelo Simplificado das Máquinas Gamesa

A faixa operacional da curva P x Q dos aerogeradores de fabricação Gamesa, é apresentada na figura 4.

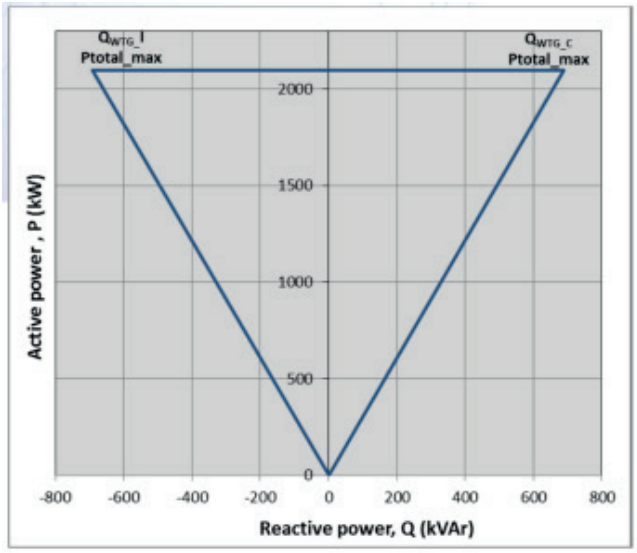
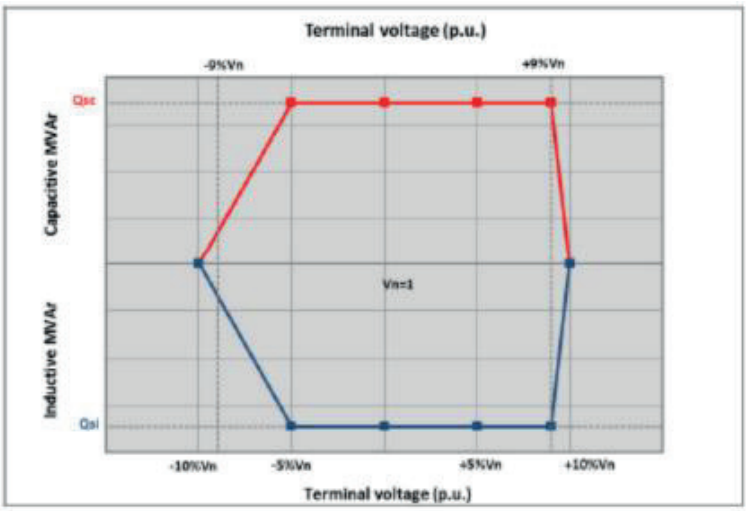


Fig. 4. Característica P x Q dos aerogeradores

A faixa operacional da curva Q x V dos aerogeradores de fabricação Gamesa, é apresentada na figura 5.



	SG 2.X SGRE WTG	
	SG 2.0MW	SG 2.1MW
Q_{WTG_I}	-655kVAr	-690kVAr
Q_{WTG_C}	655kVAr	690kVAr

Fig. 5. Característica Q x V dos aerogeradores

3 ESTUDO DE CASO

As Centrais Geradoras Eólicas (CGEs) Lagoa II e Canoas iniciaram suas operações em 2017 no modo controle por tensão nominal (1 pu). Contudo, ao longo do tempo, análises de pós-operação identificarm eventos de sobretensão em condições normais de operação. Além disso, verificou-se que o fator de potência no ponto de acoplamento comum (PAC) estava fora da faixa permitida, o que resultava em aumento das perdas técnicas. Em função disso, em 2020, a Energisa Paraíba solicitou a alteração do modo de controle das CGEs para fator de potência.

Em maio de 2021, o departamento de manutenção da Energisa solicitou a liberação da LDAT 69kV 02C3 SJC/JZR para realização de manutenção preventiva. Durante o período em que a LDAT esteve aberta, o Centro de Operações Integrado (COI) da Energisa Paraíba recebeu reclamações sobre queda de tensão nas CGEs Lagoa II e Canoas (Fig. 6), além de relatos de oscilação de tensão nas cidades de Santa Luzia e Juazeirinho. Também foi identificado um barulho anormal no transformador de força 69/13,8 kV – 10/12,5 MVA da subestação Santa Luzia (SLZ).

Após análisar as reclamações, o COI solicitou, em caráter de urgência, a reenergização da LDAT 69kV 02C3 SJC/JZR. Assim que a linha foi energizada, os problemas desapareceram.

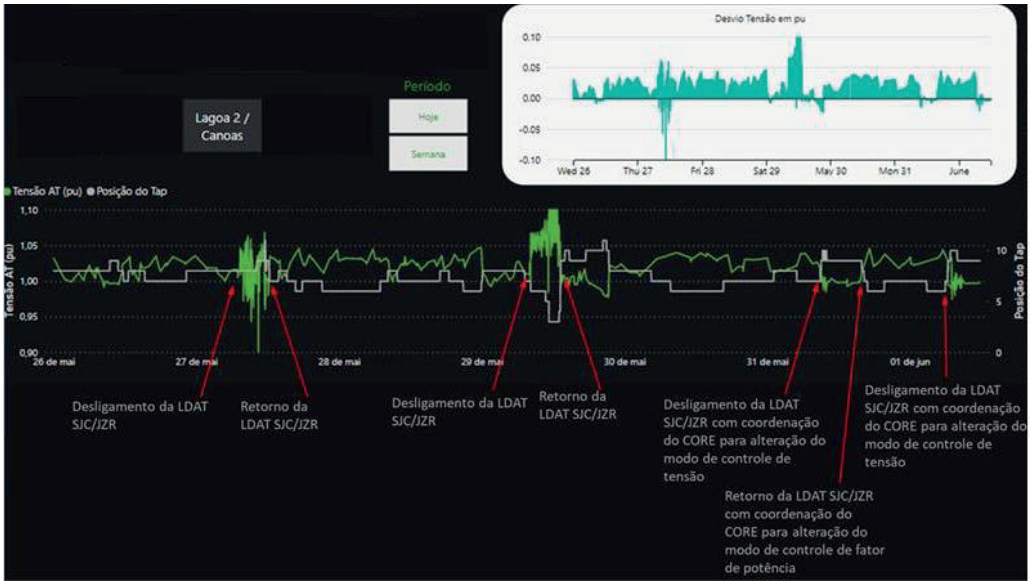


Fig. 6. Registro das oscilações de tensão com a LDAT 02C3 SJC/JZR aberta e as CGEs Lagoa II e Canoas no modo de operação de FP constante

Na época, a Energisa solicitou estudos adicionais para investigar os eventos registrados. Como medida preventiva, foi proposto que, até a conclusão dos estudos, o modo de controle dos aerogeradores fosse alterado para tensão constante em caso de desligamentos programados de qualquer uma das linhas que compõem o anel [2].

4 ENSAIO DE CAMPO

Em 2023 com o início da revisão dos estudos foi constatado que o modelo de simulação de transitórios eletromecânicos dos aerogeradores das CGEs Canoas e Lagoa II existente não disponibilizava a mudança de modos de controle de tensão ou de fator de potência, e que seria necessária a revisão do modelo por parte da Gamesa, a qual não se mostrou muito acessível.

Como alternativa, foi proposta a realização de um desligamento programado da linha 69kV 02C3 SJC/JZR com a finalidade de reproduzir as condições observadas em 2021 e permitir a coleta de dados reais por meio dos medidores de qualidade de energia instalados no barramento de 69kV da CGEs e das oscilografias dos Itelligent Eletonic Devices (IEDs) das subestações da Energisa [3], além desse objetivo, também buscou-se propor um modelo dinâmico aproximado dos aerogeradores, visando viabilizar os estudos de transitórios eletromecânicos e recomendar soluções para os eventos de instabilidades identificados.

Em 07/2024 o regime de ventos e a geração estavam compatíveis com as condições de 2021 e os ensaios puderam ser realizados. A linha 69 kV SJC/JZR foi desligada pela abertura do disjuntor 12C3 JZR e os dados coletados da medição foram obtidos através do ION-Lagoa II em 12C1 JZR e de oscilografias em 12C4 JZR. Os dados foram coletados, com uma amostragem a cada 2 segundos, da potência ativa, reativa e tensão terminal dos aerogeradores das CGEs Canoas e Lagoa II através do computador de monitoração dos aerogeradores presente na SE Lagoa II.

O ensaio de campo foi realizado com as CGEs operando a 70% da capacidade instalada (44 MW de potencia ativa, considerando 63MW de capacitade total). A tensão média registrada na subestação Juazeirinho (69kV) foi de 0,980pu. Durante a abertura da linha 69 kV SJC/JZR, os aerogeradores operavam inicialmente no modo de controle de fator de potencia e foram observadas variações de tensão.

Na oscilografia da Figura 7 identificaram-se sobretensões e correntes distorcidas no IED associado ao 12C4 JZR, no momento que as CGEs estavam no modo de operação por controle de tensão.

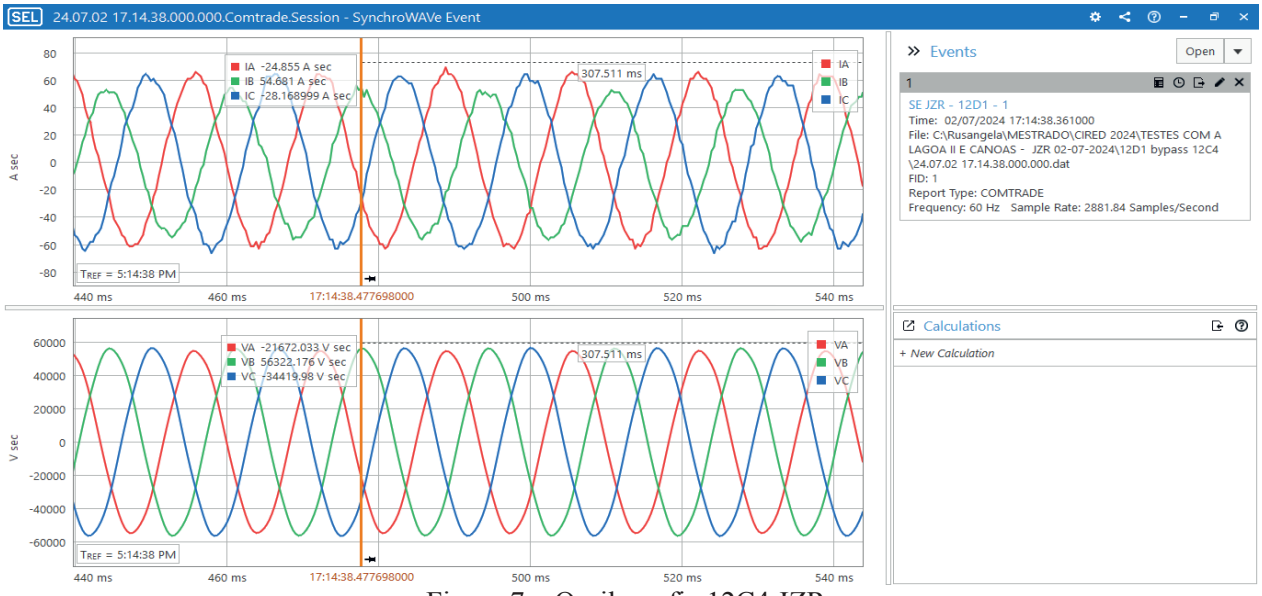


Figura 7 – Oscilografia 12C4 JZR.

As medições de tensão no barramento de 69 kV da subestação Juazeirinho (12C1) e da potência reativa na linha 69 kV LGD/JZR evidenciaram a ocorrência de “spikes” periódicos. A rapidez e periodicidade dos “spikes” (3,1 segundos) sugerem relação direta com os controladores dos aerogeradores, uma vez que os conversores de potência desses equipamentos possuem resposta compatível com a periodicidade dos “spikes”. Essa periodicidade exata pode também estar associada a parâmetros específicos do controle interno dos aerogeradores.

A análise dos dados indicou que os “spikes” de tensão ocorrem em ambos os modos de operação: controle de tensão ou controle de fator de potência, como demonstrado nas Figuras 8, 9, 10 e 11.

Todavia, com o sistema degradado, pela ausência da linha 69 kV SJC/JZR, acrescido da intermitência da geração eólica, tem-se maior intensidade de variação de tensão com a operação no modo de controle de fator de potencia.

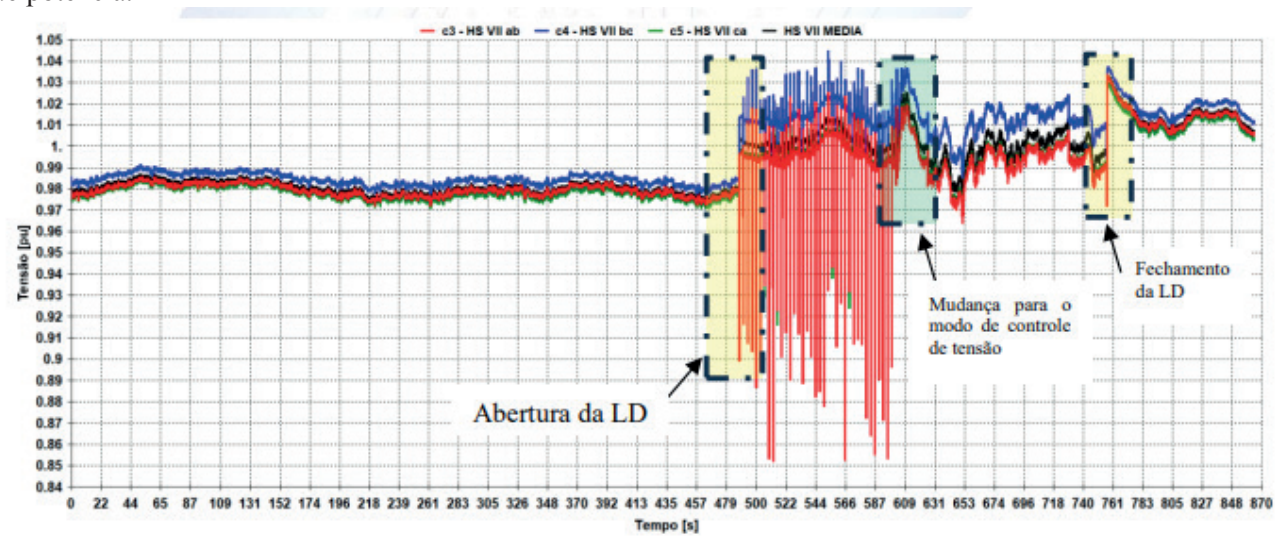


Figura 8 – Medição no controle por fator de potencia.

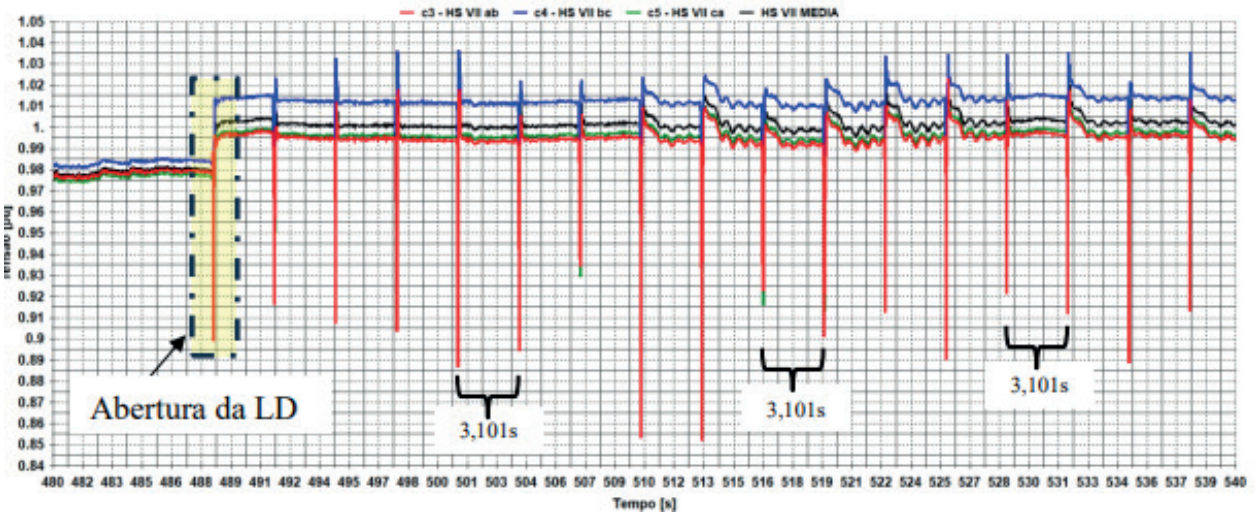


Figura 9 –Medição com zoom no momento de abertura da LD 69 kV SJC – JZR - (modo controle fator de potência)

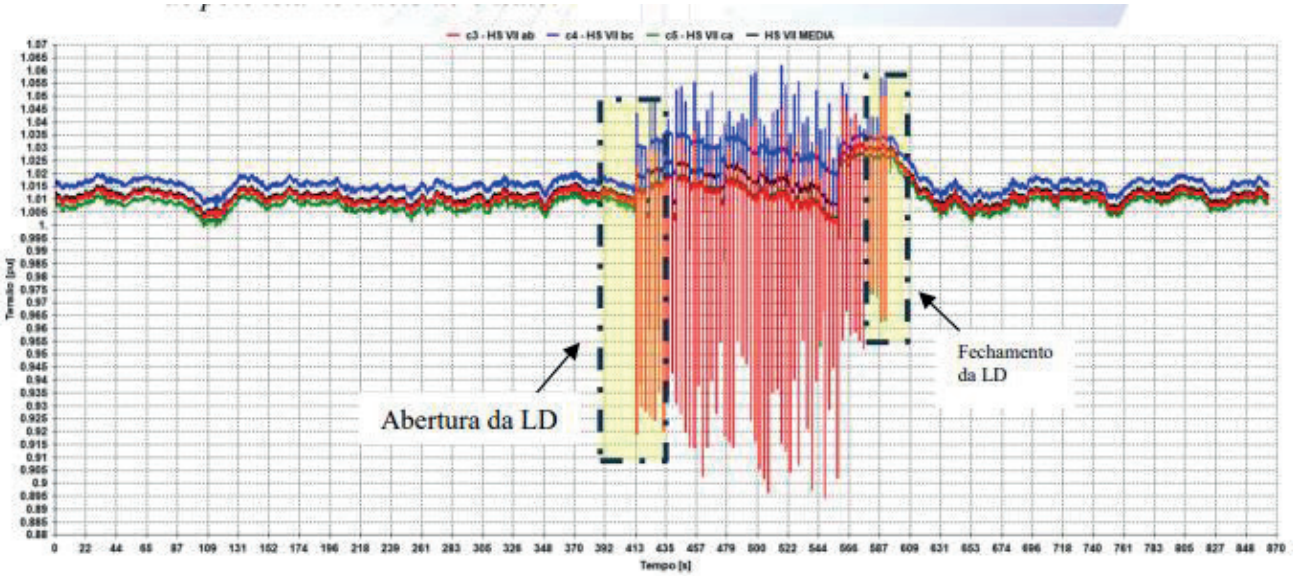


Figura 10 – Medição no modo por controle tensão.

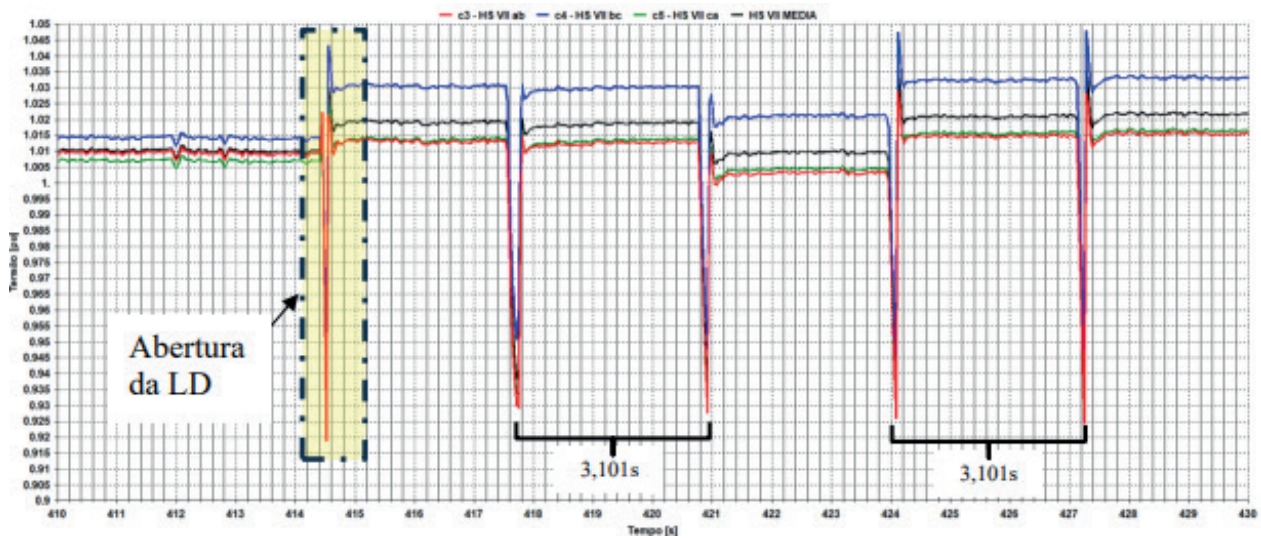


Figura 11 - Medição com zoom no momento de abertura da LD 69 kV SJC – JZR - (modo controle tensão).

Em condições normais de Operação, esses picos de tensão não resultam em variações significativas. Porém, com a abertura da linha 02C3 SJC/JZR, os picos tornam-se mais elevados. A perda da linha reduz bruscamente a potência de curto-circuito do sistema, provocando variações elevadas de tensão nos terminais dos aerogeradores e refletindo no sistema elétrico conectado.

Adicionalmente, foi observado que os aerogeradores C13, C14 e C15 da CGE Canoas não contribuíram com absorção de potência reativa para o atendimento ao setpoint de tensão nem ao setpoint de fator de potência solicitados. A operação destes três aerogeradores nas condições estudadas com potência reativa nula se reflete em tensões terminais elevadas nestes aerogeradores. Esta característica pode provocar a atuação do sistema de controle não linear dos aerogeradores para sobretensão (modo HVRT), que promove a absorção de reativos pelo aerogerador e pode gerar a sua desconexão quando a sobretensão persiste por tempo específico.

5 RECOMENDAÇÕES

Com base nas análises das medições dos ensaios de campo e com a revisão dos estudos de transitórios eletromecânicos, as seguites recomendações foram propostas:

a) Análise dos logs dos aerogeradores:

- Identificar com a Gamesa a possibilidade de acesso aos 'logs' dos aerogeradores, para verificar se há registros indicando a entrada no modo High Voltege Ride Through (HVRT).

b) Investigação dos aerogeradores C13, C14 e C15 da CGE Canoas:

- Identificar as causas da ausência de contribuição desses aerogeradores aos setpoints de controle solicitados.
- Avaliar se o comportamiento observado é esperado ou se há falhas de configuração que impeçam sua participação no controle de potência reativa.
- Caso sejam identificadas falhas, proceder com a correção das configurações, o que pode resolver o problema sem a necessidade de investimentos adicionais.

c) Integração ao SCADA:

- Garantir que os aerogeradores C13, C14 e C15 da CGE Canoas estejam plenamente integrados ao controle SCADA, contribuido de maneira similar aos demais aerogeradores.
- Essa medida pode mitigar possíveis conflitos entre os controles internos das CGEs.

d) Ajuste dos tapes dos transformadores:

- Avaliar a possibilidade de mudança da posição dos tapes fixos dos transformadores dos aerogeradores caso os 'logs' demonstrem a entrada no modo HVRT.
- Essa ação pode sanar a sobretensão terminal e consequente entrada no modo HVRT dos aerogeradores.

e) Atualização no controlador dos aerogeradores:

- Verificar com a Gamesa a possibilidade de implementar uma lógica adicional no controlador dos aerogeradores para identificar variações expressivas e periódicas de tensão.
- A nova lógica poderia, automáticamente, mudar o modo de operação quando esas condições forem detectadas.

f) Planejamento decenal de reforços de rede:

- Concluir os estudos de planejamento decenal da Energisa Paraíba, com foco nos reforços necessários na rede de distribuição de alta tensão.
- Esses estudos devem incluir melhorias para atender as unidades consumidoras e geradoras existentes, além de futuras centrais geradoras que solicitaram conexão neste eixo.

6 CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou a continuidade do estudo de caso relacionado as oscilações de tensão observadas no sistema elétrico da Energisa Paraíba, em condições de operação degradada, com as CGEs Lagoa II e Canoas operando nos modos de controle fator de potência e tensão. Os resultados basearam-se em ensaios de campo realizados em 2024.

Foi proposto um modelo dinâmico aproximado para os aerogeradores ou que viabilizou a revisão dos estudos de transitórios eletromecânicos.

Adicionalmente, destaca-se a relevância da crescente geração solar distribuída, atualmente conectada ao sistema elétrico de média tensão (13,8 kV) das subestações da Energisa Paraíba. Esse fator, somado à contribuição das CGEs Lagoa II e Canoas conectadas em 69 kV, traz novos desafios para a estabilidade do sistema.

Diante desse cenário, a Energisa Paraíba, está avaliando as recomendações propostas para mitigar os efeitos das instabilidades de tensão, prevenindo impactos ao sistema elétrico e assegurando a qualidade da energia fornecida.

7 REFERENCIAS

[1] GD194965-en_R2_G9X_ANATEM_USER_MANUAL da GAMESA, User manual for the Gamesa DFIG Anatem user model, de 31/01/2014.

[2] R.R.Guido, R.M.Soares e V.L.Brito, "Avaliação da Oscilação de Tensão durante Manutenção Programada na Linha de Distribuição de Alta Tensão 69kV 02C3 São João do Cariri/Juazeirinho e com as Centrais Geradoras Lagoa II e Canoas conectadas no Sistema Elétrico da Energisa Paraíba" em XIX ERIAC, Foz do Iguaçu, maio 2023.

[3] ONSNT0009-2016_Rev2-InstrEstudos-Medicao_QEE_Acesso_RB. Instruções para realização de estudos e medições de QEE relacionados aos acessos à rede básica ou nos barramentos de fronteira com a rede básica para parques eólicos, solares, consumidores livres e distribuidoras.

Comité de Estudios C4 – Desempeño técnico de sistemas de potencia

ANÁLISIS DE INTERACCIÓN ENTRE PSS Y HVDC OBSERVADA DURANTE LOS ESTUDIOS PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO ITAIPU/ANDE/YACYRETÁ

M.L. SOSA RIOS*
ITAIPU Binacional
Universidad Nacional del Este (UNE)
Paraguay
sosar@itaipu.gov.py

L.F. COSTA ALBERTO
Universidad de São Paulo (USP)
Brasil
lfcalberto@usp.br

Resumen *– Este artículo presenta el desarrollo de un sistema de prueba que preserva las oscilaciones resultantes de la interacción entre el estabilizador de sistemas de potencia (PSS) de un grupo de generadores y el limitador del ángulo mínimo de disparo de las válvulas del rectificador (RAML) de un sistema de corriente continua en alta tensión (HVDC) en configuración bipolar que, a su vez, está conectado a una barra infinita a través de una línea de transmisión. Este sistema fue obtenido a partir del modelo completo del sistema interconectado al sector de 50 Hz de Itaipu, considerando los modelos de regulador automático de tensión (RAT) y del PSS en el generador. En el HVDC fueron considerados los controladores de corriente (CCA) y el limitador de la orden de corriente dependiente de la tensión (VDCOL), tanto en el rectificador como en el inversor, el RAML en el rectificador, así como el controlador de potencia del bipolo y el estabilizador de frecuencia.*

Palabras clave: Interconexión Itaipu/ANDE/Yacyretá – HVDC – Interacción entre controladores – RAML – Oscilaciones sustentadas.

1 INTRODUCCIÓN

Durante los estudios para la interconexión del sector de 50 Hz de Itaipu con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), dando origen al sistema interconectado Itaipu/ANDE/Yacyretá[1], se verificó la aparición de un modo interárea de oscilación electromecánico, donde el punto que presenta mayor controlabilidad y observabilidad es la propia central Itaipu 50 Hz, siendo por lo tanto necesaria la activación de los estabilizadores de sistema de potencia (PSS, del inglés *Power System Stabilizer*) [1].

Considerando el PSS en operación en Itaipu 50 Hz, fueron observadas condiciones oscilatorias no lineales y sostenidas, luego de simuladas grandes perturbaciones, como es el caso de desconexión de generadores en Itaipu 50 Hz o desconexión de la línea de interconexión entre la Subestación Margen Derecha (SE-MD) y la estación de Villa Hayes (ES-VHA) en 500 kV.

Estas oscilaciones son causadas por la actuación intermitente del limitador del ángulo mínimo de disparo de las válvulas del rectificador (RAML, del inglés *Rectifier Alpha Minimum Limiter*) del enlace en corriente continua HVDC (del inglés, *High Voltage Direct Current*). Durante condiciones de fallas en el lado CA del rectificador, el ángulo de disparo de las válvulas de ese terminal del HVDC decrece rápidamente (normalmente a 5°, permaneciendo saturado. En condiciones normales de operación, ese valor es cercano a 15°). Considerando el ángulo de disparo del rectificador en esa condición limitada y luego de eliminada la falla, la tensión CA es restablecida y ángulos de disparos pequeños son generados, resultando en tensiones y corrientes CC elevadas, que pueden, a su vez, resultar en fallas de conmutación en el terminal inversor.

[1] Yacyretá es un central binacional entre Paraguay y Argentina, que interconecta el sistema interconectado nacional de Paraguay con el SADI.

* sosar@itaipu.gov.py

Para impedir la condición descrita, el limitador RAML eleva el ángulo mínimo de disparo en el rectificador en caso de tensiones CA inferiores a un determinado ajuste, evitando, de esta forma, elevadas tensiones y corrientes CC durante el restablecimiento de la tensión CA. Luego de la eliminación de la falla y del restablecimiento de la tensión CA, el ángulo de disparo de las válvulas del rectificador es reducido en rampa a sus valores de operación normal.

Para crear un entendimiento del fenómeno descrito, fue desarrollado un sistema de prueba que recrea las oscilaciones observadas, compuesto por un grupo de generadores conectado a un sistema HVDC, en configuración bipolar que, a su vez, está conectado a una barra infinita a través de una línea de transmisión [2]-[4]. Este sistema fue obtenido a partir del modelo completo del sistema interconectado al sector de 50 Hz de Itaipu, considerando los modelos de regulador automático de tensión (RAT) y de PSS en el generador. En el HVDC, fueron considerados los controladores de corriente (CCA) y el limitador de la orden de corriente dependiente de la tensión (VDCOL, del inglés *Voltage Dependent Current Order Limiter*), tanto en el rectificador como en el inversor, el RAML en el rectificador, así como el controlador de potencia del bipolo y el estabilizador de frecuencia.

Entre los principales resultados de este trabajo, se verifica la estabilización de las magnitudes del sistema después del reajuste del VDCOL, considerando la misma perturbación que originó el fenómeno. Otras soluciones para el fenómeno oscilatorio consisten en la alteración de la estructura de control del PSS y el reajuste del estabilizador de frecuencia.

2 PROBLEMA DE INTERACCIÓN DE CONTROLADORES

La condición interconectada del sistema Itaipu/ANDE/Yacyretá da origen a un modo de oscilación interárea, que puede variar entre 0,33 Hz a 0,41 Hz en función a su condición operativa. Esta situación indica la necesidad de adicionar una fuente de amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas. Por lo tanto, fue necesario colocar en operación el PSS de Itaipu 50 Hz, correspondiente a la mejor opción para la estabilización del modo interárea, en función a los factores de participación, observabilidad y controlabilidad de la central [1].

Aún con la presencia de ese controlador, fueron verificadas condiciones en que eran observadas oscilaciones sustentadas en el sistema, luego de una gran perturbación. A modo de ejemplo, la Fig. 1 presenta oscilaciones en la generación de Itaipu, luego de la desconexión de 4 generadores. Esta situación también fue observada en el caso de desconexión de 2 o más generadores, en condiciones de despacho superior a 740 MW/generador en Itaipu. Se observó que las oscilaciones sustentadas eran causadas por activaciones y desactivaciones intermitentes del RAML del HVDC. Esas oscilaciones son normalmente estudiadas utilizando un modelado híbrido del sistema de potencia [5].

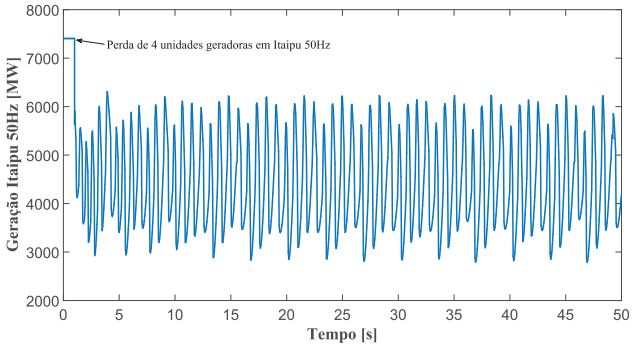


Fig. 1–(a). Oscilaciones sustentadas en la generación de Itaipu 50 Hz

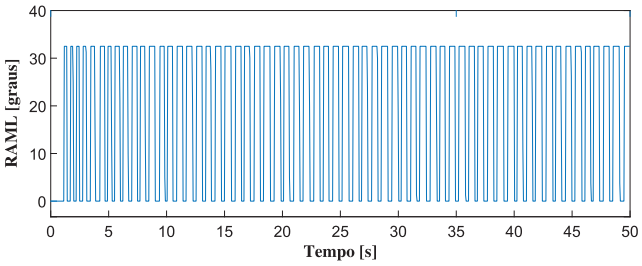


Fig. 1–(b). Activación y desactivación del RAML del HVDC en el terminal rectificador

Por lo tanto, en función de la magnitud del sistema y de las variables involucradas, era necesario desarrollar un sistema de prueba que preserve las oscilaciones sustentadas y que permita evaluar la interacción entre los controladores del sistema. Ese sistema es presentado en la siguiente sección.

3 SISTEMA DE PRUEBA

Fue realizado un procedimiento de reducción del sistema interconectado Itaipu/ANDE/Yacyretá y representación de los principales controladores, como lo son el PSS de Itaipu 50 Hz y los controladores del

HVDC, con el objetivo de identificar las variables y controladores que más contribuyen para la aparición del comportamiento oscilatorio. Este procedimiento resultó en el sistema de prueba presentado en la Fig. 2, que está compuesto por un grupo de 5 generadores (con despacho de 740 MW cada uno), por un enlace HVDC en configuración bipolar, cuyo terminal inversor está conectado a una barra infinita a través de una línea de transmisión. En este sistema también es considerada una carga, representada por el modelo de potencia constante, en la barra CA del terminal del rectificador.

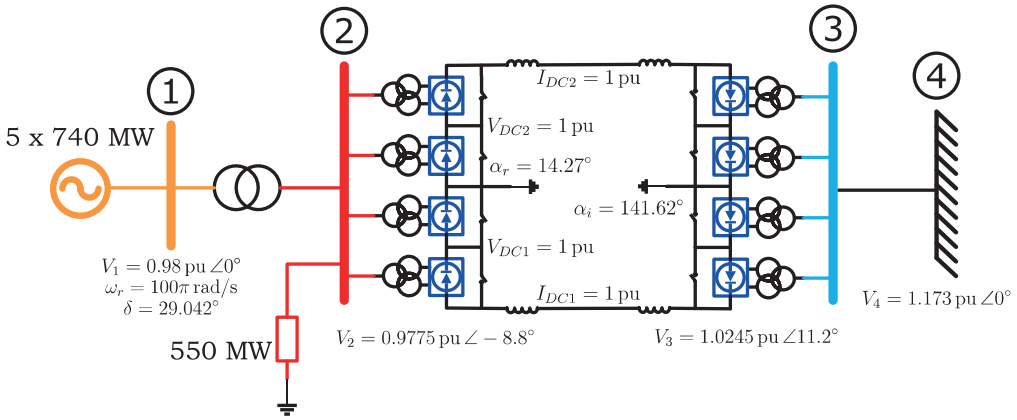


Fig. 2. Sistema de potencia de prueba

La condición de equilibrio de este sistema también está indicada en la Fig. 2, en la que se observa un despacho de 3.700 MW en el grupo de generadores y un flujo de potencia 3.132 MW por el HVDC (considerando una potencia base de la red CC de 1.566 MW). En este sistema de prueba fueron considerados los siguientes controladores.

3.1 Estructura del HVDC

El HVDC fue considerado en configuración bipolar, con controladores en nivel de polo y de bipolo y con un sistema de telecomunicación entre los terminales rectificador e inversor, como indicado en la Fig. 3.

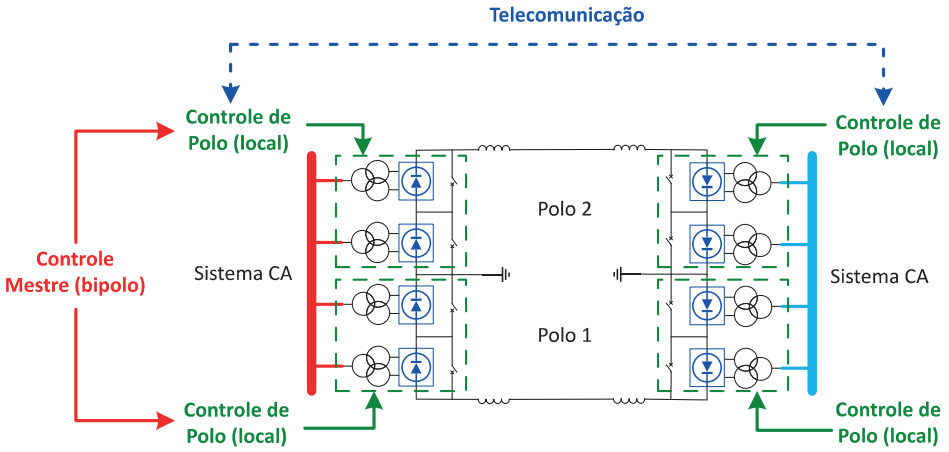


Fig. 3. Estructura del HVDC

La Fig. 4 (a) presenta el controlador de potencia del bipolo, que define la orden de corriente I_{ORD}^{CM} a ser transmitida por el HVDC, en función a una potencia de referencia P_{CC}^{REF} y a la tensión CC del bipolo V_{BP}, medida en cada polo del terminal rectificador. La orden de corriente I_{ORD}^{CM} es transmitida para el inversor con un atraso de 66 ms con respecto al rectificador en caso de aumento de potencia del HVDC. Sin embargo, en caso de reducción, el inversor recibe primeramente la orden de corriente y, luego de 66 ms el rectificador realiza la reducción, como indicado en la Fig. 4 (b). La Fig. 4 (b) también presenta el diagrama de bloques del estabilizador de frecuencia (STAB), cuyo objetivo es reducir la potencia del HVDC para controlar la frecuencia del sistema CA considerando un desvío Δf_{max}, definido en la banda-muerta del controlador. La señal de salida

$STAB$ del estabilizador de frecuencia entra en el controlador de orden corriente del bipolo y altera la potencia de referencia P_{CC}^{REF}, como indicado en la Fig. 4 (a).

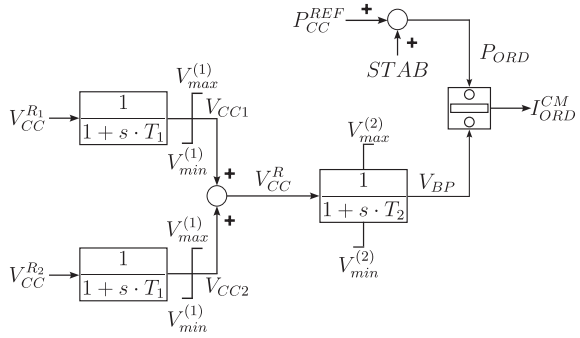


Fig. 4–(a). Controlador de orden de corriente del bipolo

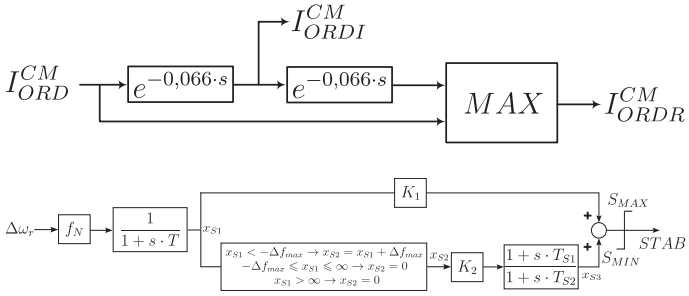


Fig. 4–(b). Atraso de telecomunicación y estabilizador de frecuencia

3.2 Controladores del inversor

En el inversor fueron considerados el limitador de orden de corriente dependiente de la tensión CC, conocido como VDCOL y el controlador de corriente o CCA (*Current Control Amplifier*), que están relacionados como indica la Fig. 5. El VDCOL recibe la orden de corriente I_{ORDI}^{CM}, proveniente del control del bipolo y lo procesa para emitir una nueva señal de orden de corriente I_{ORD} que finalmente será utilizada en el CCA para generar el ángulo α_i con el que las válvulas del inversor entrarán en conducción.

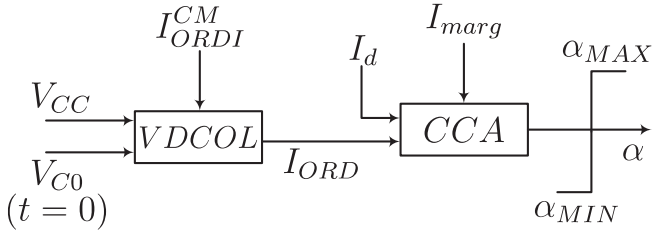


Fig. 5. Controladores del polo en el terminal inversor

A su vez, el VDCOL, presentado en la Fig. 6 (a) recibe la tensión CC, V_{CC}, que es normalizada por el valor inicial V_{C0}. Esa señal normalizada V_{CN} pasa por un filtro, con constante de tiempo variable T_{VDCL} conforme sea variación positiva o negativa de la tensión, como indica la Fig. 6 (a). El CCA, presentado en la Fig. 6 (b), fue representado por una estructura proporcional integral, que posee como variables de entrada la corriente CC I_d, el margen de error de corriente $I_{marg} = 0{,}1$ pu y la orden de corriente I_{ORD} proveniente del VDCOL.

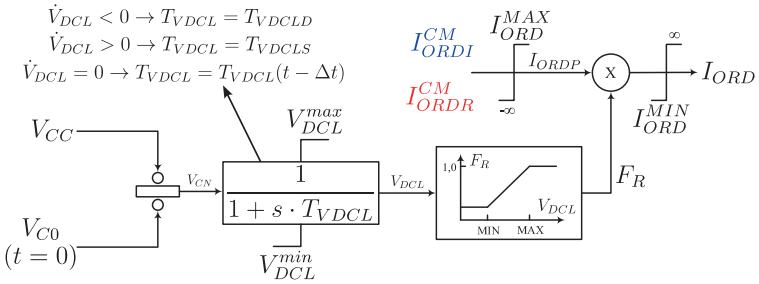


Fig. 6–(a). VDCOL del inversor

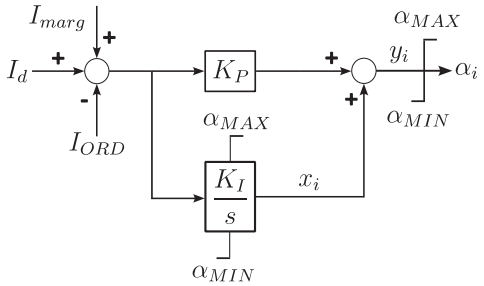


Fig. 6–(b). CCA del inversor

3.3 Controladores del rectificador

En el rectificador fueron representados el VDCOL, el CCA y el RAML, como relacionados en la Fig. 7. El VDCOL utilizado en el rectificador es idéntico al modelo presentado en la Fig. 6 (a), con diferentes ajustes de parámetros. El diagrama de bloques del CCA del rectificador es presentado en la Fig. 8 (a). Está compuesto por una estructura proporcional-integral, como utilizado en el inversor, sin embargo, posee una limitación

dinámica del ángulo mínimo de disparo de las válvulas del rectificador, que es realizada por el RAML. El CCA posee como variables de entrada la corriente CC I_d, obtenida de las ecuaciones de los conversores, y la orden de corriente I_{ORD} proveniente del VDCOL. A través de estas magnitudes, el CCA define el ángulo de disparo de las válvulas de rectificador α_r. El diagrama de bloques del RAML es presentado en la Fig. 7 (b). Este controlador mide la tensión CA de la barra del rectificador $|V_{CA}|$ y, caso haya baja tensión y ese desvío con respecto a una referencia V_{REF}^{RAML} sea superior a un ajuste ΔV_{max}, es activado un temporizador. Caso esa condición se mantenga por más de 50 ms, el RAML es activado, alterando el límite mínimo del CCA α_{MIN}, ajustado en 5°, para 27°, conforme al ajuste indicado en la Fig. 8 (b). Este mismo valor de temporización es utilizado para la desactivación del RAML, cuando existe recuperación de la tensión CA.

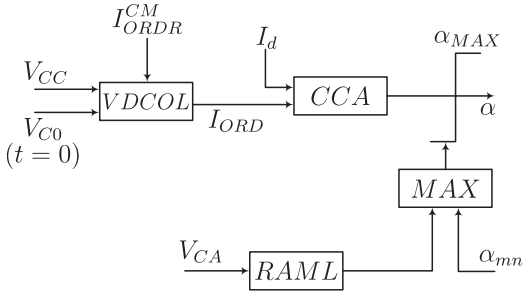


Fig. 7. Controladores del polo en el rectificador

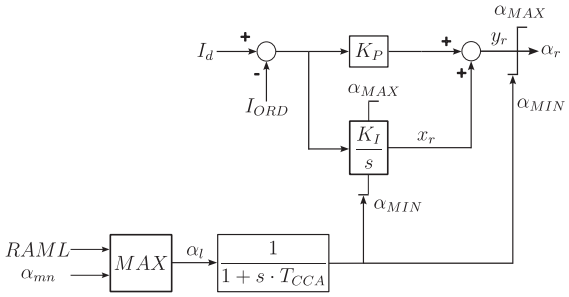


Fig. 8–(a). CCA del rectificador

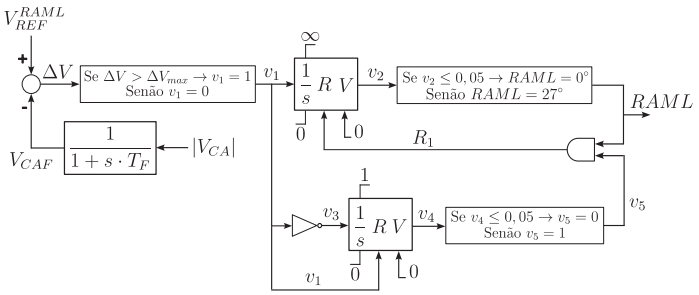


Fig. 8–(a). RAML del rectificador

4 RESULTADOS DE SIMULACIÓN CON EL SISTEMA DE PRUEBA

En el sistema de prueba presentado en la Fig. 2, fue simulado el evento de desconexión de un generador, permaneciendo en operación sólo 4 unidades generadoras. Esta perturbación causó inicialmente un colapso de tensión en el rectificador, en función al desequilibrio de la relación carga/generación, como indica la Fig. 9 (a). Esa reducción de tensión activó la señal de control del PSS de las unidades generadoras y, en la secuencia, causó actuación del RAML, hecho que causó elevación del ángulo α_r de 5° para 27°. Esta alteración, a su vez, causó reducción de potencia del HVDC, como indicado en la Fig. 9 (b), y recuperación de la tensión CA.

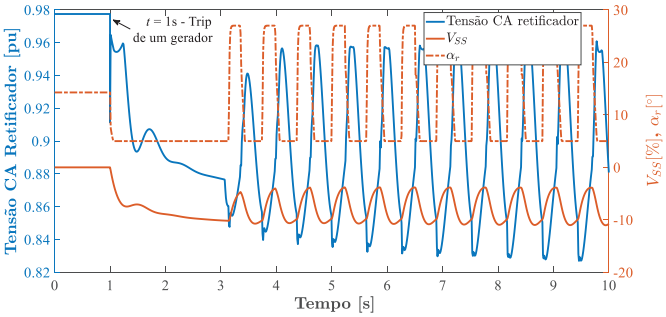


Fig. 9–(a). Oscilaciones en la tensión CA, señal del PSS y ángulo de disparo del rectificador α_r

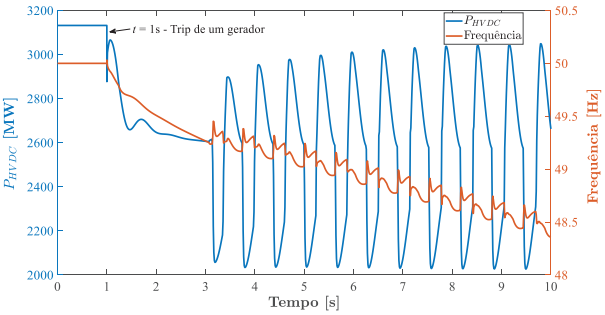


Fig. 9–(b). Oscilaciones en la potencia del HVDC y frecuencia del sistema CA

Esa recuperación llevó a la desactivación del RAML, sin embargo, ese hecho llevó al aumento de potencia del HVDC, que se tradujo en una nueva reducción de la tensión CA que, esta vez, estaba agravada por la señal de

control negativa del PSS. Este proceso se repite, permaneciendo las oscilaciones en el sistema, causando la activación y desactivación repetida del RAML, como había sucedido en el sistema completo, cuyo resultado fue presentado en la Fig. 1. La Fig. 10 presenta las variaciones de la tensión de la barra CA del rectificador, de la señal de control del PSS y del ángulo de disparo del rectificador α_r, resultantes de la desconexión de un generador, pero considerando la desconexión del PSS, en la Fig. 10 (a), y del RAML, en la Fig. 10 (b). En ambos casos, se verifica la estabilización de las magnitudes del sistema, indicando que las oscilaciones son causadas por la interacción entre el PSS y el RAML.

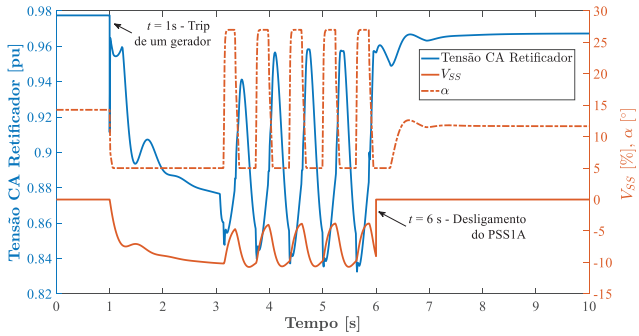


Fig. 10–(a). Oscilaciones considerando desconexión del PSS

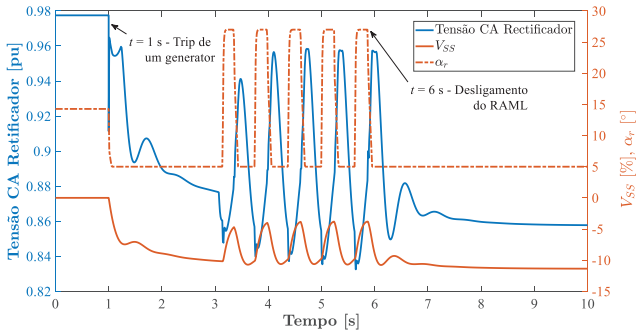


Fig. 10–(b). Oscilaciones considerando desconexión del RAML

También fue agregado un regulador de velocidad en uno de los generadores, para simular la reducción de generación hasta cero y realizar la desconexión "lenta" de este generador, como indicado en la Fig. 11. Esta simulación lleva al sistema a la misma condición operativa anterior, pero sin verificarse oscilaciones. Esta simulación permite concluir que las oscilaciones observadas coexisten con una condición de equilibrio estable y que no pueden ser analizadas por herramientas de análisis lineales de sistemas de potencia. Por lo tanto, las oscilaciones fueron iniciadas por una reducción de tensión en el sistema. De esta manera, es necesario identificar posibles soluciones que eviten esa reducción de tensión y, por lo tanto, las oscilaciones sustentadas.

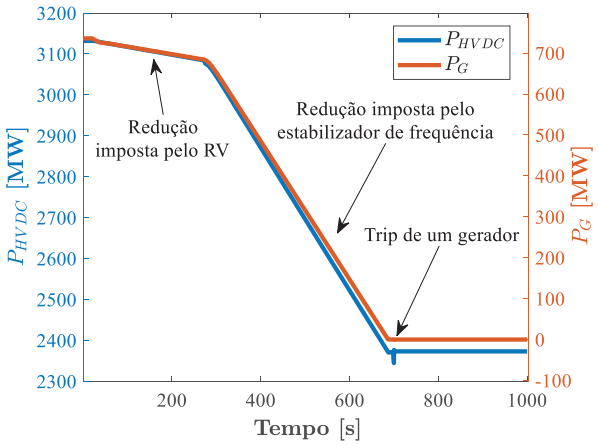


Fig. 11–(a). Reducción de potencia del HVDC y de un generador

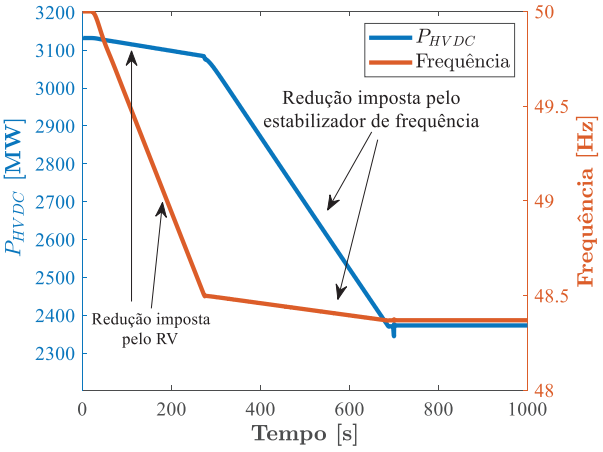


Fig. 11–(b). Reducción de potencia del HVDC y reducción y control de la frecuencia por el STAB

5 SOLUCIONES AL PROBLEMA DE INTERACCIÓN DE CONTROLADORES

5.1 Reajuste del VDCOL del inversor

Con el objetivo de recuperar la tensión del sistema antes de la actuación del RAML, fue reajustado el VDCOL del inversor para adelantar su activación y reducir la orden de corriente del HVDC, en función a la caída de tensión CC. Este reajuste consistió en alterar el bloque rampa del VDCOL, que está modelado por (1), aumentando el valor de V_{DCL}^{MAX} de 0,91 pu para 0,96 pu. Esta alteración permitió reducir el valor del factor de reducción F_R, haciendo que el VDCOL reduzca la orden de corriente del HVDC en caso de baja tensión CC, hecho que adelantó la recuperación de la tensión. Este resultado es presentado en la Fig. 12, donde se observa

una reducción de las tensiones del sistema en función a la desconexión de un generador, sin embargo, las oscilaciones en el sistema desaparecen con el VDCOL reajustado. En la Fig. 12, la recuperación de las tensiones es promovida por la actuación del STAB, mediante la reducción del flujo de potencia del HVDC.

$$F_R = F_R^{MIN} + \frac{F_R^{MAX} - F_R^{MIN}}{V_{DCL}^{MAX} - V_{DCL}^{MIN}} \cdot (V_{DCL} - V_{DCL}^{MIN}) \quad (1)$$

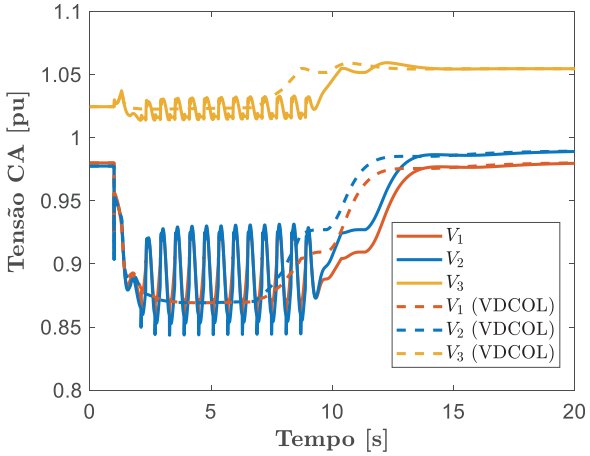


Fig. 12. Oscilaciones de tensión CA con el VDCOL del inversor reajustado

5.2 Reajuste del estabilizador de frecuencia

En las simulaciones presentadas hasta ahora, el STAB está ajustado en 48,5 Hz, es decir, $\Delta f_{max} = 1{,}5$ Hz. Este valor fue reajustado al valor de $\Delta f_{max} = 0{,}2$ Hz, posibilitando la reducción de potencia del HVDC y evitando la reducción de tensión del sistema, hecho que evitó la activación del RAML. El resultado de este reajuste se presenta en la Fig. 13, donde se observan las oscilaciones de las tensiones CA del sistema, resultantes de la desconexión de 1 generador. Sin embargo, en función al reajuste del STAB, se verifica una recuperación de la tensión en menor tiempo, evitando las oscilaciones sustentadas en el sistema.

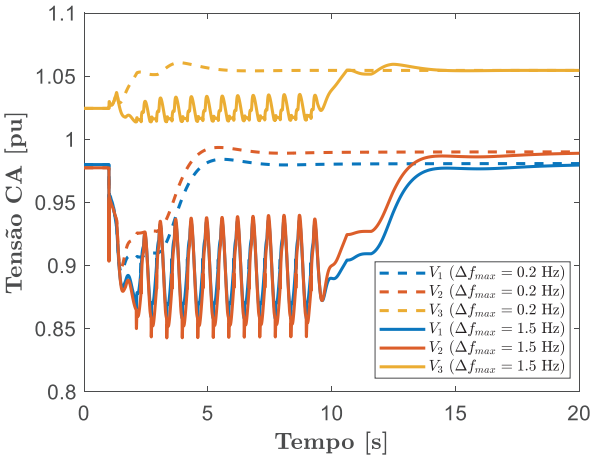


Fig. 13. Oscilaciones de la tensión CA con el estabilizador de frecuencia reajustado

5.3 Alteración del PSS1A para el PSS2B

Otra de las soluciones encontradas al problema de oscilaciones sustentadas, fue la alteración de la estructura del PSS1A para el PSS2B. Los resultados de esta alteración se presentan en la Fig. 14. La Fig. 14 (a) presenta las oscilaciones de las tensiones CA del sistema, considerando el PSS1A y el PSS2B. Con la utilización del PSS2B, las oscilaciones no se observan en el sistema. Se verifica que la utilización del PSS2B permite una reducción de frecuencia con mayor tasa que con el PSS1A, como indica la Fig. 14 (b). Este hecho permite la actuación del STAB con mayor velocidad, reduciendo la potencia del HVDC y logrando la recuperación de la tensión antes de las actuaciones del RAML.

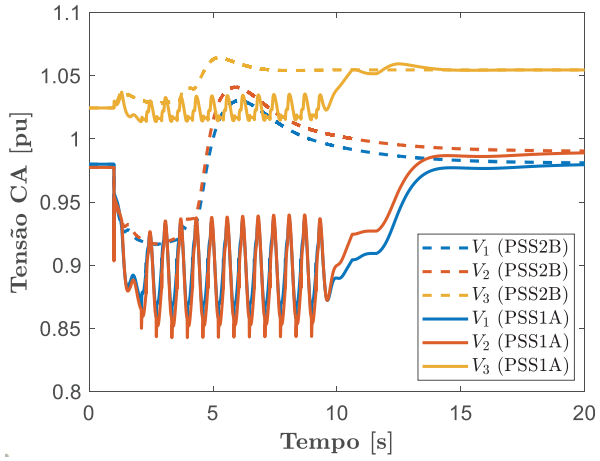


Fig. 14–(a). Variaciones de tensión CA considerando el PSS1A y el PSS2B

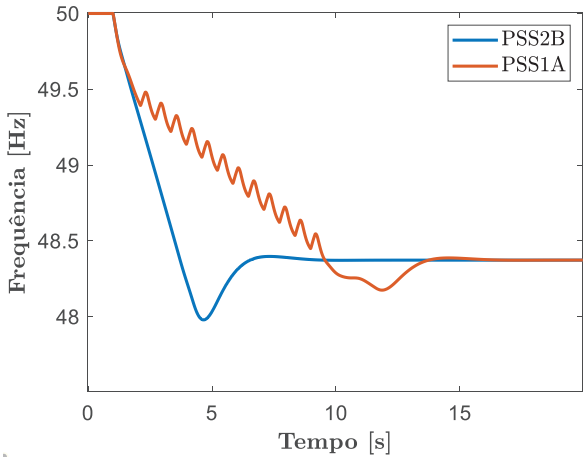


Fig. 14–(b). Variaciones de frecuencia del sistema CA con el PSS1A y el PSS2B

6 CONCLUSIONES

Este trabajo presentó las interacciones observadas entre el PSS de Itaipu y el RAML del HVDC de Furnas, durante los estudios para la operación del sistema interconectado Itaipu/ANDE/Yacyretá, resultantes de grandes perturbaciones y en condiciones de alta demanda. Las oscilaciones son causadas por las activaciones y desactivaciones intermites del RAML, causadas por condiciones de baja tensión en el sistema, estando el PSS conectado en las unidades generadoras de Itaipu.

El trabajo también demostró que las oscilaciones son eliminadas cuando el PSS o el RAML son desconectados, sin embargo, eso no es aconsejable porque ambos controladores ejercen funciones fundamentales dentro del sistema. Además, las oscilaciones verificadas son independientes a la interconexión Itaipu/ANDE/Yacyretá, es decir, no están asociadas al modo de oscilación resultante de la interconexión de Itaipu 50 Hz con el SADI.

Fue verificado que las oscilaciones pueden ser eliminadas mediante tres maneras: la primera a través del reajuste del VDCOL del inversor, la segunda reajustando el estabilizador de frecuencia del HVDC y la tercera alterando la estructura de control del PSS1A para el PSS2B. Esta alteración del PSS permite una actuación más rápida del estabilizador de frecuencia, reduciendo la potencia transmitida por el HVDC y recuperando la tensión del sistema, hecho que evita las oscilaciones sustentadas. Todas estas soluciones aceleran la recuperación de la tensión del sistema, indicando que estas oscilaciones son observadas en caso de baja tensión. Los próximos pasos de esta investigación incluyen la identificación de parámetros que más influencian y contribuyen a la aparición del comportamiento oscilatorio.

7 REFERENCIAS

[1] M. L. Sosa Ríos, J. R. Pesente, “Utilización de los PSS de las Unidades Generadoras de Itaipu 50 Hz para Estabilización y Mejora del Desempeño Dinámico del Sistema Interconectado Paraguayo-Argentino-Uruguayo”, XIV Seminario del Sector Eléctrico Paraguayo (SESEP) – CIGRE, Junio, 2022.

[2] M. L. Sosa-Ríos, J. R. Pesente, L. F. Costa-Alberto and R. A. Ramos, “Stable Limit Cycles Induced by the Interaction of HVDC Limiters and PSSs,” *2020 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, Montreal, QC, Canada, 2020, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM41954.2020.9282144.

[3] M. L. Sosa-Ríos, J. R. Pesente, L. F. Costa-Alberto and R. A. Ramos, “Estudo de um Ciclo Limite Resultante da Interação entre Estabilizadores de Sistemas de Potência e Controladores de Elos HVDC,” Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos 2020, Santo André, SP, Brasil, doi: 10.18011/sbse.v1i1.2196.

[4] RIOS, Manuel Leonardo Sosa. **Ciclos limites causados por interações entre controladores não lineares de elos HVDC e de geradores síncronos**. 2024. Tese (Doutorado em Sistemas Elétricos de Potência) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2024. doi:10.11606/T.18.2024.tde-19022024-155144. Acceso en: 05-09-2024.

[5] M. L. Sosa-Ríos, L. F. C. Alberto, R. A. Ramos and F. Bizzarri, “Method for Characterization of Limit Cycles in Power Systems,” *2023 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, Orlando, FL, USA, 2023, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM52003.2023.10252359.

Comité de Estudios C4 – Desempeño técnico de sistemas de potencia

ESTIMACIÓN DE REGIONES DE ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA EN FUNCIÓN DE AJUSTES DE CONTROLADORES DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN DE GENERADORES SÍNCRONOS

M.L. SOSA RÍOS*
ITAIPU Binacional
Universidad Nacional del Este (UNE)
Paraguay
sosar@itaipu.gov.py

L.N. BITTAR GALEANO
National Tsing Hua University (NTHU)
Paraguay
laribittar@gmail.com

L.F. COSTA ALBERTO
Universidad de São Paulo (USP)
Brasil
lfcalberto@usp.br

Resumen *– Este artículo presenta una metodología para calcular regiones de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia (SEP), considerando diversas parametrizaciones de reguladores automático de tensión (AVR) y de estabilizadores de sistemas de potencia (PSS). En el trabajo es utilizado un SEP reducido, compuesto por un generador conectado a una barra infinita, con los modelos de AVR y PSS actualmente utilizados en las unidades generadoras del sector de 50Hz de la Central Itaipu. El método permite verificar el desempeño dinámico del SEP en condiciones que puedan llevar a la actuación de protecciones o esquemas de desconexión, mediante simulaciones que utilizan condiciones iniciales diferentes a la condición de régimen permanente del sistema.*

Palabras clave: Región de estabilidad – Generador síncrono – Regulador automático de tensión – Estabilizador de sistemas de potencia – Modelo no lineal de sistemas de potencia.

1 INTRODUCCIÓN

Desde los años 60, el uso de reguladores automáticos de tensión (AVR, *Automatic Voltage Regulator*) con altas ganancias y pequeñas constantes de tiempo ha sido una práctica común en sistemas eléctricos de potencia (SEP). Estas características naturalmente reducen el torque amortiguador del generador, hecho que hace necesaria la inclusión de señales complementarias para modular la referencia de tensión de los AVRs. Estas señales son normalmente generadas por estabilizadores de sistemas de potencia (PSS, *Power System Stabilizer*). La adición de los PSSs debe ser realizada de forma a mejorar el torque de amortiguamiento durante transitorios, mientras que mantiene la regulación de tensión durante condiciones de régimen permanente [1].

Estos controladores son normalmente ajustados considerando modelos linealizados de SEPs, utilizando técnicas que incluyen el cálculo de factores de participación, análisis de residuos y respuestas en frecuencia. Por lo tanto, son necesarias simulaciones no lineales para verificar la validez y eficiencia de esos ajustes, considerando diversas condiciones operativas y perturbaciones.

Para cada condición operativa del sistema, existe una región de atracción, también conocida como región de estabilidad (RE), tal que, si el estado del sistema permanece dentro de los límites de esta región, los transitorios resultantes de una perturbación no resultarán en una condición de inestabilidad del sistema [2]-[4]. Esta RE es afectada por el ajuste de los controladores AVR y PSS. Por lo tanto, el análisis de la forma de esta RE en función a diferentes parametrizaciones de controladores puede revelar informaciones importantes, por ejemplo, cómo esta región se alarga o se achata. Sin embargo, el ajuste de estos controladores es normalmente realizado utilizando técnicas lineales, sin analizar cómo esta región es afectada [4].

Para contrarrestar esta falta de análisis, este trabajo presenta una metodología para estimar REs de SEPs representados por modelos no lineales, considerando diversos ajustes de los controladores AVR y PSS. En el trabajo es utilizado un sistema de potencia reducido, compuesto por un generador, representado por un modelo

* sosar@itaipu.gov.py

de quinto orden, que está conectado a una barra infinita, y por los modelos del AVR y del PSS, que poseen los ajustes actualmente utilizados en las unidades generadoras del sector de 50Hz de Itaipu [5].

Esta metodología podría ser utilizada para ajustar esquemas de desconexión de controladores, en caso de grandes perturbaciones que causen un comportamiento indeseable en los sistemas de control del generador. Otro hallazgo interesante de este trabajo consiste en verificar cómo el PSS logra contrarrestar el efecto negativo de altas ganancias de AVR, que tienden a reducir las RE.

2 METODOLOGÍA

Modelos matemáticos de SEPs son normalmente representados por un conjunto de ecuaciones diferenciales y algebraicas que representan el comportamiento dinámico de generadores y controladores, así como el comportamiento de la red. Estos conjuntos de ecuaciones están representados por (1), donde x e y representan las variables de estado y algebraicas y f y g son los campos vectoriales asociados, respectivamente:

$$\begin{aligned} \dot{x} &= f(x,y) \\ 0 &= g(x,y) \end{aligned} \tag{1}$$

En simulaciones dinámicas de SEPs estas ecuaciones son normalmente inicializadas utilizando condiciones de equilibrio estable [1], siendo aplicadas perturbaciones (cortocircuitos, alteración de parámetros de control, desconexión de equipos, etc.) y visualizando las diferentes trayectorias que describe el SEP en función a la condición inicial considerada. Este procedimiento determina la condición de estabilidad asociada sólo al punto inicial considerado. Sin embargo, la metodología utilizada en este trabajo resuelve las ecuaciones que representan el modelo del SEP, considerando un conjunto de condiciones iniciales, como indica la Fig. 1.

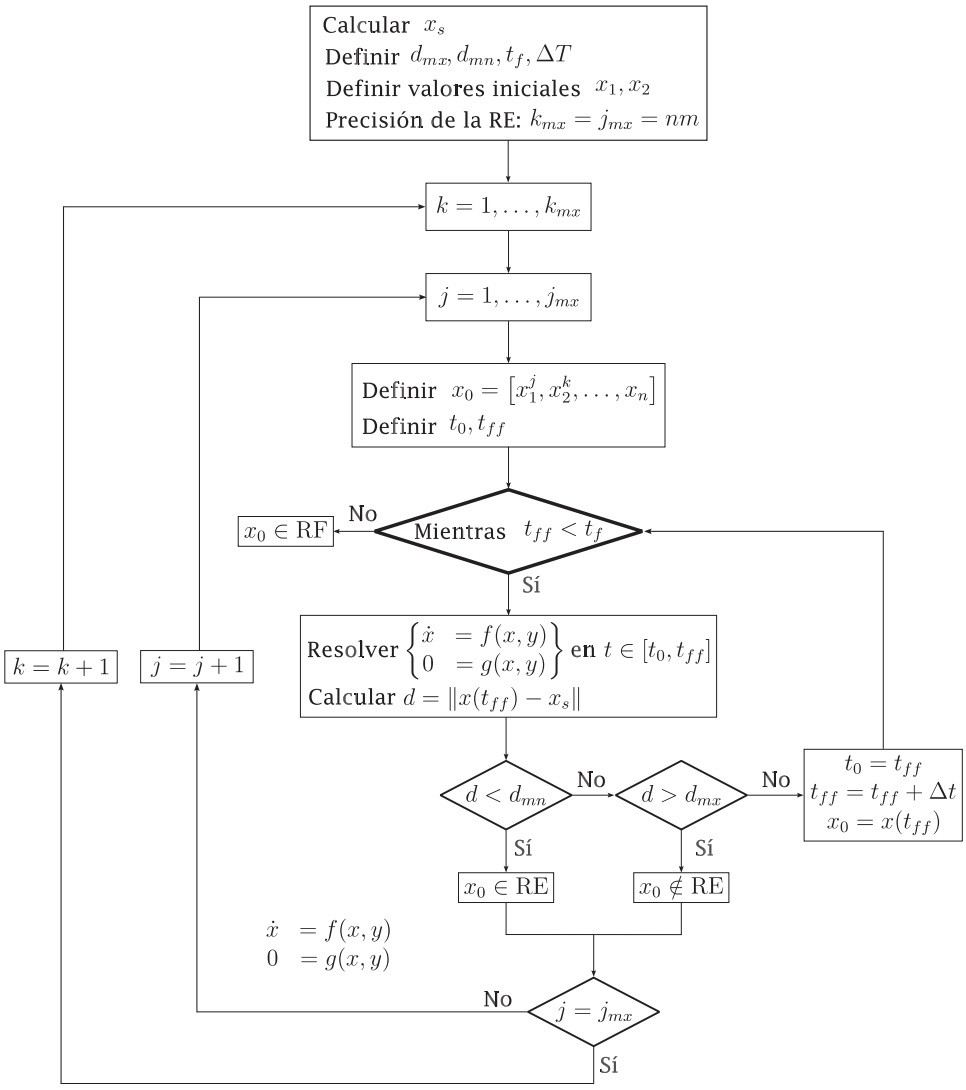


Fig. 1. Flujograma de la metodología utilizada

Luego, la metodología verifica la distancia del punto final de la trayectoria x_{ff} con respecto al punto de equilibrio estable x_s, dado por $d = \|x_{ff} - x_s\|$, donde x_{ff} representa la condición de régimen permanente del SEP. Esta distancia es comparada con una tolerancia mínima d_{mn}. Si d es menor que d_{mn}, la condición inicial utilizada pertenece a la RE. Si esta distancia fuere mayor que una segunda tolerancia d_{mx}, entonces la condición inicial está fuera de la RE. Además, si la condición inicial utilizada atiende a la restricción $d_{mn} < d < d_{mx}$ durante un tiempo de simulación $[t_0, t_f]$, considerando incrementos Δt hasta que $t_{ff} > t_f$, el punto inicial pertenece a la frontera (RF). De esta forma, los parámetros d_{mn}, d_{mx} y t_f deben ser ajustados de manera que la RF sea la menor posible. La Fig. 1 también indica que la resolución del conjunto de condiciones iniciales está dada por la constante nm, tal que: $x_1 \in \left[x_1^j, x_1^{j+1} \ldots, x_1^{j_{mx}=nm}\right]$ y $x_2 \in \left[x_2^k, x_2^{k+1} \ldots, x_2^{k_{mx}=nm}\right]$. Los parámetros utilizados son: $j_{mx} = k_{mx} = nm = 150$, $t_f = 40\ s$, $\Delta T = 1\ s$, $d_{mx} = 5$, $d_{mn} = 1 \times 10^{-5}$.

3 SISTEMA DE POTENCIA DE PRUEBA

3.1 Modelo del generador síncrono

El modelo del generador utilizado en el SEP de prueba consiste en uno de polos salientes, representado por un modelo de quinto orden, conectado a una barra infinita, cuyos diagramas de bloques de los ejes directo y en cuadratura se presentan en la Fig. 2 [6]. Además de las tres ecuaciones diferenciales contenidas en la Fig. 2, también es utilizada la ecuación de oscilación, que completa las cinco variables de estado del generador.

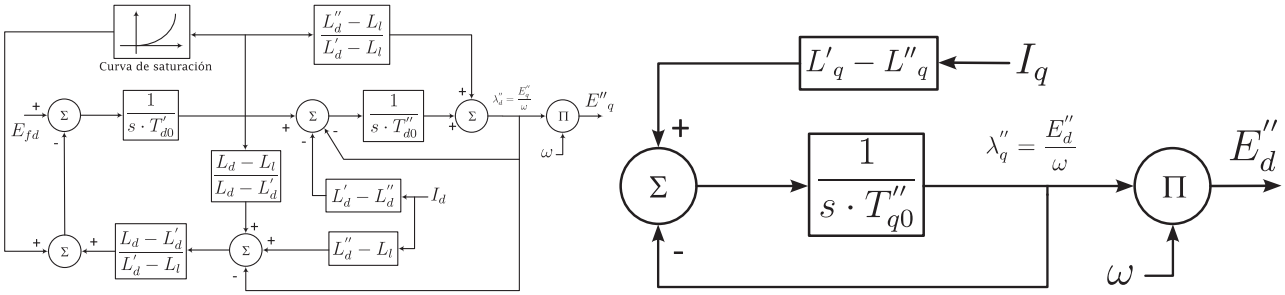


Fig. 2. Diagrama de bloques del eje directo y en cuadratura del modelo de generador de polos salientes

3.2 Modelos de los controladores

El generador está equipado con un AVR y un PSS, cuyos diagramas de bloques son presentados en la Fig. 2 y en la Fig. 3, respectivamente. Los modelos del generador y del PSS son los mismos utilizados en los estudios eléctricos para la operación del sistema interconectado a Itaipu 50 Hz. La representación del AVR corresponde a un modelo simplificado, pero que preserva las características dinámicas del regulador de tensión de Itaipu.

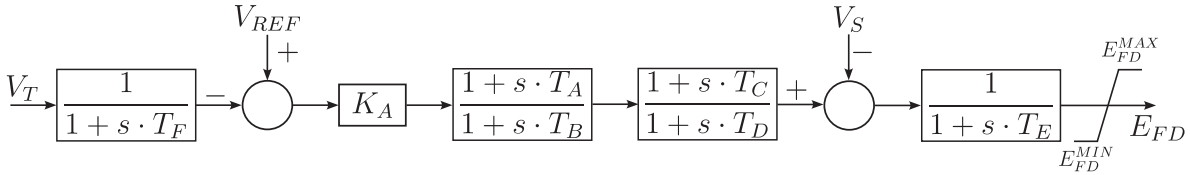


Fig. 2. Diagrama de bloques del AVR de Itaipu 50 Hz

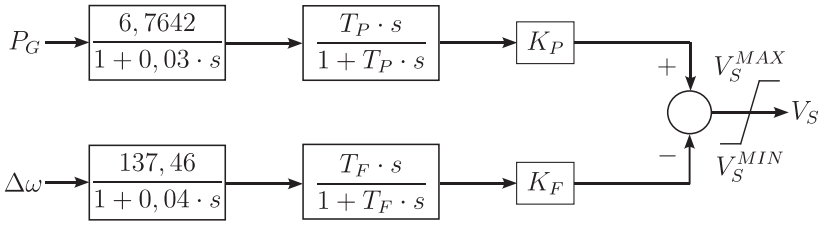


Fig. 3. Diagrama de bloques del PSS de Itaipu 50 Hz

Cabe resaltar que en el modelo del AVR de Itaipu, la señal de control del PSS es realimentada en la salida del regulador, con señal invertida (negativa). Esta característica se debe a restricciones físicas del PSS instalado

en campo. Normalmente, la señal de control del PSS es realimentada junto a la referencia de tensión V_{REF}, con señal positiva [5]. Este sistema fue implementado en lenguaje de código de Matlab, utilizando un esquema de simulación alternado implícito, empleando el método trapezoidal [7] y usando los parámetros del Apéndice 1.

4 VALIDACIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA DE PRUEBA

Antes de estimar las RE del sistema, fueron validadas las implementaciones realizadas. Para lograr este objetivo, fueron realizadas simulaciones transitorias tradicionales de dos eventos y comparados los resultados de las implementaciones en Matlab con los resultados del programa Anatem [6]; el primer evento consiste en un escalón de 5% en V_{REF} y el segundo en un cortocircuito trifásico, con duración de 100 ms, en los terminales del generador. La condición de equilibrio inicial del sistema consideró un despacho $\boldsymbol{P_G = 700\ MW}$ y tensión terminal $\boldsymbol{V_T = 1\ pu}$. Los resultados de estas simulaciones son presentados en la Fig. 5 (a) y Fig. 5 (b), respectivamente, que detallan las excursiones de $\boldsymbol{V_T}$, $\boldsymbol{P_G}$ y de frecuencia angular del generador $\boldsymbol{\omega}$.

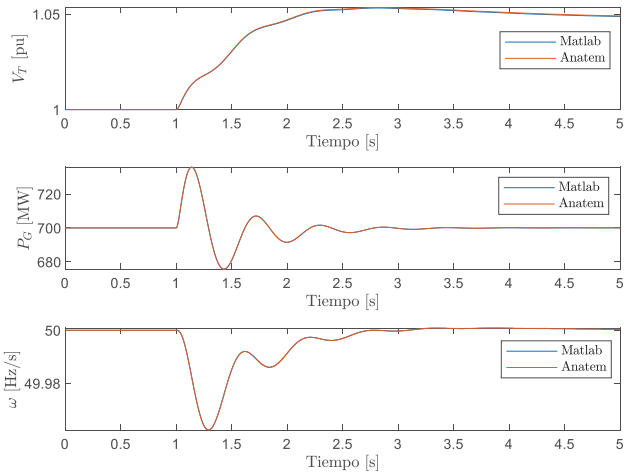


Fig. 5–(a). Validación: Escalón de 5%

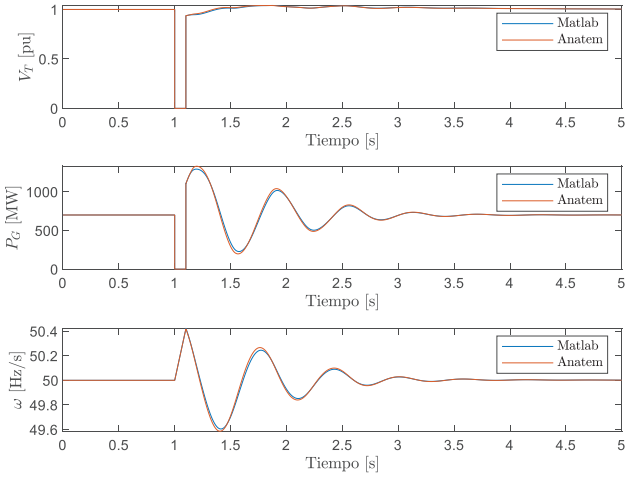


Fig. 5–(b). Validación: Cortocircuito por 100ms

El vector de variables de estado x del SEP y sus valores iniciales son presentados en (2):

$$x = [E_d'' \quad E_q'' \quad E_q' \quad \omega \quad \delta \quad X_p \quad Z_{p1} \quad X_{f1} \quad Z_{f1} \quad X_{18} \quad Z_{1avr} \quad Z_{2avr} \quad E_{FD}] =$$
$$[0{,}2723 \quad 1{,}1346 \quad 1{,}1837 \quad 314{,}1593 \quad 0{,}5633 \quad 6{,}0776 \quad 6{,}0776 \quad 0 \quad 0 \quad 1{,}05 \quad 0 \quad 0 \quad 2{,}0059] \tag{2}$$

En ambos eventos simulados se observa que los resultados son semejantes, presentando pequeñas diferencias durante los transitorios, sin embargo, estas diferencias son consideradas despreciables para lograr los objetivos del trabajo. Por lo tanto, las implementaciones realizadas en Matlab quedan validadas para la estimación de las RE. Considerando el modelo linealizado del SEP, el modo asociado a la frecuencia angular del generador ω presentó el menor amortiguamiento ζ para variaciones de algunos parámetros de controladores del sistema, conforme presentado en la Tabla I, donde se presentan la frecuencia y el amortiguamiento de este modo de oscilación. La condición con el PSS desconectado ($K_P = K_F = 0$) es la que presenta menor amortiguamiento, mientras que la condición con $K_A = 500$ pu es la que presenta mayor amortiguamiento.

TABLA I. Frecuencia y Amortiguamiento asociados a ω

Caso o Parámetro Alterado	Frecuencia [Hz]	ζ [%]
Caso base (conforme Anexo I)	1,6889	24,297
$K_F = 23{,}5$ pu	1,7462	20,152
PSS desconectado	1,2798	8,736
$K_A = 500$ pu	1,63	30,86

5 RESULTADOS

La metodología presentada en la sección 2 fue aplicada a un sistema compuesto por un generador de Itaipu 50 Hz conectado a una barra infinita, equipado con los controladores presentados en la sección 3. Este

procedimiento produjo la frontera de la RE formada por el conjunto de condiciones iniciales resultantes de variar las variables de estado ω, presentada por la variación $\Delta\omega$ con respecto al valor nominal, y el ángulo de carga del generador δ, conforme Fig. 6. Las demás variables de estado fueron mantenidas constantes. La Fig. 6 (a) indica que las máximas variaciones de frecuencia son 52,19 Hz y 47,05 Hz. Fuera de este intervalo, el sistema es inestable. La Fig. 6 (b) presenta la misma frontera de la RE anterior, pero alterando varios parámetros de control; la ganancia del AVR $K_A = 500$ pu, la ganancia del canal de frecuencia del PSS $K_F = 23{,}5$ pu y con el PSS desconectado ($K_P = K_F = 0$). En todos estos casos se verifica una reducción de la frontera de la RE, considerando el caso de referencia ($K_A = 256$ pu, $K_P = 6{,}4$ pu y $K_F = 17{,}6$ pu). A pesar de que estos parámetros poseen poca influencia en la frontera de la RE, se observa que los controladores influencian positivamente en el mantenimiento de la estabilidad del SEP. Como poseen poca influencia en la frontera de la RE, no comprometen la estabilidad del SEP ante grandes perturbaciones. La Fig. 6 (a) también presenta dos trayectorias del SEP que son proyecciones en el plano $\delta \times \Delta\omega$; la primera correspondiente a una condición inicial dentro de la frontera, cuya trayectoria converge próximo al punto de equilibrio estable x_s, correspondiente a una oscilación estable; la segunda trayectoria, con punto inicial fuera de la frontera, converge a un punto apartado de x_s y, por lo tanto, se trata de una trayectoria inestable. La trayectoria estable parece abandonar la frontera de estabilidad, sin embargo, esto no sucede debido a que esta curva es una proyección en el plano $\delta \times \Delta\omega$. En la Fig. 6 (b) también presenta otra trayectoria considerando el PSS desconectado, evidenciando que este controlador posee efecto en el despeño dinámico del SEP, presentando oscilaciones por más tiempo. Las excursiones de las variables de estado de las trayectorias estable e inestable de la Fig. 6 (a), son presentadas en la Fig. 7 (a) y Fig. 7 (b).

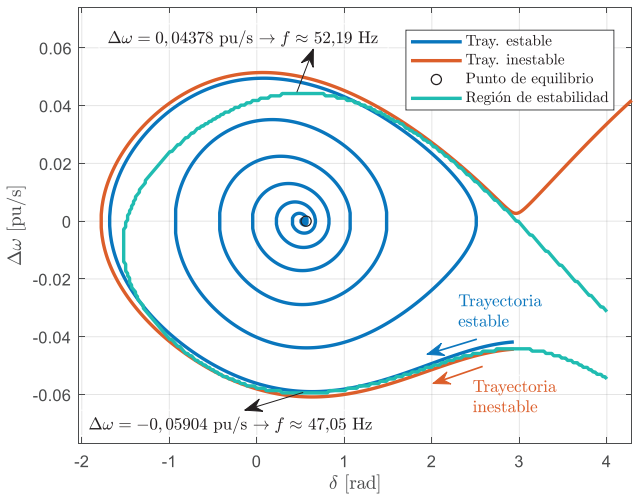


Fig. 6–(a). Región $\delta \times \Delta\omega$: Tray. estable e inestable

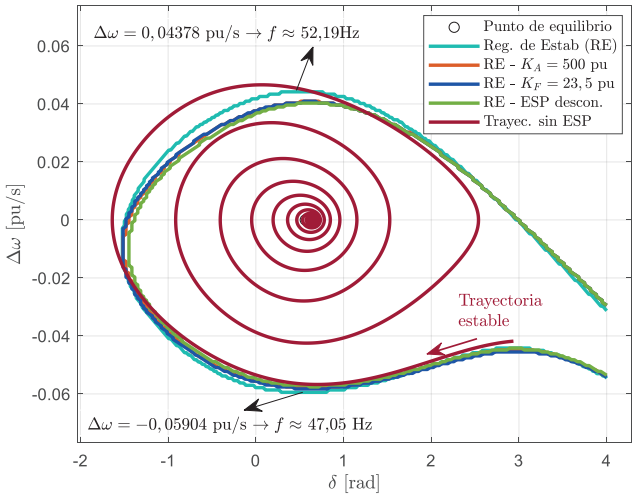


Fig. 6–(b). Región $\delta \times \Delta\omega$: Variación de parámetros

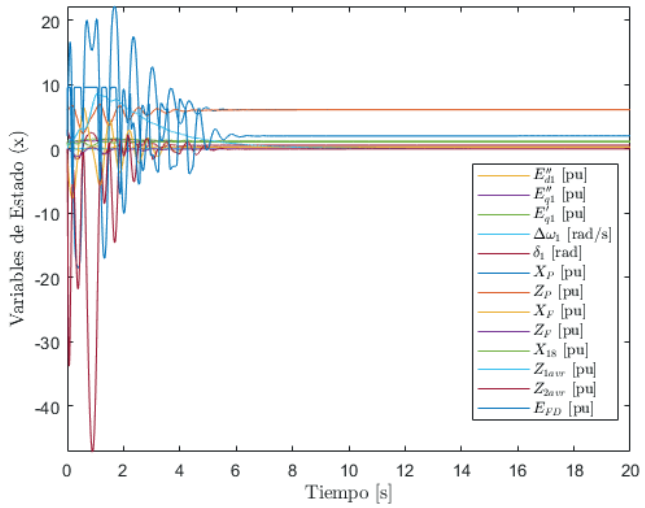


Fig. 7–(a). Trayectoria estable

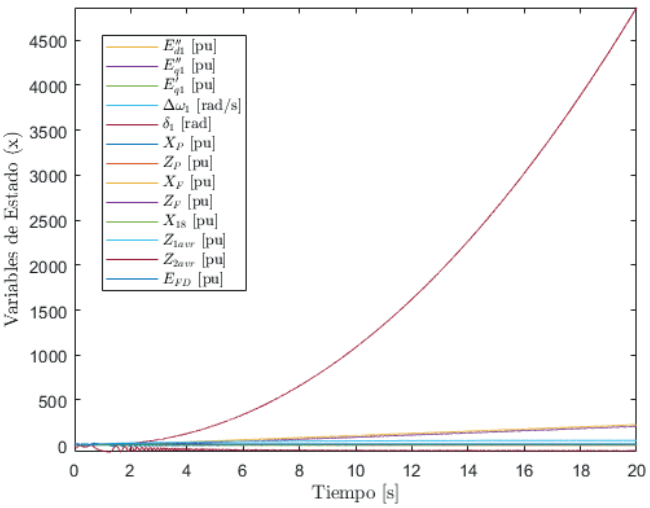


Fig. 7–(b). Trayectoria inestable

La Fig. 8 muestra otra frontera de la RE, formada por la tensión transitoria del eje en cuadratura E'_q y por el ángulo de carga δ del generador. De manera semejante al caso anterior, la Fig. 8 (a) presenta dos condiciones iniciales; la primera, dentro de la frontera, describe una trayectoria que converge próximo al punto x_s, correspondiente a condición estable; la segunda, fuera de la frontera, describe una trayectoria que se aleja de la frontera de la RE, representando, por lo tanto, una condición inestable. La Fig. 8 (b) presenta la misma frontera anterior, pero variando algunos parámetros de control; la ganancia del AVR $K_A = 500$ pu, la ganancia del canal de frecuencia del PSS $K_F = 23{,}5$ pu y con el PSS desconectado ($K_P = K_F = 0$). En los casos de aumento de la ganancia K_A y desconexión del PSS se observa una reducción de la frontera con respecto al caso de referencia ($K_A = 256$ pu, $K_P = 6{,}4$ pu y $K_F = 17{,}6$ pu). Sin embargo, con $K_F = 23{,}5$ pu se observa un aumento de la frontera. Por lo tanto, de forma general, estos parámetros poseen poca influencia en la frontera de la RE del SEP y no comprometen su estabilidad en caso de grandes perturbaciones. La Fig. 8 (b) también presenta una trayectoria estable del SEP, pero sin PSS, en donde se observa que este controlador influencia en su desempeño dinámico. Las excursiones de las variables de estado del SEP, de las trayectorias estable e inestable de la Fig. 8 (a), se presentan en la Fig. 9 (a) y Fig. 9 (b), respectivamente.

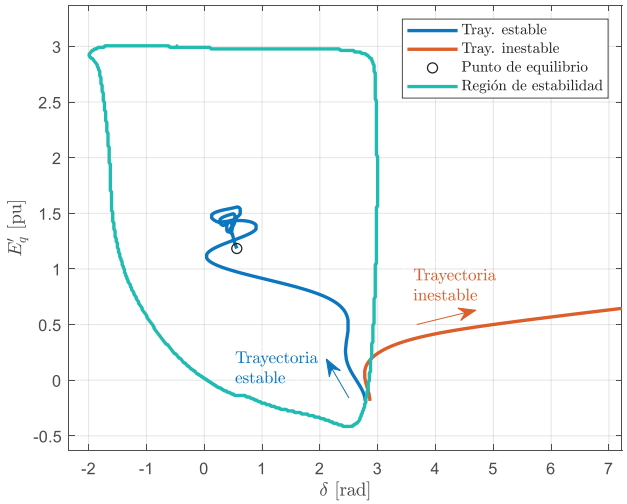


Fig. 8–(a). Región de estabilidad $\delta \times E'_q$

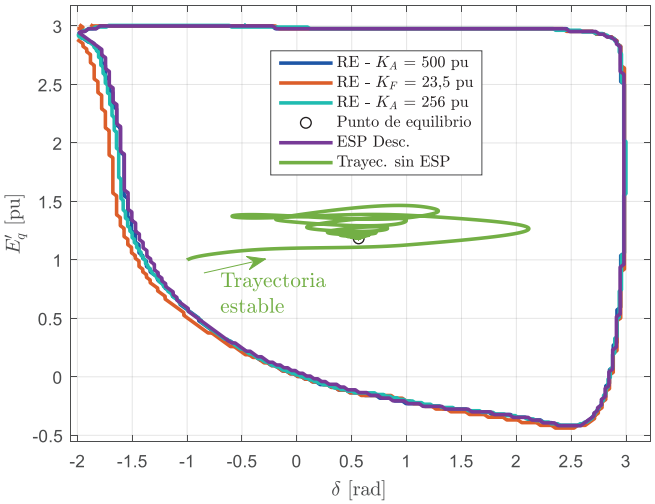


Fig. 8–(b). Región $\delta \times E'_q$: Variación de parámetros

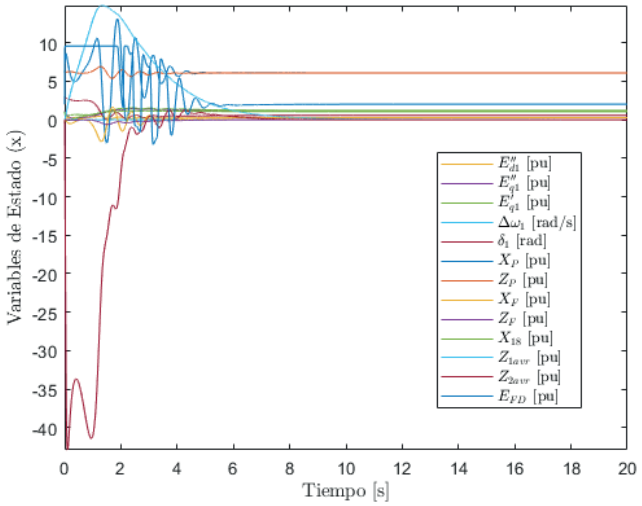


Fig. 9–(a). Trayectoria estable de la Fig. 8 (a)

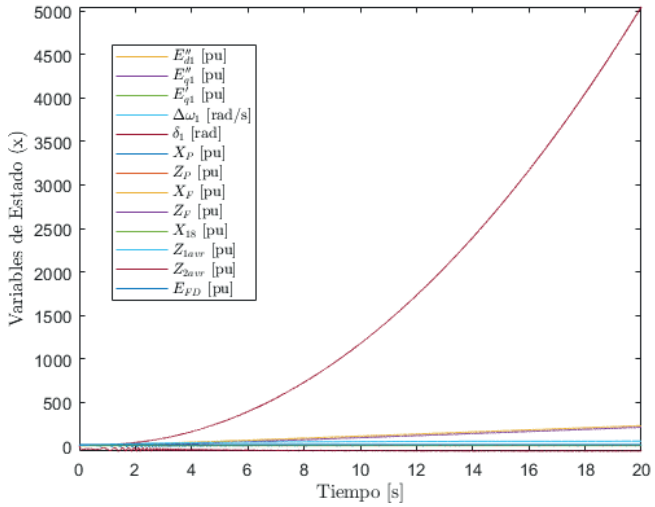


Fig. 9–(b). Trayectoria inestable de la Fig. 8 (a)

La Fig. 10 (a) y Fig. 10 (b) presentan las regiones $\delta \times \Delta\omega$ y $\delta \times E'_q$, respectivamente, del caso de referencia (conforme Apéndice 1) contrastadas con dos condiciones; la primera con PSS desconectado y AVR sin limitadores y la segunda con ambos AVR y PSS sin limitadores. Para la primera condición se observa un aumento de la frontera de la RE con respecto al caso de referencia, sin embargo, con respecto a la segunda condición el aumento de la frontera de la RE es mayor aún. Para verificar el desempeño dinámico del SEP,

fueron considerados puntos iniciales dentro de estas regiones, indicados con flechas en la Fig. 10 (a), cuyos resultados se presentan en la Fig. 11, donde se muestran las excursiones de V_T, P_G y del desvío de frecuencia $\Delta\omega$. Los dos primeros puntos considerando $\omega_0 = 47$ Hz y $\omega_0 = 52$ Hz, son valores que están dentro de la frontera de referencia, pero próximos a la condición de inestabilidad. Ambos puntos representan excursiones estables, resultando en sobretensiones del orden de 1,15 pu en V_T, como presenta la Fig. 11 (a), donde también se indica el ajuste de la protección de sobretensión de los generadores de Itaipu 50 Hz (1,2 pu @ 5 s).

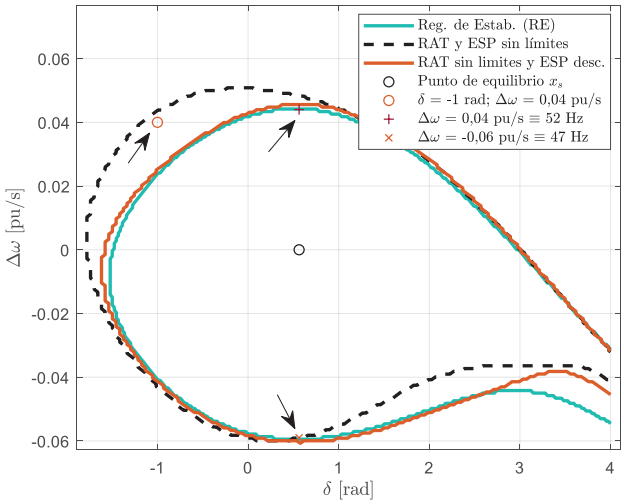


Fig. 10–(a). Región $\delta \times \Delta\omega$ sin limitadores

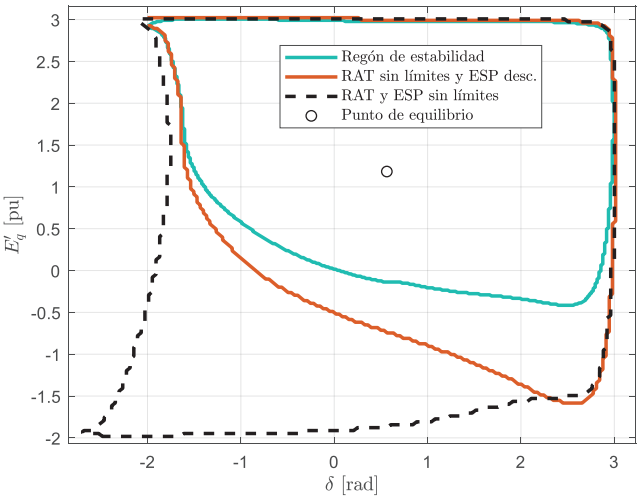


Fig. 10–(b). Región $\delta \times E'_q$ sin limitadores

Posteriormente, para realizar otra simulación dinámica, fue considerado otro punto dentro de la frontera obtenida sin limitadores en el AVR y PSS, correspondiente a $\delta = -1$ rad y $\Delta\omega = 0{,}04$ pu/s, indicado en la Fig. 10 (a), cuyos resultados muestran una trayectoria estable, sin embargo, podría llegar a sensibilizar la protección de sobretensión, con valores superiores a 1,2 pu, como indica la Fig. 11 (b), que también presenta las excursiones de $\Delta\omega$ y P_G. Por ese motivo, los generadores de Itaipu 50 Hz poseen un esquema de desconexión del PSS, ajustado también en $V_T = 1{,}2$ pu, para evitar sobretensiones en caso de grandes excursiones de frecuencia que puedan llevar a la desconexión del generador. Por lo tanto, esta metodología puede ser utilizada para verificar condiciones que puedan llevar a actuaciones de protecciones (o de esquemas de desconexión), utilizando condiciones iniciales diferentes del equilibrio, pero resultantes en una dinámica estable del SEP. Estos hechos indican que limitadores de señales de control necesitan ser ajustadas coordinadamente con funciones de protección, con el objetivo de proteger equipos y evitar agravar condiciones que puedan llevar a la actuación de protecciones innecesariamente.

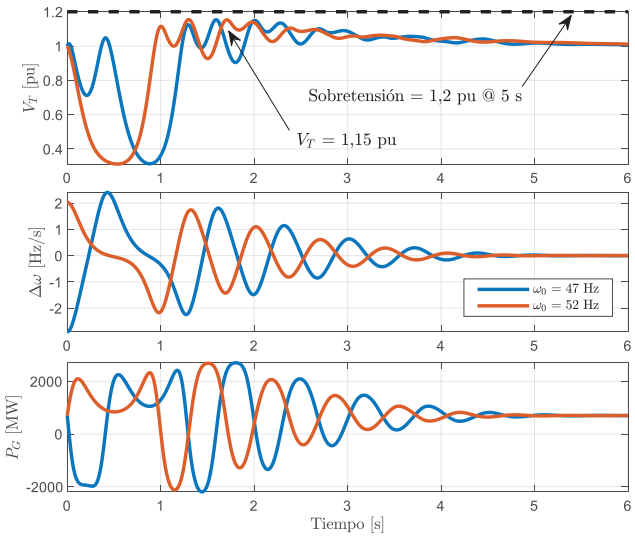


Fig. 11–(a). Simulación dinámica con punto inicial dentro de la RE de referencia

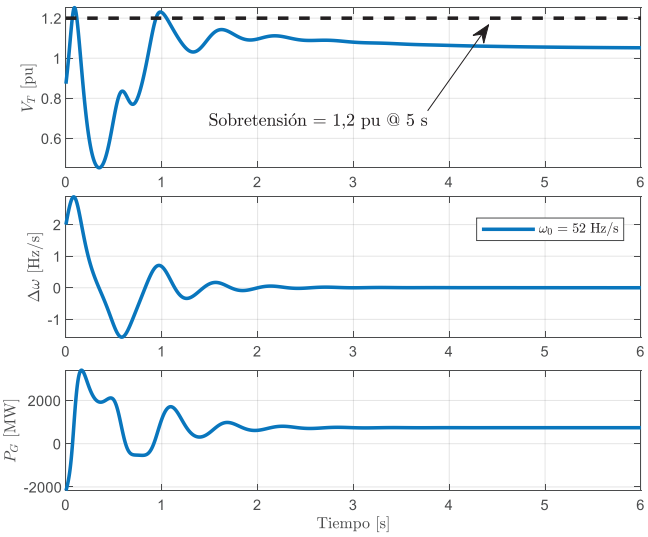


Fig. 11–(b). Simulación dinámica con punto inicial en la RE sin limitadores en los controladores

6 CONCLUSIONES

Este artículo presentó una metodología para cálculo numérico de REs de un SEP en $\mathbb{R}^2$. El objetivo de esta metodología consistió en analizar el impacto de los ajustes de los parámetros del AVR y PSS (normalmente ajustados utilizando el modelo lineal del SEP) en la forma de la RE de un sistema compuesto por el generador y el PSS de Itaipu 50 Hz. El modelo del AVR utilizado corresponde a una versión simplificada del regulador de tensión de Itaipu, pero que preserva sus principales características dinámicas.

Se verificó que los ajustes de las ganancias de estos controladores no afectan significativamente la RE del SEP analizado y, por lo tanto, no comprometen su estabilidad ante grandes perturbaciones, pero contribuyen a un desempeño dinámico satisfactorio del SEP, como fue observado con el PSS. Sin embargo, el ajuste de los limitadores, de las correspondientes señales de control, afectan el tamaño de la RE pudiendo resultar en trayectorias que podrían llevar a sensibilizar funciones de protección o esquemas de desconexión. Por lo tanto, es necesario coordinar el ajuste de estos limitadores de controladores con protecciones, como fue presentado para el caso de la protección de sobretensión de generadores. Además, el método puede ser utilizado para verificar condiciones eléctricas que podrían llevar a la actuación de esquemas de desconexión, considerando puntos iniciales de simulación fuera de la condición de equilibrio del sistema.

7 REFERENCIAS

[1] P. Kundur, et al. *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, 1994.

[2] Meiling Ma, Jie Wang, "Topological analysis of stability regions of power systems considering global orbits," International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 117, 2020.

[3] H.-D. Chiang, L. F. C. Alberto. Stability Regions of Nonlinear Dynamical Systems: Theory, Estimation, and Applications. Cambridge University Press, 2015.

[4] L. F. C. Alberto and H. -D. Chiang, "Characterization of Stability Region for General Autonomous Nonlinear Dynamical Systems," in IEEE Transactions on Automatic Control, pp. 1564-1569, June 2012.

[5] M. L. Sosa Ríos, J. R. Pesente, "Utilización de los PSS de las Unidades Generadoras de Itaipu 50 Hz para Estabilización y Mejora del Desempeño Dinámico del Sistema Interconectado Paraguayo-Argentino-Uruguayo", XIV Seminario del Sector Eléctrico Paraguayo (SESEP) – CIGRE, Junio, 2022.

[6] Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel), Análise de Transitórios Eletromecânicos (Anatem), Manual do Usuário. Release 12.6, 2024.

[7] A. Manzoni. Desenvolvimento de um Módulo Dinâmico para Simuladores de Ensino e Treinamento em Sistema de Energia Elétrica Usando Programação Orientada a Objetos. Dissertação de mestrado. Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1996.

APÉNDICE 1

PARÁMETROS DEL SISTEMA DE POTENCIA DE PRUEBA

A.1.1. Parámetros de los controladores

Los parámetros del AVR y del PSS, utilizados en el sistema de prueba, se presentan las tablas II y III.

TABLA II. PARÁMETROS DEL AVR

Parámetro	K_A **[pu]**	T_A **[s]**	T_B **[s]**	T_C **[s]**	T_D **[s]**	T_E **[s]**	T_F **[s]**	E_{FD}^{MAX} **[pu]**	E_{FD}^{MIN} **[pu]**
Ajuste	256	1,82	5,04	0,05	0,0279	0,022	0,015	9,5625	-9,5625

TABLA III. PARÁMETROS DEL PSS

Parámetro	K_P **[pu]**	T_P **[s]**	K_F **[s]**	T_F **[s]**	V_S^{MAX} **[pu]**	V_S^{MIN} **[pu]**
Ajuste	6,406	1,5	17,602	1,5	5,4115	-5,4115

A.1.2. Parámetros del generador

Los parámetros del generador síncrono, con potencia base de 823,6 MVA, son presentados en la Tabla IV.

TABLA IV. PARÁMETROS DEL GENERADOR

Parámetro	R_a **[pu]**	X_d **[pu]**	X'_d **[pu]**	X''_d **[pu]**	X_q **[pu]**	X'_q **[pu]**	X''_q **[pu]**	X_l **[pu]**	T'_d **[s]**	T''_d **[s]**	T'_q **[s]**	T''_q **[s]**	H **[s]**	D **[s]**
Ajuste	0	0,945	0,329	0,258	0,693	0	0,258	0,1301	9,3	0,18	0	0,36	5,07	0

XX ERIAC
VIGÉSIMO ENCONTRO
REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRE
Ciudad del Este, Paraguay
25 a 29 de maio de 2025
C4.24_3495

Comitê de Estudos C4 – Desempenho de sistemas de elétricos

MODELAGEM DE GERADORES E EQUIVALENTES DINÂMICOS DE ITAIPU NO ATP: VALIDAÇÃO COM O ANATEM E OS PRINCIPAIS DESAFIOS ENCONTRADOS

V. F. B. F. SIQUEIRA*
UNIOESTE/ITAIPU PARQUETEC
Brasil
vitor.siqueira@unioeste.br

D. MOTTER
UNIOESTE/ITAIPU PARQUETEC
Brasil
daniel.motter@unioeste.br

P. T. GODOY
ITAIPU PARQUETEC
Brasil
paulo.godoy@itaipuparquetec.org.br

G. L. JUSTINO
ITAIPU PARQUETEC
Brasil
guilherme.justino@itaipuparquetec.org.br

L. R. A. FERREIRA
ITAIPU PARQUETEC
Brasil
liz.ferreira@itaipuparquetec.org.br

L. A. NIZER
ITAIPU PARQUETEC
Brasil
leonardo.nizer@itaipuparquetec.org.br

J. R. PESENTE
ITAIPU BINACIONAL
Brasil
pesente@itaipu.gov.br

Resumo *– As simulações computacionais desempenham um papel fundamental na análise de sistemas elétricos de potência. Programas como o Alternative Transients Program (ATP) e o ANATEM são utilizados para análise de transitórios eletromagnéticos e eletromecânicos, respectivamente. Embora os softwares ATP e ANATEM possuam entrada de dados e algoritmos distintos, neste trabalho, a equivalência em ATP é demonstrada via comparação gráfica de sinais de frequência elétrica e potência ativa com o ANATEM, frente perturbações no sistema interligado Paraguaio (SIN-PY) modelado. Além disso, neste trabalho, são destacadas as condições importantes que foram pontos de desafios na modelagem dinâmica do ATP, como as inicializações das malhas de controle e adequação das saídas das malhas de controle com as entradas do modelo de máquina síncrona do ATP, propiciando, assim, uma base sólida para a validação do sistema do ANATEM com o ATP, beneficiando os usuários dessas ferramentas. Os resultados apresentados indicaram uma elevada aderência entre a dinâmica vista no ATP com o ANATEM para diferentes aplicações de eventos.*

Palavras-chave: Modelagem – Simulação dinâmica – Equivalente dinâmico – *Alternative Transients Program* (ATP) – ANATEM.

1 INTRODUÇÃO

A utilização de simulações computacionais é essencial na análise de sistemas de potência, seja no nível de planejamento, operação ou na avaliação dos sistemas de proteção empregados [1]. Existem diversas ferramentas computacionais para esse fim, dentre elas voltados à análise de transitórios eletromagnéticos e eletromecânicos, cujo objetivo é simular a resposta dinâmica do sistema elétrico frente a perturbações. Para que a dinâmica do sistema seja representada de forma precisa, é fundamental que a rede elétrica e seus componentes sejam modelados de forma apropriada [2], [3]. Análises mais detalhadas de fenômenos mais específicos podem requerer uma modelagem mais complexas e também um detalhamento maior de parâmetros elétricos. Por exemplo, apenas dados de impedância de linhas de transmissão não é suficiente para representar a real característica durante transitórios, já que a linha pode ser representada em programas de transitório eletromagnéticos, dentre outras formas, como um circuito PI equivalente ou o modelo de Bergeron incluindo efeito de ondas viajantes, e por consequência, detalhamentos devem ser realizados. A modelagem adequada do sistema no *Alternative Transients Program* (ATP) possibilita que sejam realizados eventos representativos

*Universidade Estadual do Oeste do Paraná – Unioeste, Av. Tarquínio Joslin dos Santos, 1300. CEP 85870-650. Foz do Iguaçu – PR – Brasil.

para a análise da dinâmica e de transitórios eletromagnéticos. Nesse sentido, o objetivo deste trabalho é modelar a rede do sistema de transmissão de Itaipu 50 Hz (Paraguai e interconexão com a Argentina) de forma detalhada e validar a resposta dinâmica no ATP, comparar os resultados obtidos com o programa de análise de transitório eletromecânico ANATEM e discutir/apresentar pontos de desafios na modelagem em ATP/MODELS (linguagem de programação do software) para representação das malhas de controle.

O trabalho está dividido da seguinte forma: na Seção 2, são apresentados, com detalhes o sistema de potência em estudo, a forma de modelagem dos elementos do sistema de transmissão e a validação da rede com programas de análise de fluxo de potência (ANAREDE) e de curto-circuito (ANAFAS); na Seção 3, são apresentados exemplos das malhas de controle consideradas, bem como os principais pontos que requerem atenção para a implementação dessas malhas em MODELS; na Seção 4, são apresentadas comparações entre a dinâmica da do sistema em ATP e em ANATEM; e na Seção 5, estão dispostas as conclusões desse trabalho.

2 SISTEMA DE POTÊNCIA

A rede em estudo corresponde ao sistema interligado paraguaio-argentino, ilustrado no diagrama unifilar da Fig. 1. Na figura, o sistema interligado Paraguaio (SIN-PY) possui sua carga distribuída no sistema de transmissão, com os níveis de tensão de 220 kV e 500 kV. A geração nesse sistema é representada pelas usinas de Itaipu 50 Hz, Acaray (ACY) e de Yacyretá (YACY). Já o sistema elétrico Argentino (SADI) encontra-se representado por um equivalente dinâmico localizado na Barra RIN [4]. Nesse diagrama, também é apresentada uma interligação com o Brasil, por meio do sistema HVDC, representado na Barra STFI como uma carga concentrada.

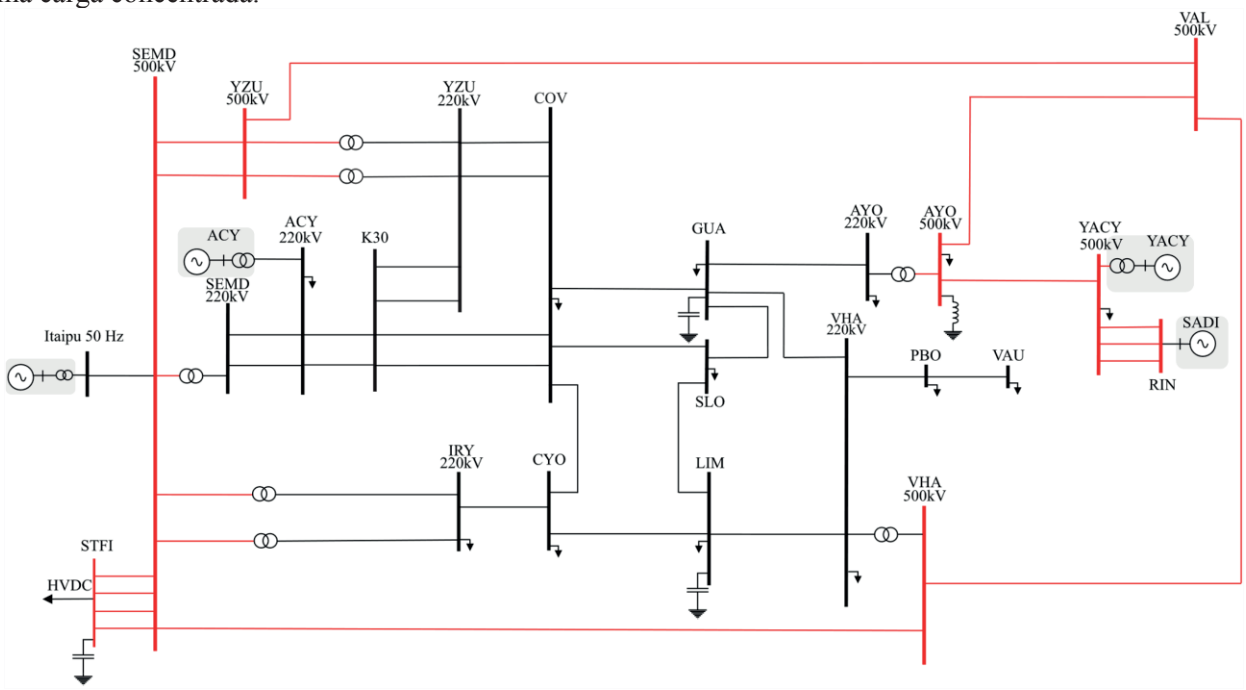


Fig. 1. Sistema de potência modelado

2.1 Premissas de dados

Para a modelagem da rede foi utilizado uma base de dados fornecida em ANAREDE para os parâmetros de sequência positiva e em complementação aos parâmetros de sequência zero foi utilizada uma base em ANAFAS. Ainda, os parâmetros referentes as máquinas de Itaipu, Acaray, Yacyretá e o equivalente dinâmico de SADI foram obtidos de uma base em ANATEM. Todos os parâmetros, malhas de controles e o equivalente dinâmico, foram validados e fornecidos por Itaipu [4], [5].

2.2 Componentes

A seguir são descritos os principais componentes que fazem parte da rede em estudo, juntamente com a forma de modelagem desses elementos no ATP e validação com o ANATEM.

2.2.1 Cargas e elementos shunt

As cargas e os elementos shunt, banco de capacitores e reatores, foram modeladas no ATP como sendo do tipo impedância constante. Para representar o consumo/injeção de potência ativa e de potência reativa conforme o caso do ANAREDE, foi considerado um resistor e um indutor em paralelo para as três fases.

2.2.2 Sistema de transmissão

Para a modelagem das linhas de transmissão (LTs) do sistema em estudo, foram considerados dois tipos de modelos distintos, que foram determinados a partir do comprimento das linhas. Para as LTs médias e longas, como a LT SEMD-VHA 500 kV, foi adotado o modelo de parâmetros distribuídos de Clarke (componente LINEZT_3), que a partir de seus parâmetros distribuídos é capaz de representar o fenômeno de propação de ondas viajantes. Já para as LTs curtas, como as linhas SEMD-STFI 500 kV, utilizou-se o modelo PI equivalente com parâmetros concentrados. O modelo PI foi utilizado para essas linhas devido ao fato de que a implementação do modelo LINEZT_3 demandaria um passo de integração inferior ao valor adotado nas simulações, que foi de 50 μs, o que requeriria um maior custo computacional.

O sistema de transmissão inclui transformadores de dois enrolamentos e autotransformadores de três enrolamentos. Os transformadores de dois enrolamentos, utilizados como transformadores elevadores das usinas, foram representados pelo modelo SATTRAFO. Já os autotransformadores de três enrolamentos, foram implementados pelo modelo BCTRAN.

2.2.3 Geradores e equivalente dinâmico

Tanto os geradores de Itaipu, Acaray e Yacyretá quanto o equivalente dinâmico de SADI foram representados no ATP pelo elemento *Synchronous Machine* (SM) 58/59. Para a modelagem das máquinas no ATP, foram utilizados parâmetros como as reatâncias transitórias e subtransitórias, além de constantes de tempo transitórias e subtransitórias, obtidas a partir de base de dados em ANATEM, conforme apresentado na Fig. 2. Além desses parâmetros, foi considerado o sistema de controle das máquinas, composto por reguladores de velocidade (RV), reguladores de tensão (RT) e estabilizadores de sistemas de potência (*Power System Stabilizers* – PSS). Mais detalhes sobre essas malhas de controle são apresentados na Seção 3.

```
(------------------------------------------------------------------
( Modelos de máquina síncrona
(
DMDG MD02
(** modelos de máquinas de polos salientes **
(------------------------------------------------------------------
(.......  Equivalente DE ACARAY
(No)   (CS) (Xd )(Xq )(X'd)     (X"d)(Xe )(T'd)     (T"d)(T"q)
003         32.3321.269.435     6.0944.4217.546     0.0460.084
(No)   (Ra )( H )( D )(MVA)Fr M E
003    0.20511.26     59.8550 S
(
(....... Itaipu
(No)   (CS) (Xd )(Xq )(X'd)     (X"d)(Xl )(T'd)     (T"d)(T"q)
 900        94.5069.3032.90     25.8013.01 9.30      0.18 0.36
(No)   (Ra )( H )( D )(MVA)Fr C
 900        5.070     823.650 S
(
(.......  Equivalente DE YACYRETÁ
(No)   (CS) (Xd )(Xq )(X'd)     (X"d)(Xl )(T'd)     (T"d)(T"q)
002         5.2783.7771.833     1.3890.9316.100     0.0500.070
(No)   (Ra )( H )( D )(MVA)Fr C
002    0.00487.12     172.550 S
999999
(
DMDG MD03
(  Equivalente dinamico do sistema argentino
(..... CTE ALTG09CC 184.5MVA
(No) O (CS) (Xd )(Xq )(X'd)(X'q)(X"d)(Xl )(T'd)(T'q)(T"d)(T"q)
 1          0.7430.5750.1400.3930.0990.0258.8341.0630.0471.276
(No)   (Ra )( H )( D )(MVA)Fr
 1          817.8     206.050 S
999999
(
FIM
(------------------------------------------------------------------
```

Fig. 2. Parâmetros das máquinas em cartão ANATEM

2.3 Validação da rede modelada em ATP

Para a validação da rede modelada, foi realizado o estudo de fluxo de carga, no qual as tensões, os ângulos em todas as barras e os fluxos de potência entre as LTs e os transformadores/autotransformadores do sistema foram

comparados para a mesma condição operativa no ANAREDE. O máximo erro, em módulo, para as tensões foi de 0,016 p.u., enquanto para os ângulos foi de 1,2°. Já o maior erro no fluxo de potência ativa ocorreu na LT COV-CYO 220 kV, atingindo 4,5%.

Além do fluxo de carga, foram avaliados os níveis de curto-circuito com o programa ANAFAS. As correntes de curto-circuito foram monitoradas em pontos principais do sistema, como na Barra SEMD 500 kV e na Barra YAC 500 kV. A diferença entre os valores das correntes de curto-circuito nessas barras (tanto entre fases quanto fase-terra) obtidos no ATP com o ANAFAS foram de 1% e 4%, respectivamente.

3 MALHAS DE CONTROLE

Nessa seção, são exemplificadas a modelagem e os cuidados na implementação das malhas de controle, com destaque para a malha do regulador de velocidade de Itaipu e para a malha do regulador de tensão de Acaray.

3.1 Regulador de velocidade

A malha de controle apresentada na Fig. 3 representa o regulador de velocidade das máquinas de Itaipu 50 Hz. Esse modelo de malha é pré-definido no ANATEM como DRGV MD01 [6]. A entrada da malha ω, que corresponde a saída *Angular velocity mass* do elemento SM 58/59, e TPow (ver Fig. 8) a saída da malha de controle, sendo essa a entrada de referência de potência da máquina síncrona. Em termos de escala, para toda simulação, a entrada TPow, é 1 p.u. para a condição operativa atual. Como exemplo, para realizar testes e as validações da malha de controle implementada no ATP com o ANATEM, foi modelado um gerador equivalente das dez máquinas de Itaipu. O teste consistiu em simular de forma isolada as dez unidades atendendo uma carga de 8.236 MW, valor nominal do conjunto das dez unidades geradoras. Pelo arquivo ".LIS" gerado após a execução do ATP, foi obtido que o torque eletromecânico do gerador é $26{,}19.10^6$ N·m. Ao reduzir a carga para metade, isto é, 4.118 MW, torque apresentado no arquivo ".LIS" foi para $13{,}10.10^6$ N·m. Portanto, o valor de TPow = 1 p.u. é associado diferentes valores de torque mecânico em função da condição operativa, sendo que para a condição de carga de 8.236 MW a variável TPow = 1 p.u. indica um torque de $26{,}19.10^6$ N.m (esta avaliação foi inspirada no discutido em [7]), e para a condição de carga de 4.118 MW indica $13{,}10.10^6$ N.m. Nesse sentido, as malhas de controle precisam ser adequadas em escala, a depender da condição operativa simulada.

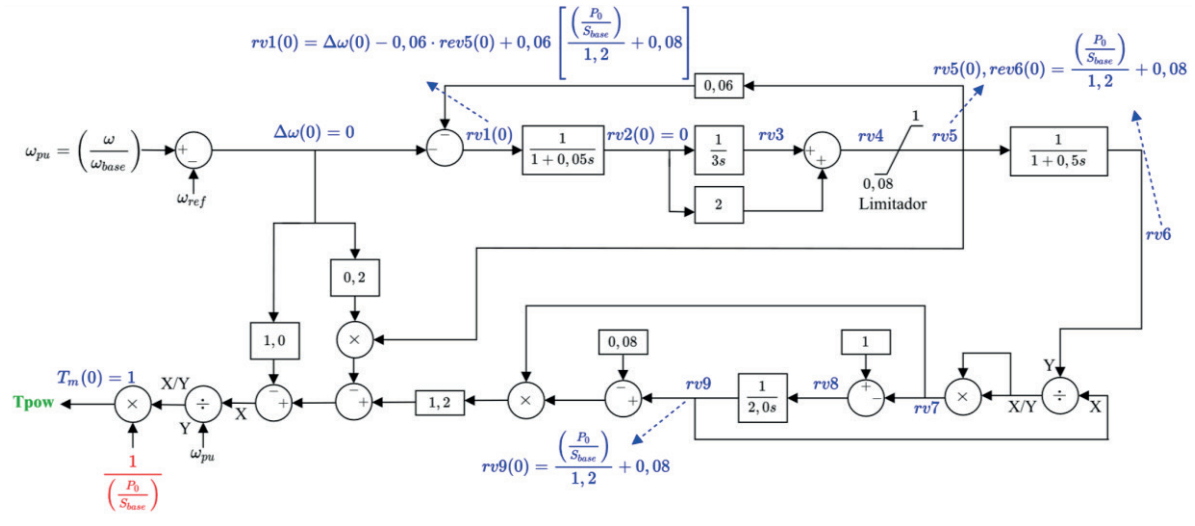


Fig. 3. Malha de controle considerada para o RV de Itaipu 50 Hz

O termo destacado em vermelho (P_0/S_{base}) realiza a escala de TPow em função da condição operativa, representada pela potência inicial P_0 gerada pela máquina. Esse valor pode ser obtido a partir do resultado de fluxo de potência do ANAREDE. Os termos destacados em azul correspondem às variáveis internas da malha, que precisam ser inicializadas de forma a começarem com valores de regime permanente. Como destacado anteriormente, essa abordagem permite simulações de tempo menor e evita transitórios de inicialização que

poderiam perturbar a rede, levando-a à não convergência numérica. O termo destacado em verde, TPow, é calculado e, caso a malha seja corretamente inicializada, inicia em regime permanente.

Na Fig. 4, encontra-se um trecho do código em MODELS referente à malha do RV de Itaipu 50 Hz. Na figura, é possível identificar as variáveis de inicialização e os valores atribuídas a elas, especificados no bloco HISTORY. Além disso, observa-se a variável t_inic, que define o intervalo de tempo durante o qual a entrada e a saída da malha de controle não são atualizadas. Esse intervalo corresponde ao período necessário para a inicialização e acomodação das variáveis da malha do RV.

```
HISTORY
    rv2  {dflt:0}
    rv3  {dflt:(P0/Sbase)/1.2+0.08}
    rv5  {dflt:(P0/Sbase)/1.2+0.08}
    rv6  {dflt:(P0/Sbase)/1.2+0.08}
    rv9  {dflt:(P0/Sbase)/1.2+0.08}
EXEC
Wpu:=W/Wbase
DW := Wpu - 1
IF t<t_inic THEN -- Tempo para inicialização [segundos]
    Wpu := 1
    DW  := 0
ENDIF
rv1:= -DW - 0.06*rv6 + 0.06*((P0/Sbase)/1.2+0.08)
CLAPLACE(rv2/rv1):=(1|s0)/(1|s0 +0.05|s1)
CLAPLACE(rv3/rv2):=(1|s0)/(3|s1)
rv4 := 2*rv2 + rv3
rv5 := rv4 {min:0.08, max:1}
CLAPLACE(rv6/rv5):=(1|s0)/(1|s0 +0.5|s1)
Rv7 := (rv10*recip(rv6))**2
Rv8 := 1 - rv7
CLAPLACE(rv9/rv8):=(1|s0)/(2.0|s1)
Tm:= (((rv10-0.08)*rv8*1.2 -(DW*0.2)*rv6 - DW*1.0)*recip(Wpu))*(1/(P0/Sbase))
IF t<t_inic THEN
    Tm:= 1
ENDIF
ENDEXEC
ENDMODEL
```

Fig. 4. Código em MODELS da malha do RV de Itaipu 50 Hz

Na Fig. 5, é apresentado o comparativo entre os resultados obtidos no ANATEM e ATP para uma situação em que o gerador equivalente de dez máquinas está atendendo uma carga de 4.118 MW (metade da capacidade nominal). No instante de 5 segundos, ocorre um aumento de 30% de carga. Observa-se que, ao aplicar corretamente a escala de P_0/S_{base}, a simulação do ATP (curva em azul) converge para a resposta do ANATEM (curva em amarelo). Caso P_0/S_{base} não fosse utilizado, assumindo-se um valor unitário, a resposta seria a da escala incorreta (curva em laranja). As duas simulações do ATP partem de 4.116 MW e do ANATEM de 4.120 MW (isto é, valores em t(0)). Para o tempo de 200 segundos, o ANATEM resulta em 5.349 MW (29,8% de aumento), ATP em escala em 5.343 MW 29,8% de aumento) e de escala incorreta em 5.252 MW 27,6% de aumento).

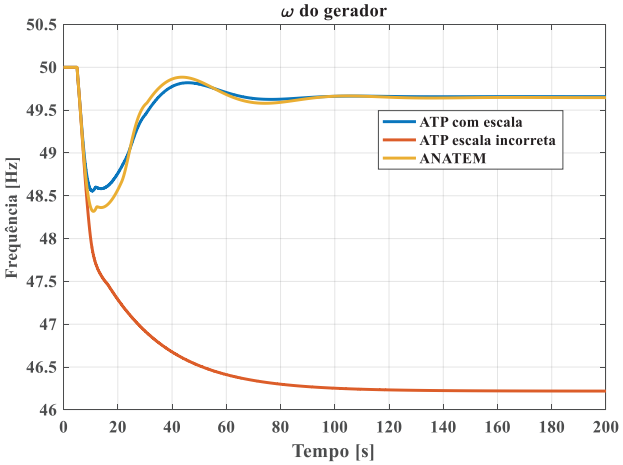


Fig. 5-(a). Frequência de Itaipu 50 Hz

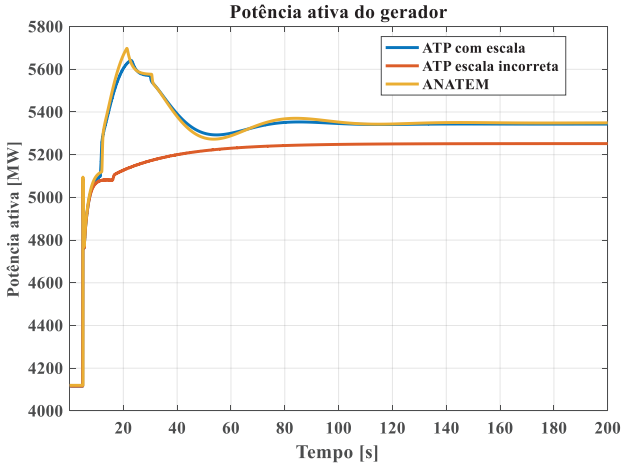


Fig. 5-(b). Potência ativa de Itaipu 50 Hz

Além disso, é possível verificar que ambas as simulações foram inicializadas corretamente. Independentemente da escala, o valor TPow = 1 forçado no início do código assegura uma inicialização adequada. Contudo, se a simulação fosse realizada para 8.236 MW, o valor de $P_0/S_{base} = 1$ não permitiria a observação do efeito da escala. Assim, a avaliação de diferentes condições operativas é essencial para identificar incoerências nas simulações dinâmicas.

3.2 Regulador de tensão e PSS

A malha de controle apresentada na Fig. 6 representa o regulador de tensão de Acaray. A entrada da malha V_t, corresponde a tensão terminal da máquina, e TEx (ver Fig. 8) a saída da malha de controle, sendo essa a entrada de referência da tensão de campo da máquina síncrona. Em termos de escala, para toda simulação, a entrada TEx, é 1 p.u. para a condição operativa atual. Dessa forma, assim como para o controle de velocidade, é necessário que a malha do regulador de tensão seja adequada em escala, a depender da condição operativa simulada. O termo destacado em vermelho ($Efdm/Efd0$) realiza a escala de TEx em função da condição operativa e é calculado dentro do espaço INIT da MODELS, sendo $Efdm$ a tensão de excitação (saída *Voltage applied to field winding* do elemento SM 58/59) sob carga e $Efd0$ a tensão de excitação a vazio. Portanto, esse fator de escala é executado unicamente na inicialização, e se refere à relação da tensão inical com carga e sem carga. Os termos destacados em azul correspondem às variáveis internas da malha, as quais foram inicializadas de modo a começarem com valores de regime permanente.

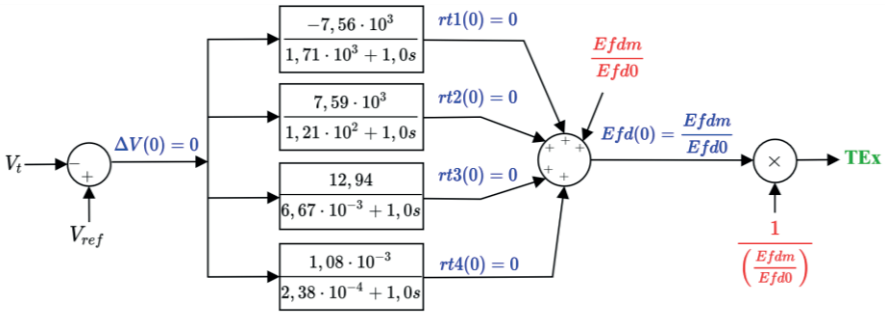


Fig. 6. Malha de controle considerada para o RT de Acaray

Embora as malhas de PSS não sejam apresentadas nem exemplificadas neste trabalho, elas foram modeladas para Itaipu e SADI, seguindo o processo de inicialização mencionado para as demais malhas de controle. Os resultados apresentados na seção a seguir consideram Itaipu e SADI com as malhas de RV, RT e PSS, e Acaray e Yacyretá com as malhas de RV e RT.

3.3 Pontos de destaque

A modelagem das malhas de controle trouxe dois pontos: (1) a escala das grandezas de torque e tensão de entrada da máquina síncrona, o que altera a resposta dinâmica e até para qual valor a frequência e tensão acomodam; e (2) inicialização das variáveis internas das malhas de controle, garantindo que a simulação inicie em regime, o que permite simulações de tempo menor, mas essencialmente evita transitórios de inicialização que poderiam perturbar a rede a ponto de levar à instabilidade.

4 COMPARAÇÃO DE EVENTOS ENTRE ATP E ANATEM

Anteriormente, foram apresentadas as validações da rede (Seção 2) e das malhas de controle implementadas (Seção 3). Nesta seção, é realizada uma análise conjunta que compara a modelagem da rede e das máquinas, incluindo o sistema de controle, no ATP com os resultados obtidos no ANATEM. Para as análises, todas as máquinas (Itaipu, Acaray, Yacyretá e SADI) encontram-se em operação no sistema. Estando inicialmente Itaipu fornecendo 6.971 MW, Acaray 155,2 MW, Yacyretá 2.531 MW e SADI consumindo 784,9 MW. As comparações foram feitas para dois eventos: I) Curto-circuito trifásico na Barra SEMD-500 kV e posterior abertura da LT SEMD-VHA 500 kV; e II) Perda de uma unidade geradora de Itaipu.

4.1 Evento I

Este evento consistiu na aplicação de um curto-circuito trifásico na Barra SEMD-500 kV, com resistência de falta de $1 \cdot 10^{-3}\%$, na base de 100 MVA, no instante de tempo de 1 segundo, com duração de 80 ms. Após esse intervalo, foi simulada a extinção da falta por meio da abertura da LT SEMD-VHA 500 kV. Nas Fig. 7-(a) e Fig. 7-(b), estão apresentadas as frequências de Itaipu e de equivalente de SADI, respectivamente. Os valores obtidos indicam a aderência entre a resposta dinâmica obtida para os modelos e malhas de controle implementados em ATP com o ANATEM.

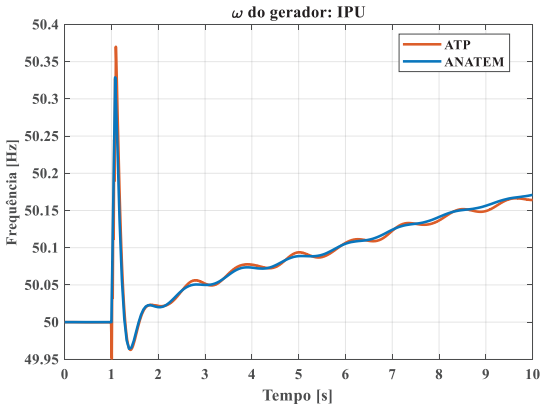


Fig. 7-(a). Frequência em Itaipu para o evento I

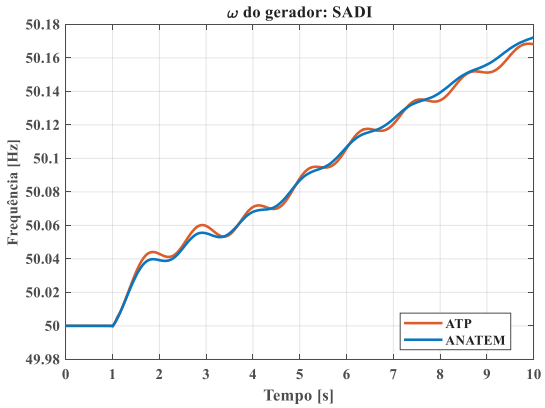


Fig. 7-(b). Frequência em SADI para o evento I

4.2 Evento II

Foi simulada a perda de uma unidade geradora de Itaipu no instante de tempo 1 segundo. No ATP, a usina de Itaipu, dez máquinas de 823,6 MW, foi representada como dois geradores conforme ilustrado na Fig. 8. Um gerador como sendo equivalente de nove máquinas (7412,4 MW) e outro gerador com potência nominal. A perda de uma unidade é realizada por meio da abertura da Chave CH indicada na figura.

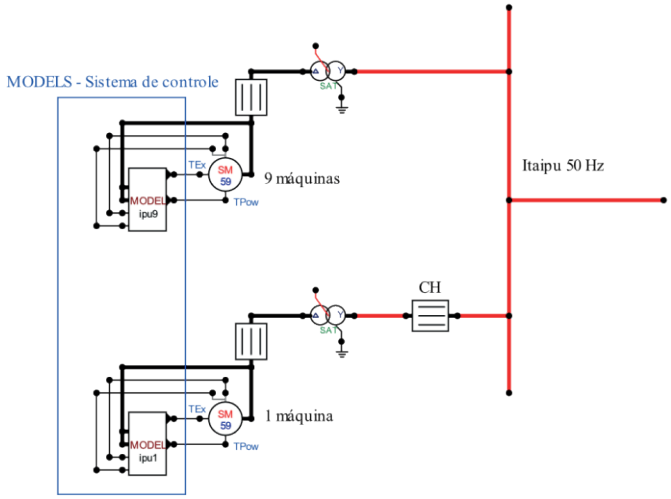


Fig. 8. Arranjo empregado para simular a perda de uma unidade geradora no ATP

Nas Fig. 8-(a) e Fig. 8-(b), estão apresentadas as frequências de Itaipu 50 Hz e de equivalente de SADI, respectivamente. Novamente, embora que para um evento distinto, os valores obtidos indicam a aderência entre a resposta dinâmica obtida para os modelos e malhas de controle implementados em ATP com o ANATEM.

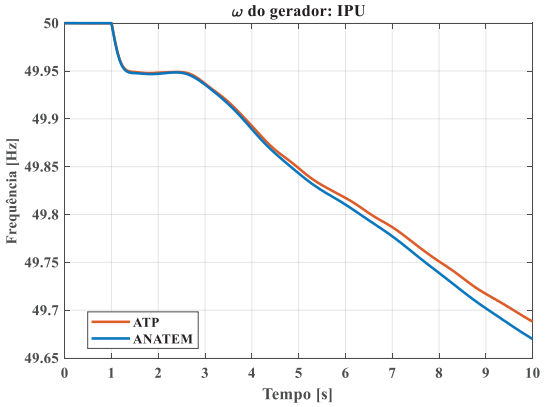


Fig. 2-(a). Frequência em Itaipu para o evento II

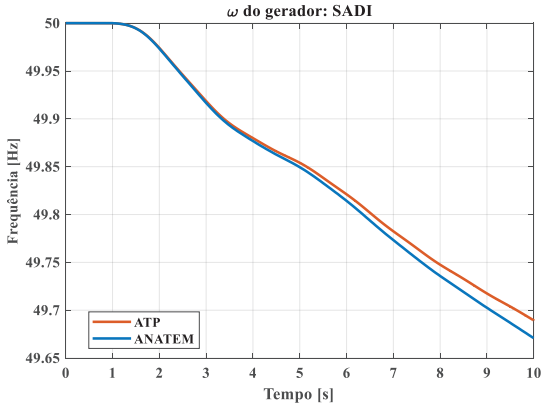


Fig. 3-(b). Frequência em SADI para o evento II

5 CONCLUSÕES

Neste trabalho, foi apresentado o sistema em estudo, o SIN-PY, bem como as principais premissas para sua modelagem, além da validação da rede. Como contribuição deste trabalho, foram identificados e apresentados pontos de atenção na implementação das malhas de controle: a compatibilização das saídas dessas malhas com as entradas do modelo de máquina SM 58/59 do ATP por meio de um fator de escala, o que só foi diagnosticado com testes de diferentes condições operativas da máquina; e a inicialização das variáveis internas das malhas de controle, garantindo que a simulação inicie em regime, o que permite simulações de tempo menor, mas essencialmente evita transitórios de inicialização que poderiam perturbar a rede a ponto de levar à instabilidade.

Deste modo, foi verificado que uma rede adequada (em fluxo de potência e curto-circuito), bem como a considerações dos pontos de atenção para as implementações das malhas de controle, propiciaram resultados com alta aderência entre o ATP e o ANATEM.

6 REFERÊNCIAS

[1] L. Ling, et al. “Study on Grid-Based Seamless-link Hybrid Simulation System for Power Networks”, 2006 *International Conference on Power System Technology*, Chongqing, China, Oct. 2006.

[2] N. Watson and J. Arrillaga, *Power System Electromagnetic Transients Simulation*. Chichester, WS: John Wiley & Sons, 1990.

[3] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. New York, NY: McGraw Hill, 1994.

[4] J. Pesente, et al. “A Dynamic Equivalent Model for testing the Paraguayan-Argentinean Interconnected Power System devices using Hardware-In-the-Loop simulation”, 2021 *IEEE URUCON*, Montevideo, Uruguay, Dec. 2021.

[5] P. H. Galassi, et al., “Equivalente Dinâmico do Sistema Interligado Paraguaio-Argentino-Uruguaio para Teste de Funcionalidades de Proteções e Controles no RTDS”, XXVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, Brazil, May 2022.

[6] CEPEL, Manual ANATEM v12.6. Modelos Predefinidos de Regulador de Velocidade e Turbina. Disponível em: https://see.cepel.br/manual/anatem/equipamentos/maquinas_sincronas/regulador_velocidade.html#term-DRGV- MD01 . Acesso em: 20 jan. 2025.

[7] ATP Draw. Cases: #48 SM59 Synchronous Motor. Disponível em: https://www.atpdraw.net/showpost.php?id=48&kind=0. Acesso em: 13 dez. 2024

Comité de Estúdios C4 - Desempeño técnico de sistemas de potencia

LINEAMIENTOS PARA EL MODELADO DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS ORIENTADO A SU IMPACTO EN LA DINÁMICA DE GRANDES REDES ELÉCTRICAS

NICOLÁS DE SAN JUAN*
FCEIA - UNR
ARGENTINA
desanjuann@gmail.com

NÉSTOR SIDOTTI
FCEIA - UNR
ARGENTINA
ingnsidotti@hotmail.com

Resumen *– En este artículo se desarrollan los lineamientos y recomendaciones para el modelado de Vehículos Eléctricos (VEs) para estudios de flujo de cargas y estabilidad transitoria en un gran sistema eléctrico. Se utilizan y parametrizan modelos de librería con el objetivo de que puedan ser aplicados por cualquier usuario en diversos programas de simulación de transitorios electromecánicos.*

Además, se analiza y comprueba el correcto comportamiento de los modelos realizando diferentes simulaciones utilizando como caso de estudio la totalidad del Sistema Eléctrico Argentino.

La integración de esta tecnología en la región tiene un lento crecimiento, sin embargo, resulta fundamental adelantarse y desarrollar estos modelos, ya que en el mediano y largo plazo se espera una cantidad de VEs suficientemente grande para influir en la dinámica del sistema

Palabras clave: Vehículo – Eléctrico – V2G – Lineamientos – Modelo – Regulación – Frecuencia – Sistema – Eléctrico – Dinámica

1 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVO

En los próximos años los sistemas eléctricos del mundo y los encargados de su estudio, operación y planificación se enfrentarán a un nuevo desafío, la integración de Vehículos Eléctricos (VEs) a gran escala.

Este nuevo tipo de carga es totalmente diferente a la demanda convencional. Una diferencia importante, por ejemplo, es el hecho de que los vehículos eléctricos son cargas no estáticas, es decir, pueden moverse y conectarse a otros puntos de la red. Por ello, aparece una nueva clasificación, las “cargas móviles”.

Sin embargo, desde el punto de vista de los niveles de alta tensión, la característica principal de la carga de los VEs es su capacidad de ser controlada. Con una correcta gestión y la aplicación de políticas adecuadas, se podría controlar una cantidad significativa de esta nueva demanda para obtener beneficios tanto para la operación como para el comportamiento dinámico del sistema.

En este artículo se estudia una de las capacidades más importantes que pueden tener algunos tipos de VEs: la contribución a la regulación primaria de frecuencia.

Un único VE representa una carga pequeña en comparación con todo el sistema, por lo que su impacto en el control de frecuencia es casi insignificante. Sin embargo, dado que se espera que los vehículos eléctricos se desplieguen en masa en todo el sistema eléctrico, el impacto en la frecuencia puede ser considerable.

Es por esto que se planteó como objetivo desarrollar y presentar ordenadamente los lineamientos y recomendaciones para el modelado de VEs para estudios de flujo de cargas y estabilidad transitoria en un gran sistema eléctrico.

Es fundamental adelantarse y desarrollar estos modelos, ya que en el mediano y largo plazo se espera tener una cantidad de VEs suficientemente grande como para influir en la dinámica del sistema.

* desanjuann@gmail.com

2 CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA EN VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

Los Vehículos Eléctricos serán gestionados y controlados por los denominados Agregadores, cuya principal función será agrupar los VEs según la voluntad de sus propietarios, para explotar oportunidades de negocio en los mercados eléctricos. Los VEs informarán al Agregador su momento de conexión y el estado de carga inicial de su batería, actualizando periódicamente este nivel de carga. El sistema de gestión procesará los datos y generará valores de set points para que los VEs se carguen o presten servicios auxiliares.

Desde la perspectiva de la red eléctrica, una batería de un VE puede considerarse como un equipo de almacenamiento cuando está enchufado, y lo que es más importante: como una carga flexible y controlable.

Para el control de frecuencia primario los propietarios de VEs comunicarán su voluntad de participar en la entrega de reserva primaria al agregador. Una vez establecida esta comunicación el vehículo eléctrico participante será marcado como proveedor del servicio y el control se activará localmente. Al abandonar la prestación del servicio, el VE vuelve a enviar una señal al agregador. Si existe un marco regulatorio en el que se pueda pagar este servicio, el VE recibirá una remuneración de acuerdo con el tiempo en el que proporcionó la regulación. La comunicación inicial de la voluntad de participar en el control primario puede ser activada manualmente por el propietario del vehículo eléctrico o señalizada automáticamente en la conexión dependiendo del contrato establecido entre el propietario del VE y el agregador, si lo hay.

El esquema de control para la participación de VEs en el control primario de frecuencia tiene un **Lazo de Control de frecuencia** que imita los reguladores de velocidad (GOV) de generadores convencionales [1].

Para este lazo de control la frecuencia debe medirse localmente y la respuesta del modelo a las desviaciones de esta variable se realiza de forma automática y local. Esta respuesta consiste en proporcionar nuevos set points para el inversor de potencia que interconecta las baterías del vehículo eléctrico y la red. Cada vehículo tiene un controlador que permite la comunicación bidireccional entre el VE y el agregador, que es el equipo que habilita al VE a realizar la regulación y monitoriza su comportamiento. Si es necesario, redefine los parámetros de control de frecuencia [2].

La ecuación (1) representa el cambio de potencia activa del VE debido a la influencia del control de frecuencia. La carga cambiará en una cantidad que se obtiene al multiplicar una ganancia proporcional por la desviación la de frecuencia real. Esta ganancia representa la sensibilidad del controlador a las desviaciones de frecuencia, expresada en unidades de potencia por unidad de frecuencia. Mientras se mantenga un error de frecuencia, el controlador proporcional siempre impondrá un cambio en la carga del VE [1].

$$\Delta P_{Droop} = k_P \cdot \Delta f \qquad (1)$$

En esta ecuación: ΔP_{Droop} es el cambio de carga provocado por el control de frecuencia o droop; k_P es la ganancia proporcional y Δf es la desviación de frecuencia.

Existe también una banda muerta donde el VE no controla ante desviaciones pequeñas de frecuencia (que se dan en todo momento), lo que es importante para garantizar la longevidad de las baterías. Los generadores convencionales también poseen una banda muerta definida en los códigos de red.

La figura 1 [1] muestra esquemáticamente una configuración de control potencia–frecuencia que podría implementarse como estrategia de control en la interfaz de red de los VEs.

En condiciones de estado estacionario el VE conectado a la red con capacidad de proporcionar control de frecuencia y además habilitado por el usuario, se carga a una potencia *Pref* menor a la nominal. Este valor es definido por el agregador. Si no está habilitado, se carga a máxima potencia.

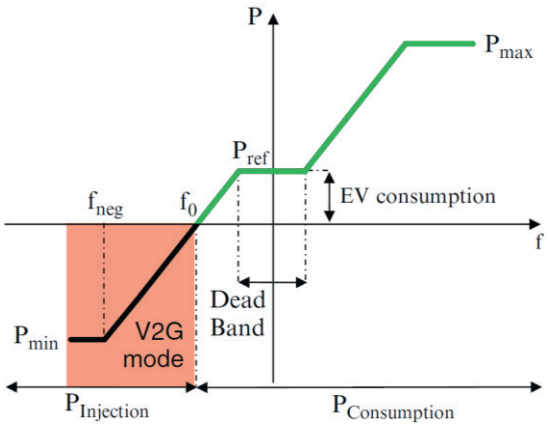


Fig. 1. Control genérico de pot-frec del VE.

Puede ocurrir además que el VE no se esté cargando, ya que pudo haber terminado su carga, pero que aún esté enchufado y listo para proporcionar el control primario de frecuencia, siempre que esté habilitado.

En el caso de desviaciones de frecuencia mayores que la banda muerta definida, la batería del vehículo eléctrico responderá de acuerdo con una de las rampas representadas en la figura 1:

- Si se tiene una **desviación negativa de frecuencia** (sub frecuencia), en primer lugar la carga de la batería reducirá su absorción de potencia (como si fuera una disminución de demanda). En caso de que la frecuencia disminuya aún más, puede incluso inyectar potencia activa a la red (descargándose). Esto último sólo puede realizarlo aquellos vehículos eléctricos que sean del tipo V2G (Vehicle to Grid).
- Por el contrario, en caso de una **desviación positiva de frecuencia** (sobre frecuencia), la batería del VE aumentará la potencia absorbida, como si fuera un aumento de la demanda.

Finalmente, además del control de frecuencia, también es posible introducir un control de tensión. Esto es debido a la electrónica de potencia de los inversores de las baterías de los vehículos eléctricos, que permiten controlar el intercambio de potencia activa y reactiva con la red de forma independiente, lo que a su vez permite realizar el control de frecuencia y tensión respectivamente.

3 LINEAMIENTOS PARA EL MODELADO ESTÁTICO DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

Para modelar los vehículos eléctricos en el simulador de transitorios electromecánicos, primero es importante tener en cuenta que el objetivo de este artículo es el modelado orientado al estudio de la estabilidad del sistema eléctrico, por lo tanto, no se requiere un modelado desagregado de cada vehículo eléctrico.

Es por esto que se modela para cada estación transformadora un equivalente del agregador de todos los VEs que se conectan a la red aguas abajo de esta. Como hipótesis, se relaciona la carga del VE con la demanda residencial, por lo que solo se tienen en cuenta las estaciones transformadoras que tienen este tipo de demanda.

Si el estudio eléctrico fuera solo de estado estacionario, el modelo del VE podría ser simplemente una demanda; sin embargo, para simular su comportamiento dinámico, se incluye el modelo de un generador equivalente, al que se asociará el modelo dinámico detallado más adelante. La Fig. 2 muestra un ejemplo.

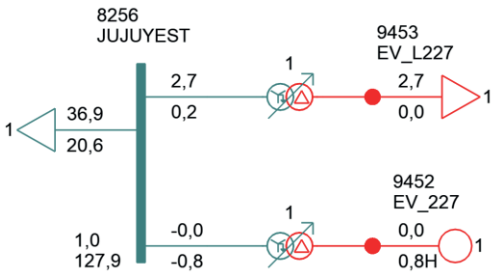


Fig. 2. Ejemplo modelo estático del VE.

La carga del VE es representada por la demanda, mientras que el generador tendrá un intercambio de potencia activa con la red igual a 0 al inicio de la simulación (estado estacionario).

Para la capacidad de reactivo se considera un factor de potencia típico de 0,97 para cada VE, sin embargo, este valor puede diferir según variables como el fabricante o la tecnología. Para modelar el control de potencia reactiva y tensión se utilizará el generador, por lo que la demanda (EV_L227) posee reactivo nulo.

4 LINEAMIENTOS PARA EL MODELADO DINÁMICO DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

A continuación se desarrollan los **lineamientos para el modelado dinámico orientado a simulaciones de transitorios electromecánicos de equivalentes de VEs**, donde se busca emular el comportamiento observado en la figura 1 y explicado en secciones anteriores. En resumen, se tienen las siguientes hipótesis:

- El VE en carga puede reducir la potencia activa absorbida hasta el 20% de la *Pmax* cuando la frecuencia del sistema disminuye (equivalente a una reducción de carga en lugar de un aumento de generación).
- El VE puede aumentar la potencia activa absorbida hasta el 100% de la *Pmax* en caso de una sobre frecuencia (lo que es equivalente a un aumento de demanda).
- Se considerará que en estado estacionario los VEs se están cargado al 80% de su capacidad máxima (a pesar de representar una carga más lenta), con el objetivo de que tengan la capacidad de reducir la potencia absorbida hasta el 20% y aumentarla hasta el 100%.
- Debido a que se espera que la primera adopción de vehículos eléctricos que se comercialicen en Argentina no sean del tipo V2G, no se considerará la capacidad de los VEs de inyectar potencia a la red, ya que sería un escenario demasiado optimista.

Para el modelado, se utilizarán los siguientes modelos dinámicos, que son modelos genéricos y de librería, lo que significa que pueden ser utilizados de forma libre en la mayoría de los programas de simulación de transitorios electromecánicos, ya que vienen incorporados en sus librerías:

1) REGC_A – modelo de generador/inversor de energía renovable versión a.

2) REEC_C – modelo de control eléctrico de energía renovable versión c.

3) REPC_A – controlador de planta de energía renovable versión a.

Estos son los modelos de sistemas de energía renovable de segunda generación, desarrollados por el Western Electricity Coordinating Council's Renewable Energy Modeling Task Force, que se crearon inicialmente para modelar turbinas eólicas basadas en inversores [3]. Sin embargo, más recientemente se ampliaron con el objetivo de modelar sistemas de almacenamiento de energía [4], al introducir otro módulo.

Por lo tanto, debido a que estos modelos se pueden utilizar para modelar el comportamiento de equipos de almacenamiento de energía (baterías) [5], **se utilizan en este artículo como base para modelar el comportamiento de los vehículos eléctricos**, con una determinada parametrización. Para esto se deben utilizar los tres modelos, los que interactúan entre sí.

Estos modelos tienen la capacidad controlar la potencia activa y reactiva inyectada a la red realizando control de frecuencia y de tensión. Debido a que el artículo se centra en la contribución al control de frecuencia, se prestará especial atención al modelado de este lazo de control. Sin embargo, también se explica el modelo del lazo de control de tensión en caso de que algún usuario quiera utilizarlo en sus estudios, a pesar de que el control de potencia reactiva se considera limitado para los VEs.

4.1 Modelo del inversor: **REGC_A**

Este modelo no difiere de un modelo de generador renovable. Tiene dos bloques con el propósito de proporcionar una transición suave y razonable entre la emulación dinámica de los controladores y las ecuaciones algebraicas de la red (figura 3).

La "lógica de potencia reactiva de alta tensión" limita la corriente reactiva inyectada en las ecuaciones de la red para evitar que la tensión terminal supere un límite dado. La "lógica de potencia activa de baja tensión" reduce la corriente activa linealmente a medida que la tensión cae a niveles muy bajos.

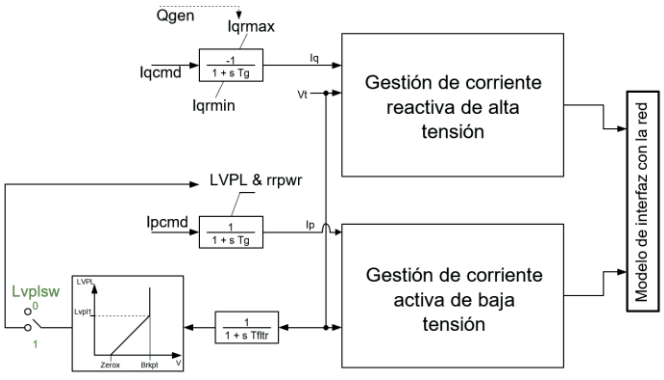


Fig. 3. Lazos de control del modelo REGC_A.

4.2 Modelo de control eléctrico para equipos de almacenamiento de energía con baterías: **REEC_C**

El modelo se divide en dos partes:

4.2.1 Control de potencia activa

El diagrama de bloques se puede ver en la figura 4. El punto de consigna de potencia activa se recibe del controlador de planta, y en este modelo solo se convierte al comando de corriente activa considerando la tensión medida filtrada. También se considera el tiempo Tpord(s) del filtro de potencia.

El lazo en verde es el que simula la carga y descarga de la batería. El modelo se hizo a partir del modelo REEC_A. Las principales diferencias entre estos modelos son:

1) Contiene un lazo adicional con una representación simple de un mecanismo de carga/descarga (almacenamiento).

2) La corriente mínima activa (Ipmin) es igual a Ipmax; es decir, el modelo permite inyectar y absorber potencia y, por lo tanto, puede utilizarse para modelar el almacenamiento de energía.

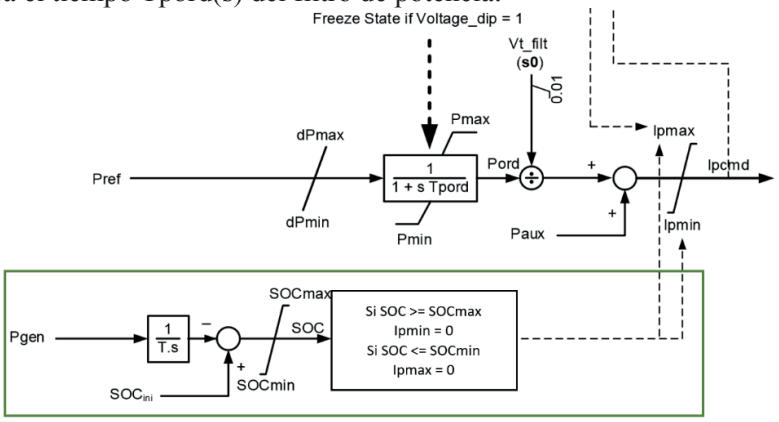


Fig. 4. Lazo de control de potencia activa modelo REEC_C.

Dado que las constantes de tiempo de estas dinámicas son grandes para ser consideradas en los transitorios electromecánicos en estudio, serán descartadas. Por lo tanto, la constante de tiempo T se selecciona con un valor grande, y este lazo solo tiene la función de definir los límites máximo y mínimo de potencia activa.

En este estudio **se considerará SOCmin = 20% y SOCmax = 100%. Para SOCini se aplica una distribución normal con una media igual a 70% y una desviación estándar igual a 30%.** Esto se realiza con el objetivo de establecer de forma estadística la capacidad de control de frecuencia que tendrá cada equivalente de VEs (lo que depende de su estado de carga previo a la perturbación).

4.2.2 Control de potencia reactiva

El diagrama del controlador de potencia reactiva se aprecia en la figura 5. Hay 4 modos de control posibles. Se utilizará el control Q constante local (PFflag = 0, Qflag = 0), que se muestra en rojo en la figura 5.

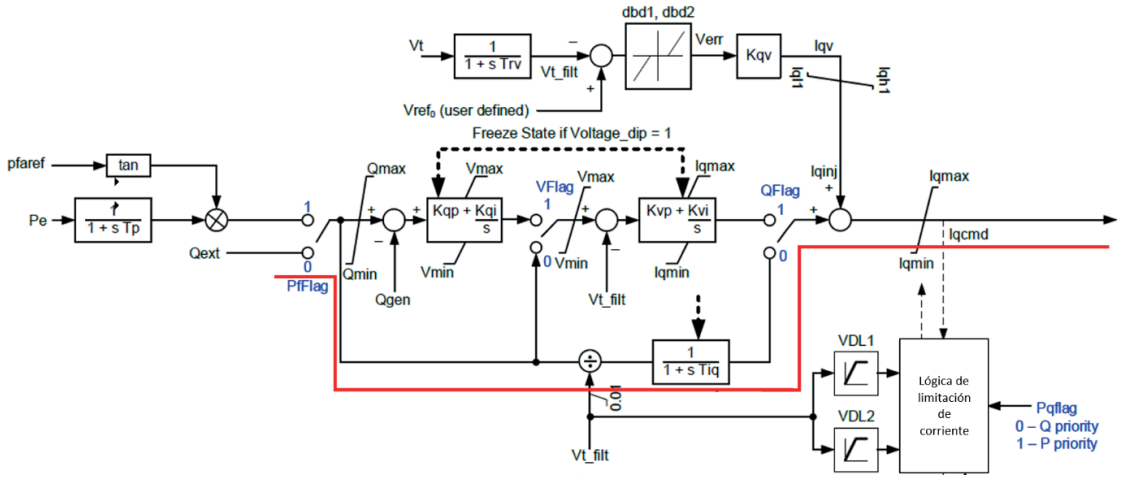


Fig. 5. Lazos de control de tensión en el modelo REEC_C.

El comando de corriente reactiva es calculado basado en una constante Q y la tensión terminal. Por lo tanto, para cada valor de Vt, la corriente se calculará para mantener Q = Qref. Los valores de Qref son definidos por el controlador de planta. También se considera el tiempo de retardo Tiq (s).

4.3 Controlador de Planta: **REPC_A**

El modelo de controlador de planta de energía renovable REPC_A, que también se utiliza para controlar equipos de almacenamiento con baterías, se muestra en las figuras 6 y 7. El modelo se conecta al modelo de control eléctrico. Hay dos lazos separados e independientes:

4.3.1 Lazo de control de potencia activa

Este lazo se utiliza para simular la respuesta primaria de frecuencia (figura 6). Los ajustes de regulación hacia arriba (Dup) y hacia abajo (Ddn) pueden ser diferentes, así como la banda muerta. Los umbrales de la banda muerta, fdbd1 y fdbd2, se definen +-0,0004. Esto equivale a los +-0,025 Hz definidos en el Código de Red Argentino definido por CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista SA).

Luego, existe un controlador PI que controla la señal de error de potencia activa, y el retardo de este controlador, que considera el tiempo T_{lag} (s).

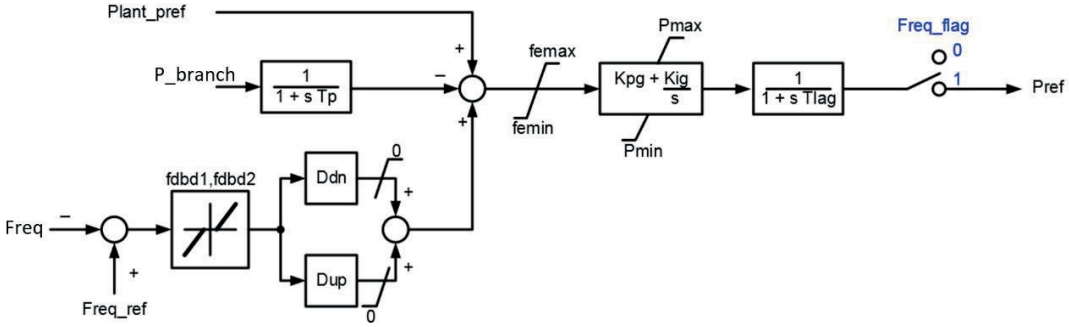


Fig. 6. Lazo de control de potencia activa del modelo REPC_A.

4.3.2 Lazo de control de potencia reactiva

Hay dos opciones para el lazo de control de potencia reactiva (figura 7):

- **Control de tensión** (RefFlag=1): regula la tensión en una barra remota (Vreg). Además, se puede considerar la compensación de caída de tensión en de línea o la caída de potencia reactiva (Kc).
- **Control de Q constante** (RefFlag=0): controla la potencia reactiva a través de una rama determinada.

Debido a que la capacidad esperada de control de tensión por parte de los VEs sea muy limitada, se selecciona el modo de control a Q constante. De esta forma, el VE no estará controlando tensión.

Sin embargo, en este caso las ganancias del controlador PI del lazo se establecen deliberadamente en cero para deshabilitar esta parte del REPC_A, ya que no es necesario (para permitir que el modelo se inicialice correctamente, en realidad K_i se establece en un valor pequeño, pero no cero). El resultado final es que la combinación del control de planta y el control eléctrico controlarán la corriente reactiva del generador equivalente para mantener constante la potencia reactiva inicial, igual a la del flujo de carga inicial.

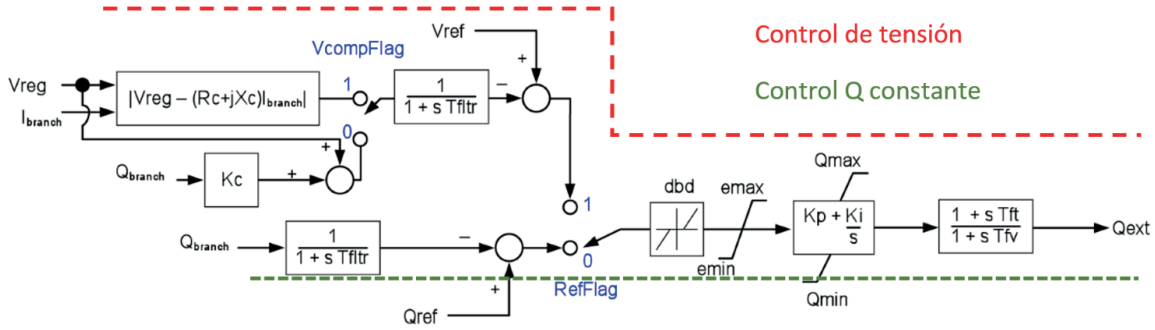


Fig. 7. Lazo de control de potencia reactiva del modelo REPC_A.

5 CASO DE ESTUDIO: SISTEMA ELÉCTRICO ARGENTINO

Con el objetivo de estudiar el comportamiento del modelo desarrollado, se considera el modelo estático y dinámico de todo el SADI (Sistema Argentino de Interconexión), en el que se encuentra modelado la totalidad de Sistema Eléctrico Argentino, y se realizan diferentes simulaciones.

Se elige como horizonte de estudio al año 2032 ya que se espera que para dicho año ya exista una cantidad de VEs en circulación en Argentina lo suficientemente grande como para influir en la dinámica del sistema.

Dado que en este artículo se busca analizar el comportamiento del modelo, se realiza una explicación resumida de la estimación del escenario de demanda del SADI y de VEs al año horizonte, donde se elige uno de los escenarios de mayor probabilidad y de alta demanda. Una explicación detallada se presenta en [6].

Para la curva de demanda se toma un día del 2024 elegido con un criterio probabilístico considerando valores históricos de temperatura en el centro de carga del sistema (GBA), y se realiza un análisis que contempla el crecimiento poblacional, la actividad económica, el impacto del "sinceramiento" de tarifas y la mejora en la eficiencia energética. Con esto se proyecta una curva de alta demanda al año 2032 (figura 8) [6].

Con respecto a la carga de los VEs, existen tres tipos de estrategias: carga libre, carga inteligente y tarifa múltiple. Para el estudio se selecciona la carga libre, por tener la mayor demanda pico. Además, se estima la cantidad de VEs al 2032 y se considera una potencia de carga domiciliaria de 6 kW, lo que resulta en la demanda total de los VEs (figura 8) [6].

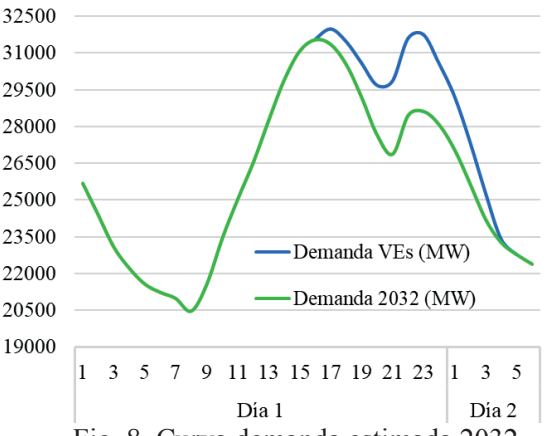


Fig. 8. Curva demanda estimada 2032.

Se define para el escenario de estudio utilizar el horario con mayor cantidad de VEs conectados, lo que se da a las **23 hs**, lo que corresponde con **una demanda convencional de 28.600 MW y 3.100 MW de VEs.**

Finalmente, sobre la Base del SADI en el simulador, se agregan los modelos estáticos y dinámicos de los equivalentes de los vehículos eléctricos que se conectan a cada estación transformadora con demanda residencial. **En total, se modelaron 724 equivalentes con la topología observada en la figura 2.**

5.1 Casos estudiados según la capacidad de control de los VEs.

Un punto fundamental para tener en cuenta es que no todos los VEs tendrán la capacidad para contribuir a la regulación de frecuencia. Es por esto que para las simulaciones se consideran los tres casos siguientes:

- **Caso 1 (optimista):** el **90%** de los VEs conectados tienen la capacidad de controlar la frecuencia.
- **Caso 2 (realista):** el **50%** de los VEs conectados tienen la capacidad de controlar la frecuencia.
- **Caso 3 (pesimista):** ningún VE controla frecuencia, por lo que se consideran cargas convencionales.

6 CASO DE ESTUDIO. CONTROL DE FRECUENCIA. RESULTADOS.

6.1 Evento de Subfrecuencia

Se simula una falla trifásica en una de las barras más importantes del sistema argentino: Ezeiza 500 kV, que se encuentra cerca del centro de carga. Esta falla se despeja a los de 80 ms, para luego simular el desenganche de 20 generadores (quedan fuera de servicio por la perturbación), lo que representa 2.144 MW.

La figura 9 muestra la evolución de la frecuencia del sistema para los tres casos estudiados, medida en la ET Rodríguez 500 kV, cercana a Ezeiza y al centro de carga.

Se observa una clara diferencia en el comportamiento de la frecuencia para los tres casos. En los Casos 1 y 2, donde los equivalentes de VEs regulan frecuencia, se aprecia una dinámica más favorable al Caso 3. Esto se comprueba en primer lugar viendo que **la frecuencia mínima es considerablemente menor en el Caso 3**, ya que no hay aporte de regulación de frecuencia por parte de los VEs.

También se muestran los valores característicos de las curvas de frecuencia: valor mínimo alcanzado, valor final y tiempo de respuesta (tiempo transcurrido desde la perturbación, entre el 10 y el 90% del sobrevalor).

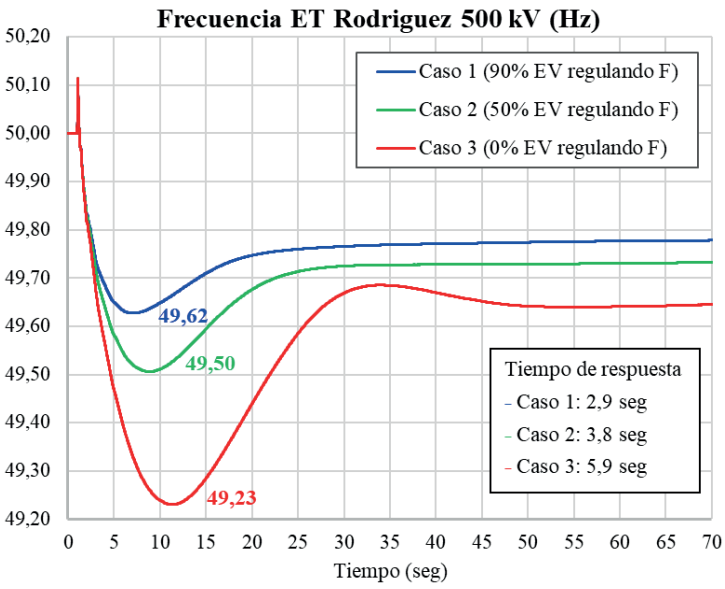


Fig. 9. Evolución de la frecuencia. Evento subfrecuencia.

El tiempo de respuesta, y por lo tanto el tiempo de recuperación de la frecuencia, también se ve afectado positivamente, como se observa en los Casos 1 y 2 con respecto al 3.

Con respecto a los valores finales de frecuencia, se observa que son más cercanos al valor nominal de 50 Hz en los casos donde los VEs contribuyen al control de frecuencia. Sin embargo, se aprecia que la frecuencia no vuelve al valor previo a la perturbación. Esto se debe a que no está modelada la Regulación Secundaria de Frecuencia, encargada de recuperar la frecuencia luego de la actuación de la regulación primaria.

No se modela esta regulación ya que en el timeframe estudiado (de los milisegundos a los varios segundos), no es necesario considerarla ya que su tiempo de actuación es mayor (segundos a minutos).

A continuación se analiza el comportamiento dinámico de los equivalentes de VEs. Para esto se selecciona como ejemplo el equivalente de la estación transformadora REOLIN 66 kV. En la siguiente figura se muestra la respuesta dinámica de este equipo (donde se suma la demanda que representa la carga en estado estacionario y la potencia del generador equivalente). Dado que en el Caso 3 los VEs no tienen capacidad de regular frecuencia, solo se muestran los Casos 1 y 2.

Antes de la perturbación, el equivalente de VEs se estaba cargando con una potencia de 5,6 MW (figura 10). En el primer segundo se aplica la perturbación y la frecuencia comienza a disminuir.

En este momento, los equivalentes de VEs miden la frecuencia, y después de los tiempos de retardo y bandas muertas de los modelos dinámicos, comienzan a disminuir la potencia absorbida para contrarrestar la disminución de la frecuencia (bajan la demanda que están tomando para cargarse).

En el Caso 2 el equivalente no baja su carga tanto como en el Caso 1 porque sólo el 50% de los VEs está haciendo regulación.

También es interesante observar que en ambos casos los vehículos eléctricos alcanzan su límite mínimo de carga.

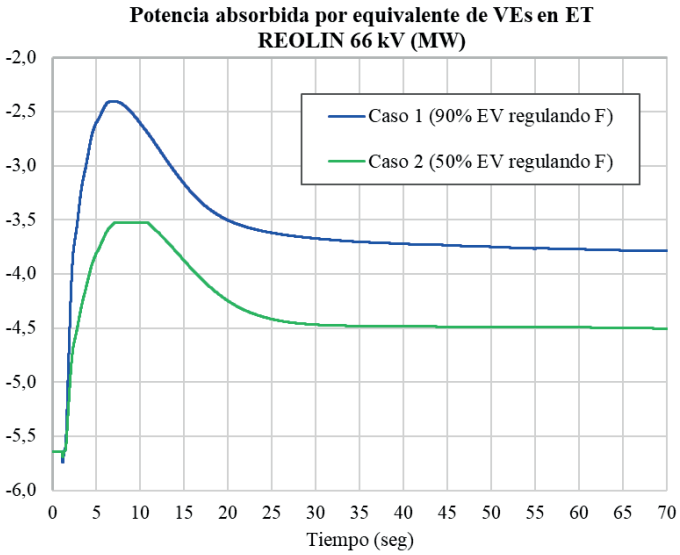


Fig. 10. Respuesta VE equivalente. Subfrecuencia.

Esto se observa fácilmente en el Caso 2, donde la potencia absorbida comienza a ser constante a los 7 segundos. Esto sucede porque la frecuencia medida por el VE todavía está dentro de su rango de actuación, pero la potencia absorbida ha alcanzado su límite.

Cuando la frecuencia comienza a recuperarse, el error de frecuencia medido en el control de planta se reduce y por lo tanto el equivalente de los VEs vuelve a aumentar su carga (potencia activa que absorbe). Esto se aprecia, por ejemplo, a los 11 segundos en el Caso 2.

Finalmente, cuando la frecuencia alcanza su valor final, el VE continúa absorbiendo una potencia constante diferente del valor previo a la perturbación. Esto se debe a que, como se mencionó, la frecuencia no vuelve a su valor nominal porque no está modelada la regulación secundaria, y además a que tampoco está modelada la dinámica y carga y descarga de los VEs, debido sus grandes tiempos de actuación.

6.2 Evento de Sobrefrecuencia

Se simula una reducción de 2.500 MW de demanda del SADI. La contingencia se aplica en la Provincia y en la Ciudad de Buenos Aires, que representan el centro de carga del sistema.

La figura 11 muestra la evolución de la frecuencia del sistema para los tres casos estudiados y los valores característicos.

A continuación se detallan las conclusiones de este caso, que son similares al anterior:

- En los Casos 1 y 2 se aprecia un comportamiento de la frecuencia más favorable que en el Caso 3 por el control realizado por los VEs.
- El valor máximo de frecuencia alcanzado después de la perturbación resulta considerablemente menor en los Casos 1 y 2 que en el Caso 3.

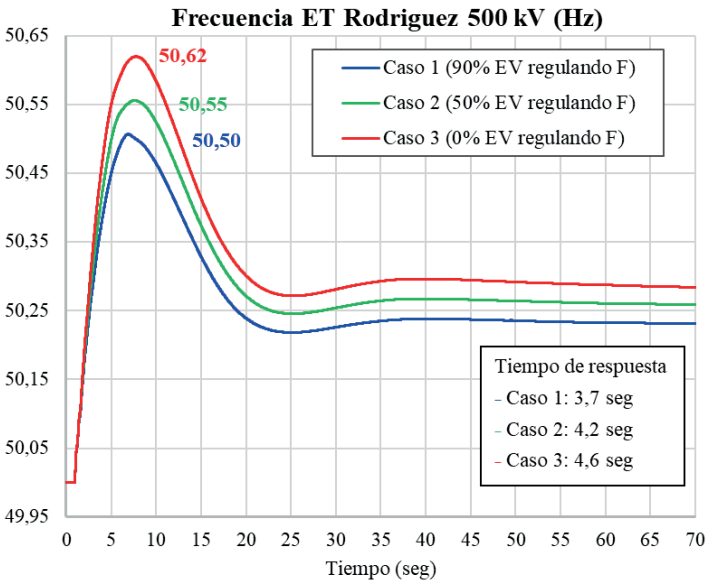


Fig. 11. Evolución de la frecuencia. Sobrefrecuencia.

- El tiempo de respuesta también es menor en los Casos 1 y 2.
- En los Casos 1 y 2 el valor final de la frecuencia es más cercana a la nominal. Esta variable no vuelve a los valores previos a la perturbación por lo explicado en el caso anterior.

7 CONCLUSIONES

El hecho de que una parte de los vehículos eléctricos puedan contribuir a la regulación de frecuencia representa un cambio fundamental en el control de esta variable, lo que como es esperable, resulta considerablemente beneficioso para la estabilidad del sistema.

En este artículo se han descripto y desarrollado en detalle los lineamientos para el modelado de equivalentes de vehículos eléctricos para estudios de flujo de carga y estabilidad, utilizando modelos de librería correctamente parametrizados.

Se demuestra la importancia de analizar cada lazo de control con el objetivo de que todos los modelos representen el comportamiento real de estos equipos. En particular, se debe lograr una correcta operación conjunta de los modelos REGC_A (inversor), REEC_C (control eléctrico) y REPC_A (control de planta).

Por otro lado, considerando un sistema de potencia completo como el SADI, se han realizado simulaciones donde se comprueba el correcto funcionamiento de los modelos y sus parámetros, y se analiza sus respuestas ante diferentes perturbaciones de frecuencia.

Se comprobó que, aunque solo el 50% de los vehículos eléctricos tengan la capacidad de regular frecuencia, la estabilidad del sistema eléctrico puede mejorarse considerablemente. Esto significa que cuando ocurre un evento de sub o sobre frecuencia, la capacidad del sistema, primero para mantener la estabilidad y luego para volver al estado previo a la falla, es mayor.

8 REFERENCIAS

[1] Rodrigo Garcia-Valle, Joao A. Peças Lopes, "*The Impact of EV Charging on the System Demand*", Electrical Engineering Department, Technical University of Denmark, Porto, Portugal, Springer, 2013.

[2] Rodrigo Garcia-Valle, Joao A. Pecas Lopes, "*Electric Vehicle Integration into Modern Power Networks*", Portugal, 2013.

[3] P. Pourbeik, J. Sanchez-Gasca, J. Senthil, J. Weber, P. Zadehkhost, Y. Kazachkov, S. Tacke and J. Wen, "*Generic Dynamic Models for Modeling Wind Power Plants and other Renewable Technologies in Large Scale Power System Studies*", IEEE Trans. on Energy Conversion, September 2017.

[4] EPRI, "*Simple Model Specification for Battery Energy Storage System*", 2015.

[5] Nicolás de San Juan, Félix Gallego, "*Lineamientos para el Modelado de Equipos de Almacenamiento de Energía*", XIX ERIAC, 2023.

[6] Nicolás de San Juan, Leandro Yocco, Néstor Sidotti, "*Diferentes Estrategias de Carga de Vehículos Eléctricos en la Curva de Demanda Diaria del Sistema Eléctrico Argentino, presentado en este mismo seminario*", CIGRE, 2025.

[7] Siemens Power Technologies International, "*Model Library PSSE 34.6.1*", 2019.

Comitê de Estudos C4 - Desempenho de sistemas de elétricos

Investigação dos Dados de Falhas em Reguladores de Tensão por meio da FTA e FMEA

J. V. A. ROCHA *
UFT
Brasil

A. B. OLIVEIRA NETO
UFT
Brasil

R. P. MARQUES
UFT
Brasil

K. C. O. SENHORINI
UFT
Brasil

J. C. SILVA
UFT
Brasil

I. N. A. ROMANI
UFT
Brasil

Resumo *– Este estudo investiga as falhas em reguladores de tensão (RTs) por meio das metodologias da Análise de Árvore de Falhas (FTA) e da Análise de Modos de Falha e Efeitos (FMEA) utilizando um banco de dados real fornecido por uma concessionária que opera no Estado do Tocantins, região Norte do Brasil. Foram analisados 217 relatórios técnicos de manutenção e operação de RTs, abrangendo o período de 2022 a 2023. Após a filtragem de dados brutos para identificar falhas puras, os componentes críticos foram classificados com base em três parâmetros: severidade (S), ocorrência (O) e detecção (D). O cálculo do Número de Prioridade de Risco (NPR) permite priorizar as falhas com maior impacto no sistema. A integração da FTA e FMEA demonstrou-se eficaz para identificar os modos de falha mais críticos e propor estratégias para a redução do NPR, otimizando o planejamento, operação e manutenção dos RTs. Este trabalho contribui diretamente para a confiabilidade do sistema elétrico, com foco no sistema de distribuição, ao fornecer dados e metodologias aplicáveis às concessionárias, permitindo maior eficiência operacional e redução de custos.*

Palavras-chave: Análise de Riscos – Confiabilidade – Distribuição de Energia Elétrica – Falhas – FMEA – FTA – NPR – Reguladores de Tensão

1 INTRODUÇÃO

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) necessita de uma complexa rede de componentes e equipamentos para garantir o pleno funcionamento do sistema que possui o propósito de gerar, transmitir e distribuir energia elétrica. Desse modo, a fim de garantir a qualidade de energia e a confiabilidade do sistema, são monitoradas as grandezas elétricas [1]. Parta tanto, a qualidade do fornecimento de energia elétrica na distribuição, no Brasil, é regulamentada e monitorada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), conforme as diretrizes nacionais [2].

A superação dos limites aceitáveis de qualidade é mensurada por meio de indicadores que avaliam a duração e intensidade das infrações conforme os padrões regulatórios, o que pode resultar em multas significativas para as concessionárias [3] [4]. Para mitigar esses riscos e garantir um fornecimento mais eficiente e estável, a instalação de equipamentos reguladores de tensão (RTs) constitui-se como uma solução eficiente adotada pelas distribuidoras de energia devido à sua capacidade de compensar uma variação de tensão de curta duração [5].

Universidade Federal do Tocantins – UFT –
* Avenida NS-15, Quadra 109 - Alcno 14, Norte, s/n - bloco D - Plano Diretor Norte, Palmas - TO, 77001-090
*alves.rocha@mail.uft.edu.br

Neste cenário, o estudo das falhas em reguladores é crucial para viabilizar ações que garantem a confiabilidade desses equipamentos, promovendo maior eficiência na operação e melhoria significativa na qualidade de energia distribuída. Assim, diversos pesquisadores têm explorado o tema com o intuito de entender as principais causas e consequências das falhas nos RTs, como pode ser visto em: [6], em que os autores desenvolveram um estudo baseado em manutenção centrada na confiabilidade, analisando dados históricos de 1997 a 2004 e utilizando a técnica de regressão linear para prever falhas e propor recomendações operacionais; [7], em que foram analisados os diferentes tipos de RTs monofásicos em subestações de distribuição, com foco na identificação do tipo de regulador com maior incidência de falhas, os tipos de falhas mais recorrentes e as correlações existentes entre os reguladores e as falhas ampliando seus estudos apresentados em [6]; [8], trabalho no qual os pesquisadores conduziram uma investigação no sistema de distribuição da Celpe, em Pernambuco, mapeando os principais tipos de falhas, as medidas corretivas adotadas e as taxas de falhas antes e depois da implementação dessas ações; [9], pesquisa em que os autores analisaram o desgaste mecânico dos contatos móveis dos RTs, desenvolvendo estratégias para prever e mitigar falhas.

Para aprofundar a análise das falhas em RTs, diversas técnicas têm sido aplicadas. Entre elas, destacam-se a FTA (*Faul Tree Analysis* – análise de árvore de falhas) e a FMEA (*Failure Mode and Effect Analysis* - Análise de Modos de Falha e seus Efeitos), reconhecidas pela sua eficácia na identificação e a prevenção de falhas em sistemas. A FTA é um método *top-down* que utiliza diagramas lógicos para identificar as causas de falhas especificas, partindo de um evento indesejado (evento de topo) até alcançar os eventos básicos. Cada nível da árvore de falhas ilustra como combinações específicas de falhas contribuem para o comportamento indesejado, permitindo que as interações entre os componentes sejam analisadas detalhadamente [10]. No contexto dos RTs, a FTA possibilita mapear eventos de falha a partir de dados históricos e relatórios técnicos como pode ser visto no trabalho de [11], que utilizou a FTA para identificar e classificar 53 falhas puras em reguladores de tensão de uma concessionária de distribuição utilizando relatórios referentes ao ano de 2023, permitindo elaborar estratégias para otimizar o planejamento, operação e manutenção

Por outro lado, a FMEA segue uma abordagem *bottom-up* e é amplamente utilizada na análise de falhas. Desde sua criação na década de 1960, no âmbito da NASA, a FMEA tem sido uma ferramenta essencial para identificar e mitigar falhas potenciais em sistemas, garantindo maior confiabilidade e evitando que defeitos sejam transferidos para os usuários finais [12] [13]. Essa técnica permite avaliar modos de falha individuais, priorizando aqueles que representam maior risco ao sistema, e é especialmente relevante na análise de RTs.

Ambas as metodologias possuem vantagens complementares e, conforme [14], demonstram excelentes resultados quando aplicadas em conjunto. Por exemplo, um FTA inicial pode ser conduzido para identificar modos de falha ao nível de sistema. Posteriormente, a FMEA pode ser empregada para avaliar a criticidade desses modos de falha, permitindo uma análise mais detalhada e eficiente.

Este estudo busca aprofundar a compreensão das falhas em RTs para a melhorara da confiabilidade do sistema de distribuição elétrico por meio da integração das metodologias FTA e FMEA, utilizando dados reais de concessionárias. Essa abordagem proporciona uma visão detalhada das falhas, contribuindo para a melhoria da confiabilidade do sistema elétrico. A principal contribuição do trabalho é investigar as falhas em RTs com base na FMEA, auxiliada pela FTA, por meio dos seguintes objetivos específicos:

- Coletar dados operacionais e realizar o processamento prévio das informações para determinação dos modos de falha e efeito;
- Elaborar a FTA mapeando os eventos básicos e suas inter-relações para identificar as causas raiz das falhas nos RTs;
- Aplicar a FTA e FMEA para determinação das notas de severidade, ocorrência e detecção das falhas em RTs;
- Realizar a classificação do número de prioridade de risco (NPR) dos componentes dos RTs baseada nas notas de severidade, ocorrência e detecção das falhas processadas.

2 METODOLOGIA

2.1 Aquisição e tratamento dos dados

Os dados utilizados nesta pesquisa constituem um banco de dados real e foram fornecidos por uma concessionária que opera o sistema de distribuição de energia elétrica no Estado do Tocantins, na região

Norte do Brasil. Os relatórios técnicos são compostos de anotações técnicas de manutenção, diagnóstico e troca de RTs, emitidos pelas equipes de campo. Os dados foram filtrados primeiramente com a delimitação do tempo dos RTs instalados em janeiro de 2022 a junho de 2023, sendo analisado o histórico de falhas até agosto de 2024 e após isso terá a delimitação das tensões de operação sendo elas 13,8 kV e de 34,5 kV. Desse modo, possuindo um total de 125 RTs instalados, sendo esses RTs distribuídos majoritariamente em rede rural, com 84,8% dos casos e somente 15,2% dos casos em rede urbana.

De um total de 217 relatórios técnicos emitidos pelas equipes foi sequencialmente realizada a exclusão de dados de comissionamento (testes, ajustes e verificações em campo para garantir que os equipamentos estejam funcionando conforme o esperado), diretamente não relacionadas ao levantamento das falhas puras. Após a etapa de eliminação, é obtida a seleção das falhas a serem analisadas, em que é possível realizar uma hierarquização das falhas selecionando as falhas com melhor qualitativo de dados para a análise. Por fim, as etapas de aquisição e tratamento dos dados podem ser vistas, de forma sumarizada, na Figura 1.

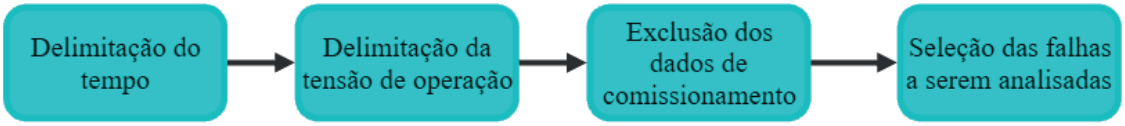


Fig. 1. Etapas para realização da aquisição e tratamento dos dados

2.2 Estruturação e Classificação das Falhas

Nesta pesquisa, as falhas são classificadas em três grupos principais (incluindo as falhas e as frequências de ocorrência):

- **Falhas de Controle**: relacionadas à perda de monitoramento ou operação automática do RT, incluindo problemas como curto-circuito nas placas (16 ocorrências), falhas no nobreak (16), falhas no Relé Único Assimétrico (RUA) (19), baterias (7), antena (5), falhas no rádio (5), falhas nas baterias (7), defeitos no conversor DC/DC (5 ocorrências), travamento do relé (6) e falhas nas células de carga (10).
- **Falhas de Potência**: referentes à incapacidade de atender demandas elétricas, como defeitos no aterramento (25 ocorrências), problemas no RT (16), falhas no motor (8), chave (8), conector defeituoso (4) e problemas no *Tap* (2).
- **Falhas de Proteção**: envolvem vulnerabilidades a eventos externos, como defeitos no para-raios (9), defeito no tanque (18), problemas com óleo isolante (13), defeito no aterramento (25), defeitos no relé de proteção (10) e defeitos na bucha (6).

Essas categorias possibilitam identificar áreas críticas para priorizar ações corretivas e preventivas.

2.3 FMEA (Failure Mode and Effect Analysis)

A FMEA é aplicada neste trabalho para identificar e priorizar as falhas nos reguladores de tensão (RTs). A FMEA, segundo [13], é estruturada com base em três parâmetros principais: severidade, ocorrência e detecção. Para atribuição das notas, serão utilizadas as seguintes diretrizes:

- **Severidade (*S*)**: a severidade de cada modo de falha é avaliada considerando o impacto da falha no desempenho do RT e na rede elétrica. Esta avaliação é complementada pelo uso das árvores de falhas (FTA), permitindo uma análise do efeito cascata sobre outros componentes e no sistema na totalidade. Dessa forma, é atribuída uma nota de 1 a 10, sendo 1 um impacto mínimo e 10 uma perda total do equipamento.
- **Ocorrência (*O*)**: a nota é baseada no número de ocorrências registradas para cada modo de falha no período de análise (janeiro de 2022 a agosto de 2024). As categorias de frequência serão definidas conforme o total de ocorrências observadas. Desta forma, é atribuída uma nota de 1 a 10, sendo 1 um evento que ocorre raramente e 10 uma falha frequente.
- **Detecção (*D*)**: a detecção é avaliada com base na capacidade de identificar a falha antes que ela cause danos mais graves ou interrupções. Essa análise é feita considerando o uso de técnicas e ferramentas disponíveis, como diagnósticos preventivos, inspeções periódicas e monitoramento remoto. Dessa forma, é atribuída uma nota de 1 a 10, sendo 1 uma falha que facilmente pode ser detectada e 10 uma que não pode ser detectada com antecedência.

Após a atribuição de notas, é calculado o número de prioridade de risco (*NPR*) de cada componente. Os valores de *NPR* proporcionam uma classificação em termos de risco, possibilitando uma visão sistêmica dos componentes dos RTs. Além disso, os maiores valores de *NPR* indicam prioridade na adoção de medidas que visem reduzir o *NPR* dos componentes. O *NPR* pode ser calculado por meio da expressão (1):

$$NPR = S \times O \times D \tag{1}$$

3 RESULTADOS

3.1 Dados

Os dados coletados foram filtrados e classificados, permitindo uma análise detalhada das falhas. na Figura 2 é apresentado a frequência específica de ocorrência das falhas nos RTs, destacando os problemas mais críticos, enquanto na Figura 3 é visto essas falhas em três categorias principais: controle, proteção e potência, evidenciando a predominância das falhas de controle. Essa organização oferece uma visão detalhada e consolidada dos pontos críticos, orientando a priorização de ações corretivas e preventivas. Além disso, os dados analisados servem como base sólida para a aplicação da FTA, bem como para a FMEA.

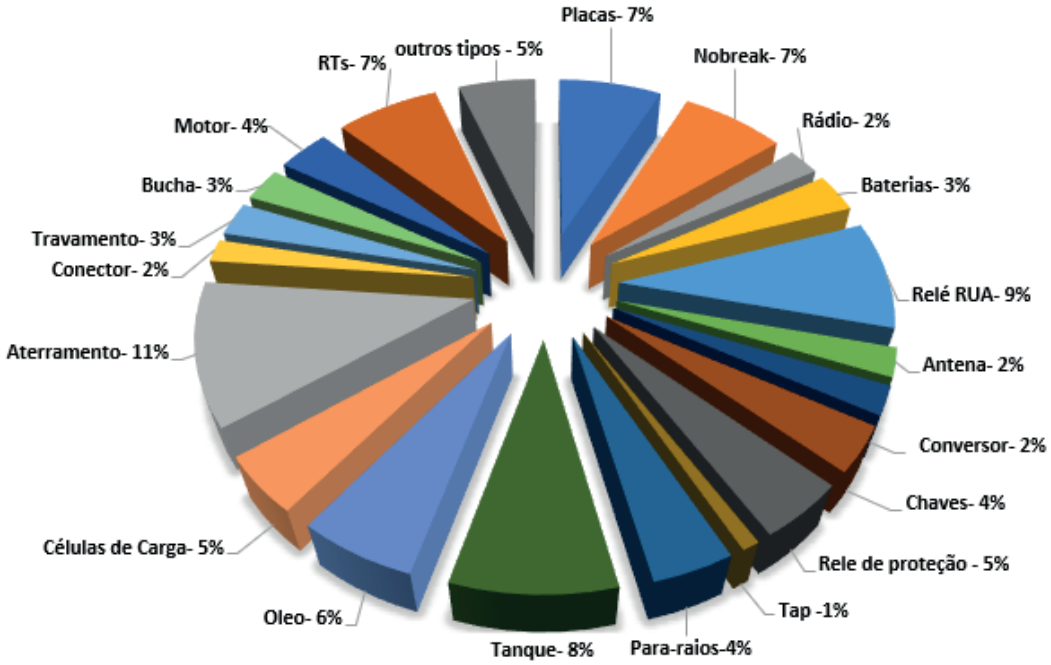


Fig. 2. Dados sobre a distribuição de falhas

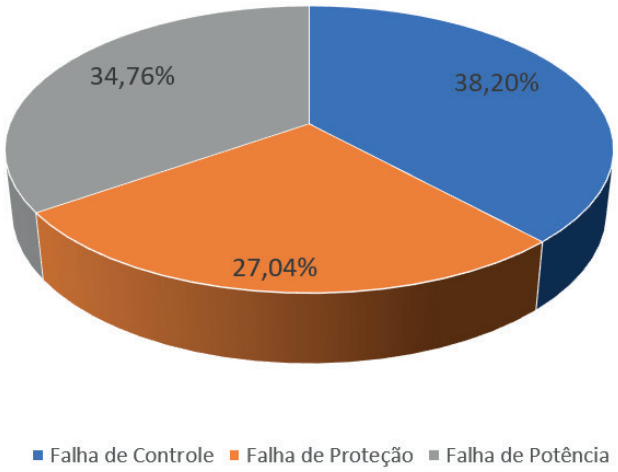


Fig.3. Dados sobre a distribuição de falhas por agrupamento

3.2 FTA

A análise dos dados coletados possibilitou a criação de três FTA, representadas nas Figuras 4, 5 e 6. Cada FTA foi desenvolvida para representar as três categorias principais de falhas proteção, potência e controle. Essas árvores detalham as inter-relações entre os eventos básicos e suas respectivas causas, fornecendo uma visão estruturada dos fatores que contribuem para as falhas em RTs. Essa abordagem permite uma análise clara e sistemática, orientando a identificação de pontos críticos e a definição de ações corretivas específicas.

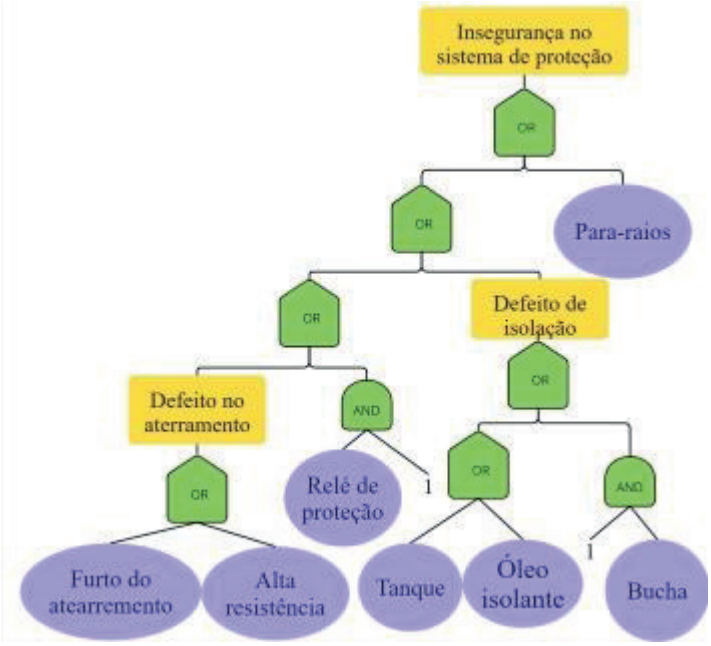


Fig. 4. FTA das falhas de proteção

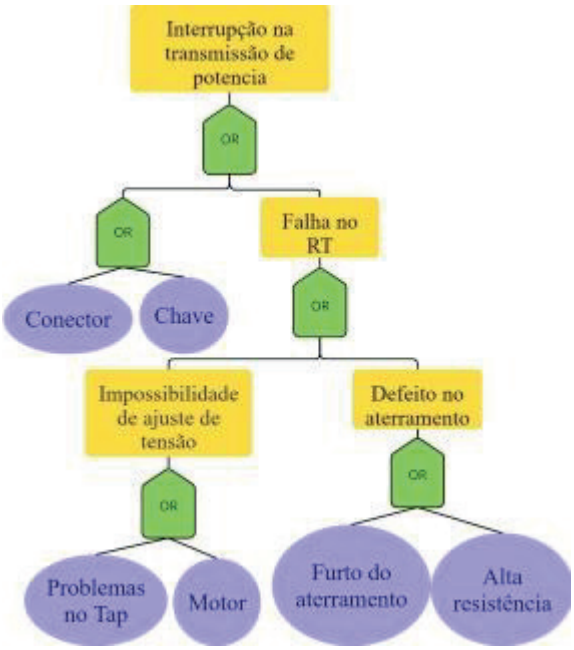


Fig. 5. FTA das falhas de potência

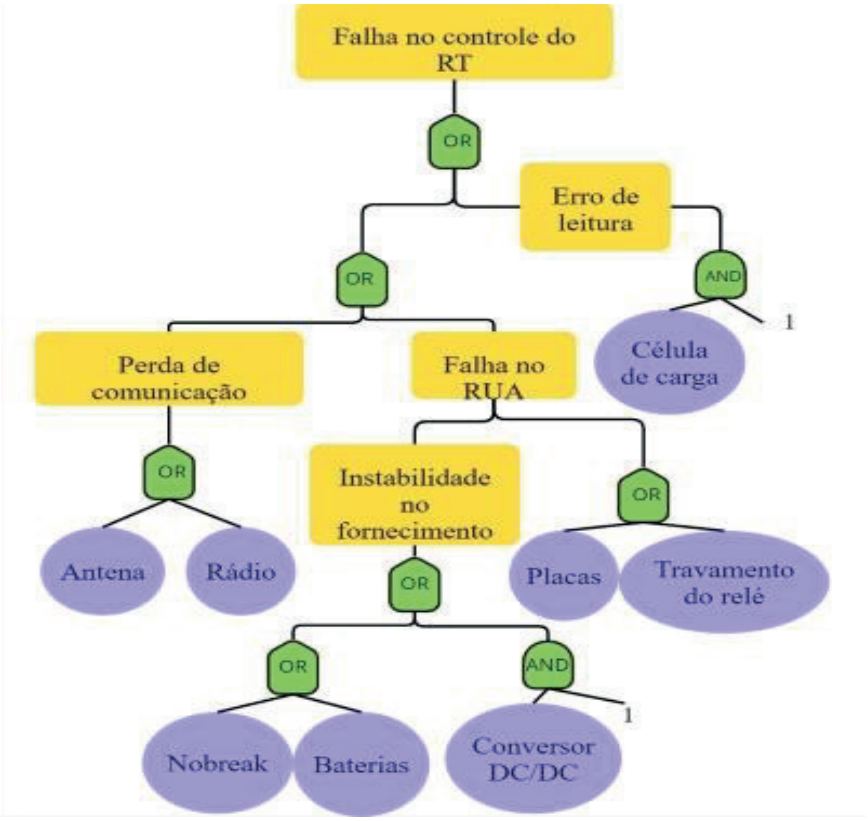


Fig. 6. FTA das falhas de controle

3.3 FMEA

A aplicação da FMEA permitiu priorizar os modos de falha com base nos parâmetros de severidade (*S*), ocorrência (*O*) e detecção (*D*). A partir desses parâmetros, foi calculado o *NPR* para cada falha identificada, possibilitando a classificação dos componentes mais críticos dos reguladores de tensão.

Os resultados obtidos estão organizados na Tabela 1, onde é ´possível ver os principais modos de falha, suas causas, os valores atribuídos aos parâmetros *S*, *O* e *D*, além do *NPR* correspondente. Essa classificação fornece uma hierarquia clara de risco.

TABELA I. ANÁLISE DOS COMPONENTES DE RTS UTILIZANDO A FMEA

Modo de falha	**Efeito de falha**	**Causa da falha**	***S***	***O***	***D***	***NPR***	**Ações Recomendadas**
I - Defeito no aterramento	Falhas em proteção e operação	Aumento da resistência de aterramento	4	10	2	80	Manutenção e medição periódica dos aterramentos
		Furto do aterramento	8	7	10	560	Instalar barreiras físicas ou sistemas antifurto nos aterramentos.
II - Impossibilidade do ajuste de tensão	A incapacidade do ajuste para a tensão recomendada	Falha no motor	7	10	5	350	Realizar inspeções e manutenções nos motores
		Problema no *Tap*	7	6	6	252	Realizar manutenções preventivas no *Tap*
III - Falha no regulador de Tensão	Perda do equipamento responsável pela regulação de tensão da rede	Defeito no aterramento	8	10	8	640	Vide I
		Impossibilidade do ajuste de tensão	7	10	6	420	Vide II
IV - Interrupção na transmissão de potência	Cria-se uma impossibilidade de transmissão de potência na linha	Conector defeituoso	8	7	4	224	Reforçar inspeção e aperto periódico nos conectores.
		Falha no RT	10	9	8	720	Vide III
		Falha na chave	9	8	6	432	Substituir chaves desgastadas e revisar comutadores regularmente.
V - Defeito de isolação	Comprometimento da capacidade de isolação elétrica e térmica podendo vir a causar danos no sistema	Falha na bucha	8	6	2	96	Substituir buchas desgastadas
		Defeito no tanque	6	10	5	300	Revisar tanques regularmente
		Problema com o óleo	5	9	4	180	Realizar análise periódica do óleo
VI - Insegurança no sistema de Proteção	O sistema se mostra inseguro a um eventual problema	Defeito no aterramento	8	10	8	640	Vide I
		Defeito no para-raios	6	8	5	240	realizar inspeções e troca dos para-raios
		Defeito no relé de proteção	8	8	4	256	Revisar e testar regularmente os relés de proteção.
		Defeito de isolação	8	9	5	360	Vide V
VII - Instabilidade no sistema de energia	Não há uma rede de energia adequada para o funcionamento do sistema	Defeito no conversor DC/DC	7	7	4	196	Verificar e reforça a qualidade dos conversores usados
		Falha no nobreak	7	10	6	420	realizar manutenção no nobreak.
		Falha na bateria	8	8	6	384	Implementar troca preventiva de baterias
VIII - Falha no RUA	Incapacidade do funcionamento pleno do Relé RU	Instabilidade no sistema de energia	8	10	6	480	Vide VII
		Curto-circuito nas placas	7	9	7	441	Reforçar o isolamento dos circuitos e realizar inspeções periódicas

		Travamento do relé	5	7	8	280	Realizar manutenção preventiva e ajustes regulares no relé
IX - Perda de comunicação	A central não consegue comunicar com o equipamento	Falhas na antena	6	6	5	180	Realizar inspeção e substituição de antenas com problemas
		Falhas no radio	6	6	7	252	Implementar rádios mais robustos e realizar testes periódicos
X - Erro de leitura	O equipamento está fazendo leituras erradas da tensão da rede	Defeito na célula de carga	9	8	5	360	Substituir células com erros frequentes e recalibrar regularmente
XI - Falha no controle do regulador de tensão	A central não consegue controlar adequadamente o equipamento	Erro de leitura	9	8	5	360	Vide X
		Perda de comunicação	7	6	7	294	Vide IX
		Falha no RUA	10	10	7	700	Vide VIII

Os resultados demonstraram que falhas de controle foram predominantes, correspondendo a 38,20% das ocorrências, evidenciando vulnerabilidades significativas nos sistemas de monitoramento e comunicação, tais com erro de leitura com *NPR*=360, perda de comunicação com *NPR* 294 e especialmente no Relé RUA com *NPR* de 700. A instabilidade de energia associada ao RUA apresentou o maior *NPR* entre os modos de falha analisados, destacando a necessidade urgente de intervenções preventivas e corretivas. Problemas relacionados ao nobreak também se mostraram críticos, com um *NPR* de 420, devido à sua alta taxa de ocorrência (nota 10). Esses resultados indicam que essas falhas requerem atenção prioritária.

No caso das falhas de potência, que totalizaram 27,04% das ocorrências, o defeito no RT foi identificado como o mais crítico, com um *NPR* máximo de 700, evidenciando o impacto significativo dessas falhas na segurança e confiabilidade dos RTs. Entre os fatores que contribuíram para esse valor elevado, destacam-se os defeitos no aterramento, com um *NPR* de 640. Dentro desse grupo, os furtos de aterramento foram a principal causa, com um *NPR* de 560, enquanto o aumento da resistência de aterramento apresentou um *NPR* menor de 80 devido à facilidade de identificação e ao longo tempo necessário para causar danos mais significativos. Esses resultados reforçam a necessidade de medidas específicas para mitigar os furtos de aterramento, como a implementação de barreiras físicas ou sistemas antifurto.

As falhas de proteção, que representaram 34,76% das ocorrências, também tiveram um impacto significativo na confiabilidade do sistema. Além dos defeitos no aterramento, destacaram-se os defeitos em para-raios com *NPR* de 240, defeitos no relé de proteção com *NPR* de 256 e problemas de isolação elétrica com *NPR* de 360. Esses modos de falha comprometem a segurança estrutural e operacional dos RTs, indicando a necessidade de manutenções preventivas regulares e substituições de componentes desgastados para reduzir os riscos associados. A integração da análise *top-down* (FTA) com a abordagem *bottom-up* (FMEA) mostrou-se eficaz para identificar e priorizar os modos de falha críticos. A aplicação combinada permitiu:

• Identificar eventos básicos que contribuíram para as falhas, oferecendo uma visão clara das interações sistêmicas.

• Hierarquizar os modos de falha com base em *NPR*, auxiliando na priorização de ações corretivas e preventivas. Os resultados reforçam a relevância das metodologias para a gestão da confiabilidade em sistemas elétricos.

CONCLUSÕES

Este estudo realizou uma análise detalhada das falhas em RTs utilizando as metodologias FTA e FMEA, resultando em contribuições significativas no/na:

- Constituição de um banco de dados real de falhas em RTs de uma concessionária do Tocantins.
- Desenvolvimento de uma metodologia de filtragem para obtenção de dados puros de falhas.
- Criação de três FTA para compreender o comportamento dos componentes dos RTs.
- Aplicação da FMEA para ponderação de severidade, ocorrência e detecção das falhas.
- Estimação do número de prioridade de risco (*NPR*), permitindo a hierarquização dos riscos e a priorização de ações corretivas.

- Demonstração da eficácia da integração FTA-FMEA na melhoria da confiabilidade e eficiência dos sistemas elétricos.

A pesquisa oferece uma abordagem sistemática para análise de falhas, com resultados diretamente aplicáveis às concessionárias, contribuindo para a redução de custos operacionais e a melhoria da qualidade do fornecimento de energia. A validade da análise é reforçada pelo uso de dados reais e metodologias alinhadas às melhores práticas da indústria, oferecendo suporte ao planejamento, operação e manutenção de sistemas de distribuição.

Trabalhos futuros podem explorar a análise das falhas em RTs por meio de modelos probabilísticos, estimando o comportamento das falhas ao longo do tempo bem como suas as taxas de falhas. Além disso, a utilização de inteligência artificial (IA) pode ser empregada tanto para prever o comportamento das falhas, quanto para automatizar a aplicação da FMEA. Essas abordagens podem contribuir para um planejamento, operação e manutenção mais eficiente e confiável no contexto dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

4 REFERÊNCIAS

[1] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Qualidade e confiabilidade dos serviços de energia elétrica." Disponível em: *https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/programa-de-pesquisa-desenvolvimento-e-inovacao/temas-para-investimentos/qc.* Brasília, Bras*il*, 2022.

[2] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "*Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST, Módulo 8 – qualidade da energia elétrica*". Brasília, Brasil, 2017.

[3] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "*Resolução normativa Nº 846*". Brasília, Brasil, 2019.

[4] I. O. Cyrillo, "*Qualidade de energia na distribuição de energia elétrica: contribuições para o aprimoramento na regulação no sistema elétrico brasileiro*", Tese de Doutorado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, Brasil, 2022.

[5] M. Aredes, L. F. Encarnação, J. A. Moor Neto, M. S. Reis, L. F. C. Monteiro, M. J. V. Siqueira, and C. C. Sanches, "Regulador de tensão com comutador eletrônico de taps para a compensação de variações de tensão de curta duração", in *VIII CBQEE - Conf. Bras. Qual. Energia Elétrica*, 2009, pp. 1–5.

[6] D. W. Holladay, B. D. Dallman, and C. H. Grigg, "Reliability centered maintenance study on voltage regulators", in *IEEE 11th Int. Conf. Transmission & Distribution Construction, Operation and Live-Line Maintenance*, Albuquerque, NM, USA, 2006.

[7] D. W. Holladay, C. H. Grigg, and B. D. Dallman, "Equipment performance study on voltage regulators", *IEEE Trans*. *Power Del*, vol. 23, pp. 2496-2512, 2008.

[8] R. L. Sá, H. L. Ferreira, and W. Luiz Jr, "Análise de falhas em reguladores de tensão do sistema elétrico de distribuição - experiência CELPE", in *XX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica (SENDI),* Rio de Janeiro, Brasil, 2012.

[9] M. G. Steiner, A. D. Spacek, J. M. Neto, P. R. S. Moura, O. H. Ando Jr, C. L. Izidoro, L. D. Bilessimo, and J. D. Spacek, "In situ evaluation of mechanical wear of mobile contacts of electricity voltage regulator", *Energies*, vol. 13, pp. 1–17, 2020.

[10] Simões Filho, "*Análise de árvore de falhas considerando incertezas na definição dos eventos básicos*", D. Sc. thesis, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2006

[11]. H. L. M. Schottz, A. B. de Oliveira Neto, B. B. Brito, C. M. Prado, R. N. dos Santos, K. C. C. O. Senhorini, and J. C. da Silva, "Investigação dos dados de falhas em reguladores de tensão por meio da análise da árvore de falhas", in *Congresso Brasileiro de Automática*, 2024.

[12] D. H. Stamatis, *Failure Mode and Effect Analysis: FMEA from Theory to Execution*, 2nd ed. Milwaukee, WI, USA: ASQ Quality Press, 2003.

[13] J. Puente, R. Pino, P. Priore, and D. de la Fuente, "A decision support system for applying failure mode and effects analysis", Int. *J. Qual. Reliab. Manag*., vol. 19, no. 2, 2002.

[14] J. F. W. Peeters, R. J. I. Basten, and T. Tinga, "Improving failure analysis efficiency by combining FTA and FMEA in a recursive manner", in *Reliab. Eng. Syst. Saf*., vol. 172, pp. 36–44, 2018

XX ERIAC
VIGÉSIMO ENCONTRO
REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRE
Ciudad del Este, Paraguay
25 a 29 de maio de 2025
C4.27_3594

Comitê de Estudos C4 - Desempenho de sistemas de elétricos

ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DA REDE DE MÉDIA TENSÃO DE UM PARQUE NA MANOBRA DE ENERGIZAÇÃO DE TRANSFORMADORES

A.S. NETO
ONS
Brasil
asneto@ons.org.br

D. S. S. VASCONCELOS FILHO*
ONS
Brasil
dilton.vasconcelos@ons.org.br

Resumo *– O presente informe técnico tem por objetivo analisar o impacto da modelagem da rede de média tensão de um parque na energização de transformadores. Para tanto, realiza-se a modelagem de um sistema no ATPDraw, utilizando os critérios atualmente vigentes do Procedimento de Rede do ONS. Realiza-se a comparação da manobra de 200 energizações estatísticas em três configurações distintas, comparando os resultados de sobretensões e sobrecorrentes de fase e neutro.*

Palavras-chave: Energização de transformador, ATPDraw, parque eólico, parque fotovoltaíco, transitório eletromagnético

1 INTRODUÇÃO

Uma análise na matriz energética nacional e mundial, verifica-se como uma evidência robusta presente e futura, a instalação de fontes de energia baseadas em parques eólicos e fotovoltaicos. Essas fontes se caracterizam por uma fonte primária não controlável e intermitente. Assim, pode-se observar períodos ao longo do ano de baixa produção. No caso específico dos parques fotovoltaicos, as mesmas passam um longo período inviabilizada de gerar, devido a ausência do sol. Esses períodos de baixa ou mesmo de ausência de produção muitas vezes são utilizadas para realizar manutenção em equipamentos da subestação de conexão dos parques. Especificamente para os transformadores, equipamentos essenciais na conexão da energia, os mesmos tendem a ser priorizados.

O fenômeno de energização de transformadores é bastante conhecido na literatura técnica, uma vez que os conceitos associados a modelagem do equipamento e da curva de saturação já estão bastante robustos. Entretando, as solicitações transitórias para o sistema elétrico ainda apresentam desafios que necessitam de avaliações técnicas, principalmente devido a complexidade trazidas pelas evoluções tecnológicas e topologia do sistema.

Parques eólicos ou fotovoltaicos que possuem mais de uma unidade transformadora, a manobra de energização poderá ser impactada, uma vez que poderá ocorrer com fluxos baixos ou inexistentes. Vale destacar que atualmente pelos procedimentos de rede do ONS, que se configuram como o código de rede do Brasil, na fase de integração, os estudos pré-operacionais não consideram a energização de transformador com outras unidades energizadas em vazio no mesmo barramento [1]. Chama a atenção que em quase a totalidade das situações a conexão desses parques são realizadas de forma radial uma das subestações da rede básica do sistema brasileiro.

É de conhecimento geral o fenômeno associado a interação entre transformadores de uma mesma subestação, quando da energização de uma unidade, estando pelo menos uma unidade já energizada em vazio, as quais podem levar a solicitações transitórias elevadas [2]. Diante deste fato é recomendável a presença de potência ativa no transformador energizado, a fim de mitigar as solicitações impostas pela manobra do transformador [1].

Diante desta situação, busca-se uma alternativa de avaliação segura de energização de transformadores de parques eólicos ou fotovoltaicos, que contenham mais de um transformador, quando da manobra na ausência de geração. Para tanto, realiza-se uma análise em ambiente de simulação computacionais utilizando o ATPDraw, comparando as solicitações transitórias oriundas da energização de transformador para a seguintes configurações

- Energização em vazio de um transformador, considerando a outra unidade energizada em vazio;
- Energização em vazio de um dos transformadores, considerando uma segunda unidade energizada, estando a rede de média tensão modelada detalhadamente por seus ramais;
- Energização em vazio de um dos transformadores, considerando uma segunda unidade energizada, estando a rede de média tensão modelada de forma simplificada através de um sistema equivalente de perdas.

Para tanto, será modelado um sistema elétrico no ATPDraw utilizando o critério de alocação de equivalentes distantes de duas barras entre a barra de manobra e a barra do equivalente. Também será realizado uma comparação dos níveis de curto do caso com o ANAFAS, para validação da rede. Será utilizado um caso de regime permanente para maximizar as condições sistêmicas para a realização da simulação e em seguida, o caso ATP será ajustado com as mesmas características. Para a realização das análises será utilizado os dados de transformadores reais de um parque conectado ao sistema elétrico. Será feito um estudo estatístico de 200 energizações para cada uma das condições, comparando as tensões da subestação e correntes de fase e de neutro dos transformadores.
Desta forma, busca-se apresentar uma forma segura de realização de transformadores em usinas eólicas e fotovoltaicas, quando da ausência de geração, mostrando que a presença da própria rede de média tensão já demanda uma condição que implica em uma redução das solicitações transitórias, uma vez que a própria rede impõe um amortecimento adequado para mitigar o fenômeno.

2 METODOLOGIA UTILIZADA

2.1 Representação do sistema

Para a realização das análises foi considerado uma instalação de 500 kV, localizada no sistema Nordeste do Sistema Elétrico do Brasil. A conexão com a rede básica se dá através de um circuito simples, com um comprimento de aproximadamente 30 km. A subestação em analise é composta por dois transformadores 500/34,5/34,5 kV - 220 MVA, destinados a conexão de turbinas eólicas. Destaca-se que o nível de 34,5 kV é bastante comum na conexão da rede de média tensão de parques eólicos no sistema nordeste. Um fato importante a ser mencionado é que apesar da subestação ser destinada a conexão de parques eólicos, a analise e metodologia pode ser utilizada para qualquer tipo de geração, uma vez que a investigação esta focada na representação da rede de média tensão e na energização de transformadores.
Diferentemente dos estudos na frequência fundamental, onde a rede é considerada equilibrada e a representação pode ser simplificada, utilizando a modelagem monofásica, nas simulações de transitórios eletromagnéticos deve-se considerar a representação trifásica, levando-se também em conta os acoplamentos possíveis, de acordo com o fenômeno investigado. Considerando as características envolvidas na realização de estudos de transitórios eletromagnéticos, o detalhamento da representação dos equipamentos, implica em um esforço computacional significativo, o que leva a necessidade de uma representação reduzida do sistema elétrico. Como não é possível a representação de um sistema elétrico completo por limitação de esforço computacional, há necessidade de que se escolha uma sub-rede representativa, porém limitada, que não distorça o fenômeno em análise [3][4].
É de fundamental importância a delimitação da representação da rede estudada, de forma a reproduzir o fenômeno estudado. Desta forma, a determinação das barras de fronteiras, onde serão alocados os equivalentes de rede, não dever interferir nos resultados. O equivalente de um sistema elétrico é a representação ou modelagem matemática de um sistema ou de partes desse sistema, por meio de suas impedâncias de curto-circuito ou, alternativamente, por meio de impedâncias que reproduzam o comportamento da rede em função da frequência, de sequência zero e de sequência positiva, vistas a partir das barras de fronteira [1][4]. Conforme indicado no item 2.5.5.2.2 em [1], para o sistema brasileiro, adota-se o seguinte critério para alocação dos equivalentes: “Entre a(s) barra(s) focalizada(s) no estudo e as barras de fronteira devem existir, pelo menos, 2 outras barras.”. Adicionalmente, conforme mesma referência [1], os

equivalentes são representados por circuitos RL mutuamente acoplados, obtidos a partir das impedâncias de curto-circuito de sequência zero e de sequência positiva.
Visando restringir a modelagem do sistema à área de interesse, os sistemas em 500kV e 230 kV são representados por equivalentes obtidos fazendo-se uso do programa ANAFAS (Análise de Faltas Simultâneas), do CEPEL.
Outro ponto importante em relação a representação do caso é a validação de curto equivalente e da rede na frequência fundamental. Para tanto, comparam-se os níveis de curto trifásico e monofásico das duas redes, visando obter uma aderência entre as mesmas. A Tabela I, apresenta a comparação dos níveis de curto circuito trifásico e monofásico para o caso estudado, quando comparado com o caso obtido com o programa ANAFAS, que é o programa de análise de curto-circuito utilizados no Brasil. Pode-se observar pelos resultados obtidos que a rede está validade do ponto de vista de curto.

TABELA I. COMPARAÇÃO DOS NÍVEIS DE CURTO TRIFÁSICO E MONOFÁSICO DOS NÍVEIS DE CURTO TRIFÁSICO E MONOFÁSICO DA REDE EQUIVALENTE DA REDE EQUIVALENTE

Curto	**Comparação dos Níveis de Curto (kA)**	
	Rede Equivalente (ATPDraw)	**Frequência Fundamental (ANAFAS)**
Trifásico	14,85	14,14
Monofásico	9,3	10,2

Com relação a representação da rede interna, os dados utilizados foram os garantidos pelos agentes. Para a rede completa, todos os ramais foram modelados no ATP. Com relação ao modelo reducido, foi considerado o equivalente de perdas, conforme as referencias [5] e [6]

2.2 Modelagem do Sistema

As duas unidades utilizadas nas análises são idênticas, possuindo mesmos valores de impedâncias e curvas de saturação. Cada unidade é considerada como um transformador 500/34,5/34,5 kV – 220 MVA YNyn0yn0. Para a representação da curva de saturação, as informações disponibilizadas pelo fabricante indicaram um joelho de aproximadamente 1.2 pu e um valor de reatância de núcleo de ar de Xac = 26,8%. A unidade sob manobra teve seu ciclo de histerese representado com um fluxo residual de 60% do fluxo nominal, sendo a curva de saturação representada no lado da manobra. A representação do ciclo de histerese foi obtida através da rotina Hevia [7]. Todos os transformadores considerados, inclusive o transformador não manobrado da subestação de interesse, foram modelados no programa ATP fazendo- se uso do componente *saturable transformer*. A Fig 1 apresenta a curva de saturação dos transformadores da subestação analisada.

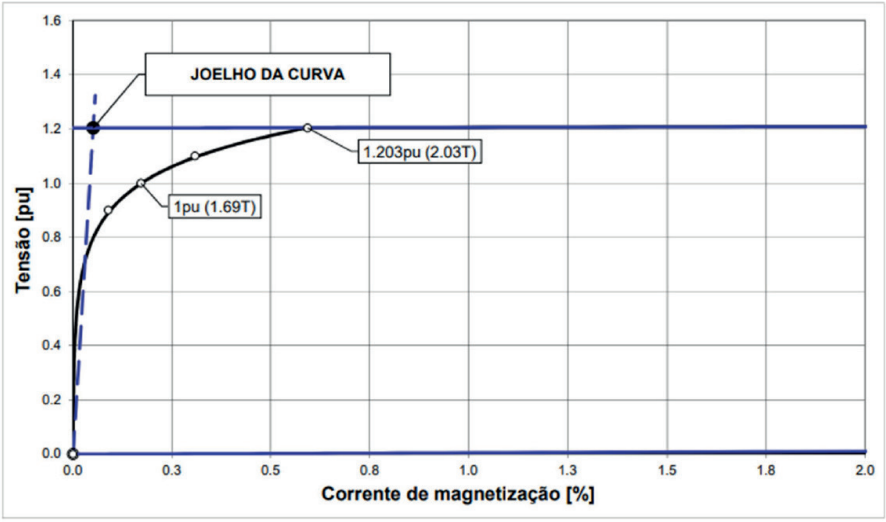


Fig. 1–Curva de saturação dos transformadores

As linhas de transmissão foram modeladas como sendo:

- Linhas a parâmetros distribuídos: Um distúrbio se propaga sujeito a atenuações até ser refletido nos terminais da linha, existindo um atraso entre tensões (e correntes) em terminais opostos, modelando o fenômeno da propagação de ondas;
- Linhas a parâmetros constantes na frequência: em que a dependência com a freqüência dos parâmetros da linha é desprezada.

As cargas, são modeladas por circuitos RL ou RC série. Esta representação é adequada para a faixa de frequência do presente estudo [8].
As simulações foram realizadas com 200 energizações aleatórias. O disjuntor sob manobra foi modelado como chave estatística, com tempo de fechamento seguindo uma distribuição normal (Gaussiana), com o ângulo de fechamento variando segundo uma distribuição uniforme cobrindo um período de 60 Hz, com dispersão máxima entre polos de 4,2 ms (¼ de ciclo). Os dados utilizados nessa situação são apresentados na Tabela II.

TABELA II. DADOS UTILIZADOS NOS ESTUDOS ESTATÍSTICOS DO PROGRAMA ATP

Tempo Médio de Fechamento (ms)	Faixa de Variação do Fechamento das Chaves (Graus)	Máxima Dispersão entre Pólos (ms)	Desvio (ms)
50,0	0 a 360	4,2	0,700

Em todos os casos simulados utilizou-se um passo de tempo (*time step*, Δt) de 10,0μs, tendo como tempo máximo de simulação 0,5 s. Segundo o teorema de amostragem [8], um passo de tempo de 10,0μs, possibilita a representação de componentes de frequência de até 50,0kHz (frequência de Nyquist, $f_N=1/2\Delta t$).

3 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

3.1 Análise no Domínio da Frequência

Considerando a rede representada em operação normal (sistema íntegro), faz-se uma análise no domínio da frequência visando determinar como a representação da rede de média tensão pode vir a alterar a resposta em frequência do sistema, vista do barramento 500kV da subestação analisada.
Com base nesta análise pode-se inferir sobre os resultados da energização dos transformadores para a alteração da topologia do sistema, em decorrência da representação da rede de média tensão. Para tanto, faz-se uso da rotina FREQUENCY SCAN do programa ATP.
Na análise em questão é realizada uma varredura na faixa de frequência de 30,0Hz a 1,5kHz.
Com a topologia da rede em questão, foram analisadas as 03 (três) configurações informadas no item 1, as quais são listadas a seguir:

- Configuração 1 – Energização em vazio de um transformador, considerando a outra unidade energizada em vazio;;
- Configuração 2 – Energização em vazio de um dos transformadores, considerando uma segunda unidade energizada, estando a rede de média tensão modelada detalhadamente por seus ramais;
- Configuração 3 – Energização em vazio de um dos transformadores, Considerando uma segunda unidade energizada, estando a rede de média tensão modelada de forma simplificada através de um sistema equivalente de perdas.

Apresentam-se a seguir os resultados obtidos para o comportamento da impedância de sequência positiva do sistema com a frequência, quando da injeção da fonte de corrente no barramento 500kV da subestação foco do artigo. Comparam-se as respostas em frequência para a impedância, $Z(j\omega)$, nas 03 (três) configurações em análise.

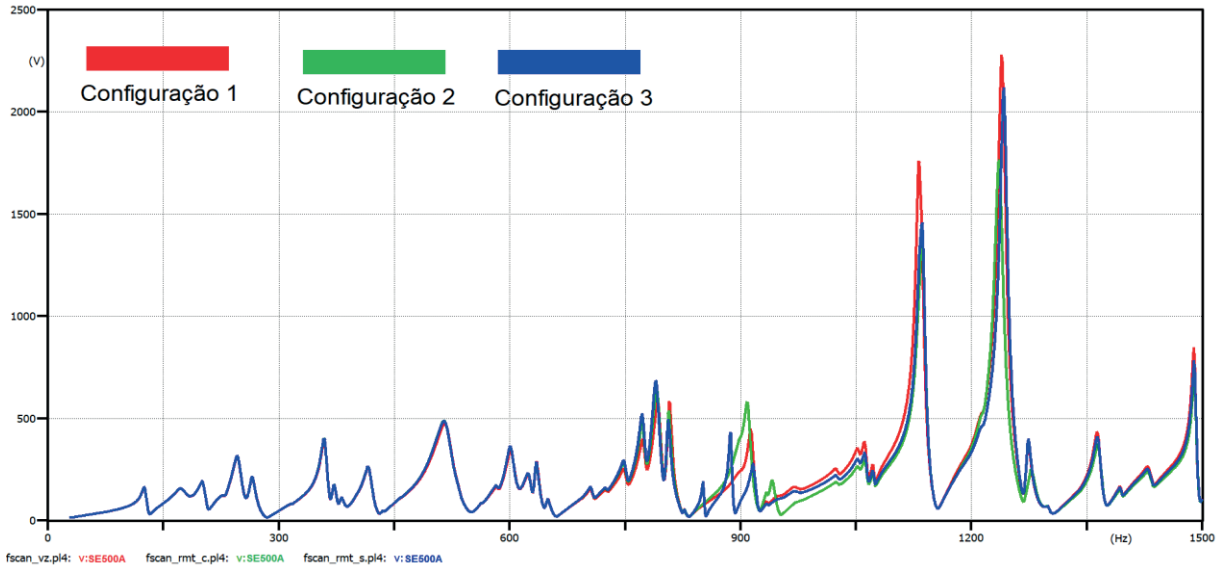


Fig. 2–Resposta em frequência (amplitude da impedância de sequência positiva) vista do barramento 500kV da subestação – Comparação entre as diversas configurações em análise

Dos resultados, pode-se verificar que a representação da rede de média tensão, nas três configurações analisadas, não altera de forma significativa a resposta em frequência para as impedâncias de sequência positiva. Com a representação da rede de média tensão não se verificam deslocamentos expressivos nos diversos pontos de ressonância. As pequenas distinções se limitam basicamente às amplitudes da impedância, Z(jω), nas frequências ressonantes na faixa de altos valores.

Pela semelhança verificada nas respostas em frequência, mesmo no caso das correntes transitórias decorrentes da energização dos transformadores apresentem componentes de frequência nos distintos pontos de ressonância, apresentados nas amplitudes das impedâncias, as sobretensões (e sobrecorrentes) não devem ser significativamente distintas nas configurações analisadas.

No intuito de verificar quais as componentes de frequência presentes na corrente transitória quando da energização em vazio do transformador na configuração 1, faz-se uma decomposição em série de Fourier da respectiva forma de onda da sobrecorrente transitória para a maior fase, para o primeiro ciclo após a manobra e o último ciclo da simulação. Os resultados da decomposição em série de Fourier, são apresentados a seguir.

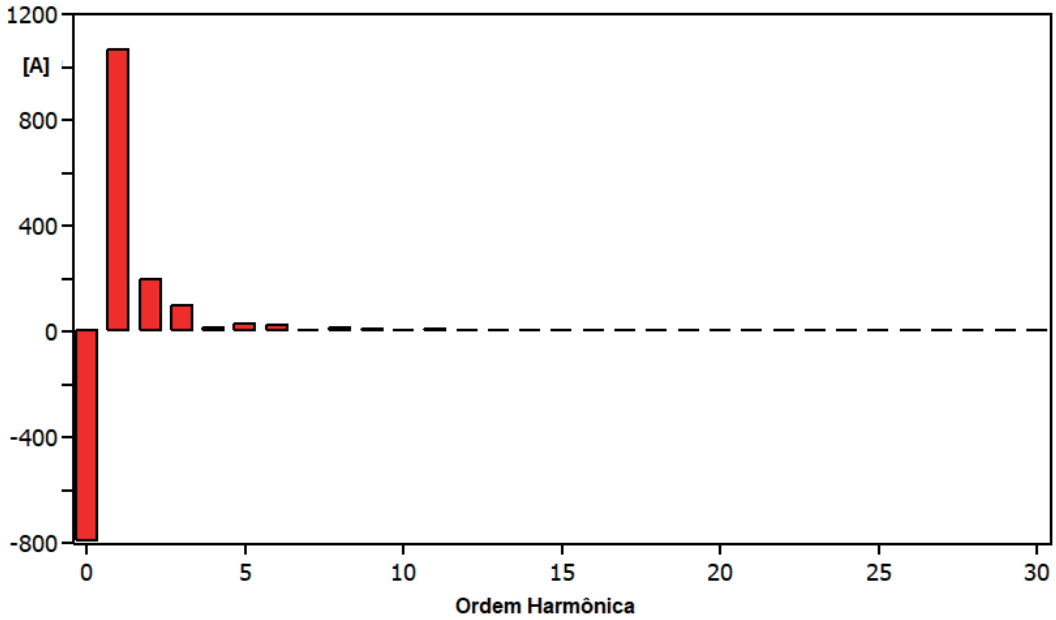


Fig. 3–Decomposição em série de Fourier para o primeiro ciclo (64,85ms a 81,516ms) da corrente do transformador manobrado na Configuração 01

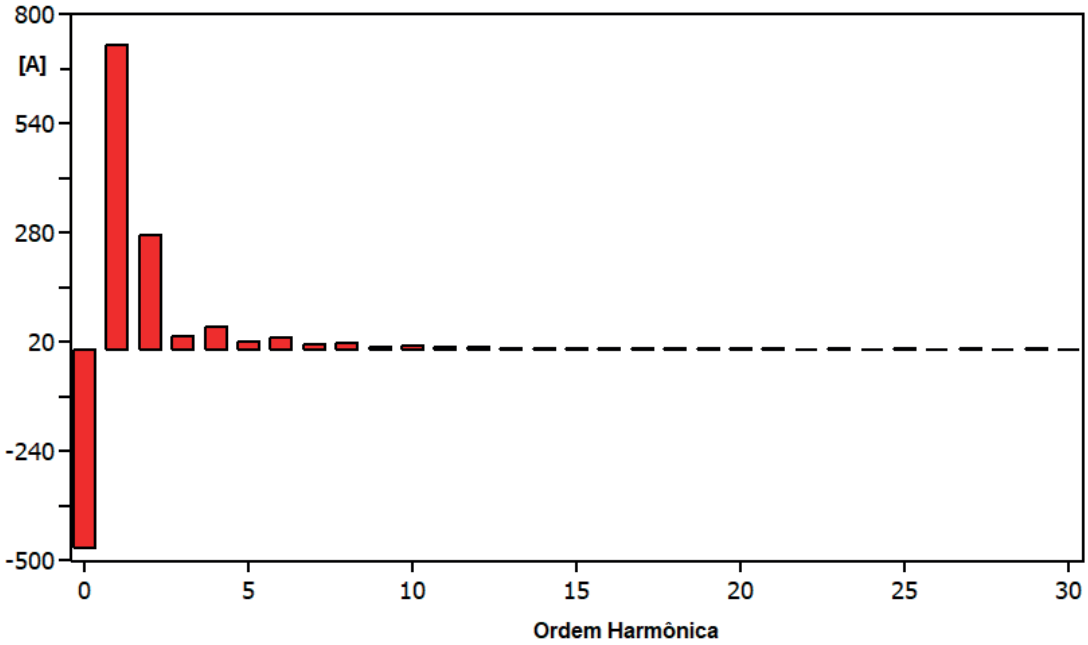


Fig. 4–Decomposição em série de Fourier para o último ciclo (483,33ms a 500,00ms) da corrente do transformador manobrado na Configuração 01

Pode-se observar que as componentes de frequência mais significativas em relação à componente fundamental são a componente de ordem zero (ou CC), a segunda harmônica (120,0Hz) para o primeiro e último ciclo, e a terceira (180,0Hz) harmônica apenas no primeiro ciclo da simulação, enquanto as demais componentes harmônicas se mostram inferiores a 5% da amplitude da fundamental nas duas "janelas" de observação.
Fazendo a correlação das componentes harmônicas com as respostas em frequência do sistema em estudo, pode-se inferir que as três configurações em análise não devem diferir significativamente, quanto às sobretensões e sobrecorrentes transitórias, decorrentes da energização dos transformadores. Com base nas análises no domínio da frequência, espera-se uma boa concordância para as sobretensões e sobrecorrentes transitórias nas simulações no domínio do tempo.

3.2 Análise no Domínio do Tempo

Conforme mencionado, para cada uma das configurações apresentadas no item 1, foram realizadas 200 energizações. Após tal processamento, foram compilados os principais resultados, os quais são apresentados na Tabela III. Destaca-se que todas as três topologias foram processadas com a máxima tensão operativa no barramento 500 kV (550 kV – 1.100 pu).
Pelos resultados apresentados, pode-se verificar uma aderência com relação as três topologias, não havendo grande diferença entre as mesmas. Um ponto a se destacar é a proximidade do valor máximo ao valor médio, indicando não haver resultados com grande variação.
Entretanto, tal resultado implica apenas nos valores máximos obtidos, não dando qualquer informação sobre o amortecimento das grandezas. Sendo assim, as grandezas monitoradas são apresentadas a seguir. Em decorrência do espaço limitado, para as representações das tensões e das correntes trifásicas, será apresentada apenas a fase que apresentou maior valor no caso estatístico.
A Fig. 5 apresenta o comportamento da corrente de energização para as três configurações analisadas. Os nomes das variáveis foram retiradas por questões de sigilo do arquivo de simulação. Com base no comportamento pode-se perceber que as diferenças são insignificantes. O marcador presente na figura, mostra as diferenças de valores para as três topologias, podendo-se observar uma leve diferença da topologia de energização do transformador com a outra unidade em vazio, em relação a representação da rede. Um destaque importante é a adesão entre os valores com a rede de média tensão representada, indicando que a metodologia aplicada é bastante aderente a representação tanto para estudos de fluxo de potência quanto para transitórios eletromagnéticos, considerando que a mesma tenha característica puramente capacitiva.

TABELA III. SÍNTESE DOS RESULTADOS DAS ENERGIZAÇÕES PARA AS TOPOLOGIAS ANALISADAS

Manobra	Valor Médio da Tensão (pu)	Desvio Padão	Valor Máximo da Tensão (pu)	Corrente de Inrush (pu)	Corrente de neutro (pu)
Energização de um transformador com a outra unidade energizada em vazio	**1,187**	**0,0265**	**1,242**	**5,502**	**5,185**
Energização de um transformador com a outra unidade energizada com a rede de média tensão representada em detalhe (sem geração)	**1,179**	**0,031**	**1,252**	**5,504**	**4,782**
Energização de um transformador com a outra unidade energizada com a rede de média tensão representada de forma simplificada (sem geração)	**1,190**	**0,0223**	**1,25**	**5,504**	**4,784**

Valor base para a tensão - 408,248 kV
Valor base para a corrente - 359,258 Ap (Potência base sendo a do transformador)

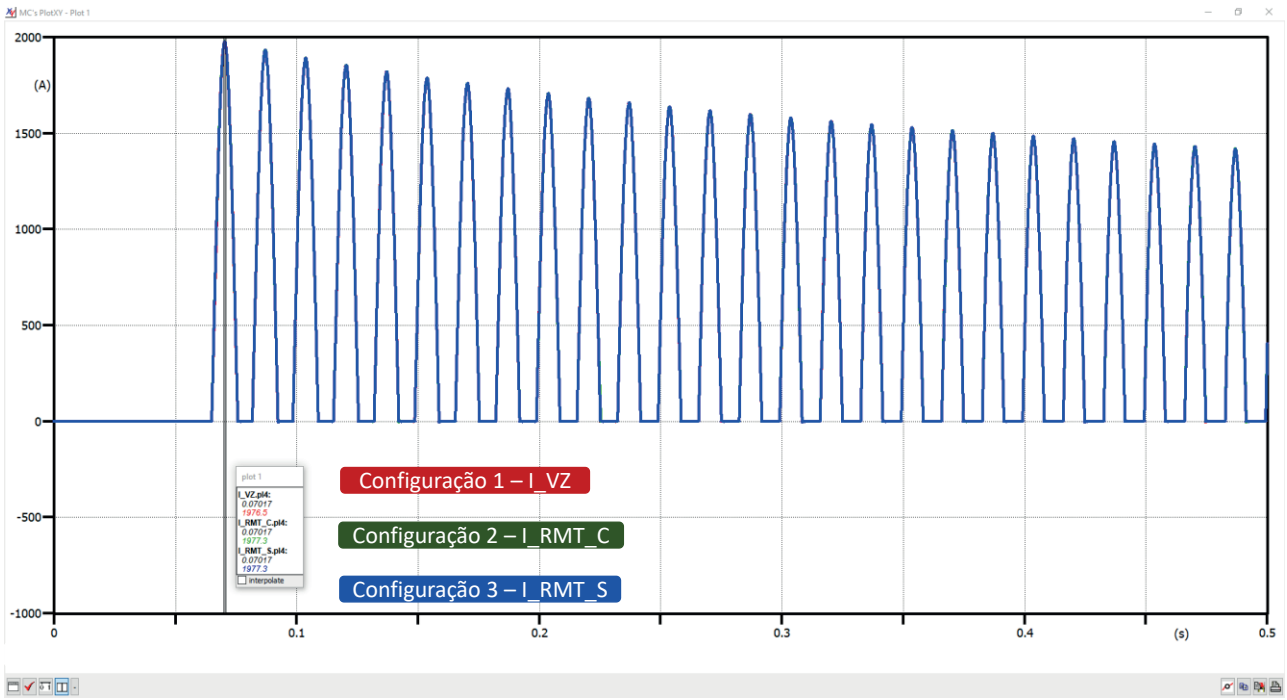


Fig. 5–Comportamento da corrente de inrush nas três configurações analisadas

O resultado verificado indica que a rede de média tensão não possui uma influência na impedância vista pelo transformador energizado, não alterando a resposta da rede. Com isso o impacto para a rede básica não é representativo. Vale destacar que caso fosse realizada a manobra com a presença de geração, os controles presentes na planta seriam um mecanismo para mitigação do fenômeno uma vez que iriam atuar no sentido de controlar a tensão.

4 CONCLUSÕES

Os resultados apresentados indicam que a rede de média tensão de parques possuem pouca influência no impacto da energização de transformadores na rede básica. Ela pouco altera a impedância equivalente vista pelo transformador no momento da manobra. Vale destacar que para tal situação a rede de média tensão possui características predominantemente capacitiva e se a mesma possuir pontos de ressonância podem vir a interferir no resultado da energização de transformadores.

A ferramenta de análise no domínio da frequência se mostrou muito importante na avaliação dos resultados, tendo grande potencialidade em avaliar diferentes topologias de rede para a energização de transformadores. Destaca-se o fato da mesma desprezar as não linearidades nas analises e com isso não ser uma ferramenta decisória e sim de apoio na avaliação nos estudos de transitórios eletromagnéticos.

Como consequência, a consideração de existência de fluxos de potência nos transformadores energizados na subestação em paralelo com uma unidade a ser energizada ainda se mostra como uma das principais medidas mitigadoras das solicitações transitórias.

Para os casos de subestações de uso exclusivo, que são os casos de subestações de geração eólica e fotovoltaica, verifica-se de fundamental importância uma avaliação criteriosa por parte do agente proprietários da energização das suas unidades transformadoras, uma vez que, conforme apresentado no artigo, o nível de informações e detalhes em uma subestação de geração eólica e fotovoltaica é de tal monta, que apenas o próprio proprietário é que teria agilidade suficiente na obtenção dos dados para a realização dos estudos.

Os resultados aqui apresentados não implicaram em nenhuma solicitação transitória severa. Entretanto, considerando as características não-lineares envolvidas nos estudos de energização de transformadores e as particularidades envolvidas em cada rede de média tensão, recomenda-se que estudos de transitórios eletromagnéticos de subestações de uso exclusivo façam parte não só na fase dos estudos pré-operacionais, os quais são geridos pelo ONS, mas que a prática possa fazer parte na concepção do projeto do empreendimento, observando os resultados não só do ponto de vista da subestação em que o transformador é manobrado, mas nas subestações circunvizinhas, de modo a evitar possíveis restrições operativas quando da integração do empreendimento.

5 REFERÊNCIAS

[1] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, Submódulo 2.3 - *Premissas, Critérios e Metodologia para Estudos Elétricos*. Revisão 2020.12. Rio de Janeiro, RJ, 2020.

[2] H. S. Bronzeado ande R. Yacamini, "Transformer Interaction Caused by Inrush Current" in *International Conference on Power Systems Transients - IPST*, Seattle, USA, 1997.

[3] GREENWOOD, A. *Electrical Transients in Power Systems*. 2. ed. Michigan, USA: Wiley, 1991.

[4] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, *Diretrizes para a Elaboração de Projetos Básicos para Empreendimentos de Transmissão*. Revisão 1. Rio de Janeiro, RJ, 2019.

[5] E. Muljadi C.P. Butterfield; A. Ellis J. Mechenbier; J. Hochheimer R. Young; N. Miller R.Delmerico; R. Zavadil J.C.Smith. "Equivalencing the Collector System of a Large Wind Power Plant". *IEEE Power Engineering Society General Meeting, Montreal*, Quebec, Canada, June 18–22, 2006".

[6] Santos, Valéria. "Impacto da Realização de Equivalentes em Parques Eólicos para Estudos de Regime Permanente e Dinâmico no Sistema Elétrico Brasileiro" [trabalho de conclusão de curso]. Recife: Universidade de Pernambuco, Curso de Engenharia Elétrica – Eletrotécnica, 2012.

[7] HYSTERESIS HEVIA: a new routine to generate input data for inductors with hysteresis; Orlando P, Hevia, EEUG News, Feb-May 2000.

[8] IEEE Working Group 15.08.09, Modeling and Analysis of System Transients Using Digital Programs, Piscataway: IEEE PES Special Publication, 1998

Comité de Estúdios C4 - Desempeño técnico de sistemas de potencia

ANÁLISIS DE EFECTIVIDAD DEL ÁNGULO DE APANTALLAMIENTO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 500 Y 220 KV CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS, INCLUYENDO CONSIDERACIONES EN LADERAS

W.G. FLORES*
WF Engineering & Consulting
Perú
wfloresr@uni.pe

C.R.Tapia
Red de Energía del Perú
Perú
ctapia@rep.com.pe

Resumen *–Este estudio analiza la eficacia del ángulo de apantallamiento en líneas de transmisión de 220 kV y 500 kV como sistema de protección contra impactos directos de rayo en conductores de fase. Específicamente, se centra en el impacto de la disminución del ángulo de apantallamiento (a ángulos negativos) sobre la tasa de salida de la línea en comparación con la tasa de backflashover. Para ello, se toman como casos de estudio dos tramos de línea de transmisión de cada nivel de tensión. Se utiliza el modelo electrogeométrico y se realizan simulaciones de impacto de rayo mediante el software ATPDraw, considerando terreno llano y laderas de hasta 30° de pendiente. Por último, se presentan recomendaciones y estrategias para mejorar la confiabilidad de los sistemas de transmisión.*

Palabras clave: Ángulo – Apantallamiento – ATPDraw –Corriente Crítica–Confiabilidad– Descarga Atmosférica – Laderas – Lineas de Transmisión.

1 INTRODUCCIÓN

Las descargas atmosféricas son la mayor causa de desconexión de líneas de transmisión en el mundo; estos fallos pueden afectar a los equipos y provocar cortes de energía prolongados que representan un gran coste para las empresas de transmisión [1]. Cuando una descarga atmosférica impacta sobre una línea aérea, provoca una alta sobretensión transitoria en los extremos de las cadenas de aisladores que da lugar a un fallo si supera su nivel básico de aislamiento (BIL). Tradicionalmente, los cables de guarda se instalan sobre las estructuras de las líneas de transmisión para minimizar los impactos directos sobre los conductores de fase. Cuando un rayo impacta en el cable de guarda, éste canaliza la energía del rayo de forma segura a tierra [2].

Sin embargo, incluso con la instalación de cables de guarda, pueden ocurrir fallos en las líneas. Esto genera controversia, ya que se piensa que el apantallamiento no está cumpliendo su función. Es esencial reconocer que estos fallos se deben a dos causas principales: el impacto directo, cuando el ángulo de apantallamiento es inadecuado, y el backflashover, debido a un aislamiento insuficiente o a las altas resistencias de puesta a tierra en las estructuras de las líneas.

Para evaluar el desempeño del ángulo de apantallamiento, se realizó un estudio de falla de apantallamiento y backflashover utilizando como casos de análisis dos tramos críticos de línea en 220 y 500 kV que han presentado desconexiones recurrentes, estos estudios se realizaron mediante simulaciones en el software ATPDraw.

2 MARCO TEÓRICO

Todos los estudios que evalúan el impacto de descargas atmosféricas en las líneas de transmisión se basan en una evaluación previsible del nivel básico de aislamiento (BIL) de la cadena de aisladores en respuesta

* wfloresr@uni.pe

a sobretensiones de tipo impulso [3]. Para evaluar el comportamiento de una línea de transmisión frente al impacto de rayos, deben tenerse en cuenta los siguientes puntos [4]:

- Identificar las características físicas y eléctricas de la línea de transmisión y de las torres.
- Determinar la intensidad de la corriente del rayo y la densidad de descarga atmosférica (Ng).
- Estimar la cantidad de rayos que impactarán la línea.

Con el fin de obtener datos suficientes para realizar los dos estudios mencionados: backflashover y falla de apantallamiento. El objetivo de cada análisis es obtener la tasa de desconexión de la línea que nos permita conocer cuál de estos dos es el principal motivo de desconexión de la línea.

2.1 Backflashover

Este tipo de fallo se produce en las líneas de transmisión cuando un rayo impacta en el cable de guarda o la estructura. La onda de rayo viaja a lo largo de la torre y se refleja en el sistema de puesta a tierra, lo que provoca un aumento de las tensiones en las crucetas y pone a prueba el aislamiento de las cadenas. Si la puesta a tierra tiene una impedancia muy alta, esta onda de tensión reflejada que llega a las crucetas aumenta aún más su valor y la línea debe fallar en el instante en que se supera el BIL [3] .

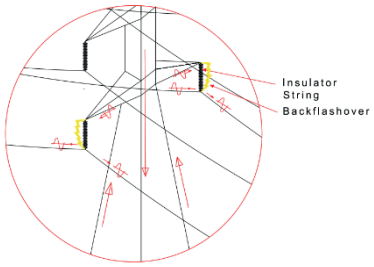


Fig. 1. Fenómeno de Backflashover

2.2 Falla de Apantallamiento

El flashover o falla de apantallamiento sucede a menudo a causa de un mal dimensionamiento del ángulo de apantallamiento de las líneas de transmisión, ángulo positivo o negativo que existe entre conductor de fase y cable de guarda. Es por ello que un aspecto determinante en la protección de líneas ante descargas atmosféricas es ubicar estratégicamente el cable de guarda, ya que con un diseño geométrico adecuado se reduce la probabilidad de que las descargas atmosféricas logren impactar los conductores de fase [5].

3 EVALUACIÓN DE PERFORMANCE DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN ANTE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Para estimar el número de fallas debido a sobretensiones atmosféricas, es preciso conocer la densidad de rayos en la zona. La densidad de rayos de la zona, en caso no se cuente con un estudio de descargas atmosféricas, se puede obtener en base al nivel isoceráunico de esta (número de días al año en que se escucha un trueno), diferentes autores que han tratado el tema han llegado a una forma empírica de poder determinarlo. El valor medio recomendado por el estándar IEEE 1243 [5] es el siguiente:

$$N_g = 0.04\ (T_d)^{1.25} \tag{1}$$

Donde:

- Ng: Es la densidad de descargas atmosféricas en la zona (rayos/km2/año)
- Td: Es el Nivel Isoceráunico

A partir de un mapa de niveles isoceraúnicos se observa que, tanto para la LT de 500 kV como para la de 220 kV, Td=40 días/año (Ng=4,02 rayos/km^2/año). Utilizando esta información junto con los resultados de la simulación, se determinará la tasa de desconexiones debidas a la falla del apantallamiento y al backflashover.

3.1 Análisis de Falla Apantallamiento

Para determinar las fallas por apantallamiento, se debe conocer primero la corriente crítica de rayo que ocasiona falla en la cadena de aisladores, para ello de acuerdo con [6] es preciso realizar simulaciones de impacto directo de rayo y determinar a qué intensidad de rayo ocurre el cebado de la cadena de aisladores, esto debido a que la cadena de aisladores el BIL en los extremos de la cadena de aisladores varia en el tiempo como se muestra:

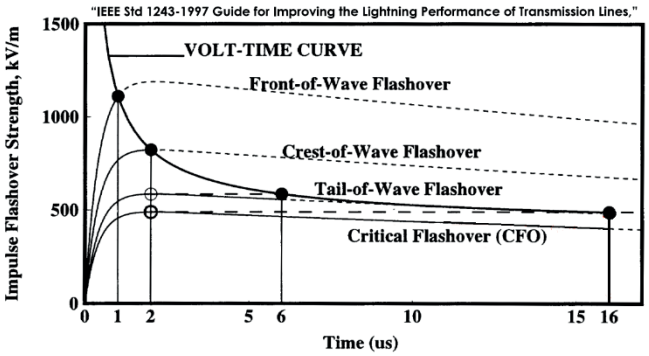


Fig. 2. Curva V-T Cadena de Aisladores

Una vez determinada esta corriente crítica de falla, es preciso determinar mediante el método electrogeométrico (EGM) cuál es la corriente máxima de falla de apantallamiento (IMSF), es decir la corriente máxima (de acuerdo con la geometría de la torre y ángulo de apantallamiento) que puede impactar en el conductor de fase, para ello [6] y [7] presentan la siguiente fórmula de cálculo de IMSF en kA:

$$I_{MSF} = \left[\frac{\gamma(h_m+h_p)/2}{A(1-\gamma sen\alpha)}\right]^{1/B} \tag{2}$$

Donde: A, B y γ son proporcionados por [5] con los valores 10, 0.65 y 1/β, para lo cual β=0.36+0.17ln(43-hp) para hp<40m o β=0.55 para hp>40 m, hp es la altura del conductor de fase y hm es la altura del cable de guarda.

Una vez obtenidos estos 2 valores (I_C y I_{MSF}), de acuerdo con la recomendación de CIGRE [8] el cálculo de la tasa de fallas por apantallamiento (SFFOR) se realiza así:

$$SFFOR = \frac{N_g\, l}{1000}\int_{I=I_c}^{I_{MSF}} D_c(I) f(I) dI \tag{3}$$

Donde: l es la longitud de la línea en km, $D_C(I)$ es la distancia de exposición a la descarga atmosférica de los conductores de fase extrema y f(I) es la función de densidad de probabilidad de ocurrencia del pico de corriente de la descarga atmosférica. La integral de esta función de densidad representa la probabilidad de que la intensidad del rayo se sitúe entre la corriente máxima de fallo del apantallamiento y la corriente crítica de flameo. Cabe resaltar que no se tienen en cuenta las intensidades de corriente de rayo superiores a la I_{MSF}, ya que estos rayos, según el EGM, impactan el cable de guarda.

Respecto a la distancia de exposición (DC(I)), para terrenos planos, según el método EGM se determina a partir de las siguientes ecuaciones [13]:

$$D_C(I) = \begin{cases} AI^B(\cos\theta - \cos(\alpha+\beta_1))\,; I > (\gamma h_p/A)^{1/B} \\ AI^B(1-\cos(\alpha+\beta_1))\,; I \le (\gamma h_p/A)^{1/B} \end{cases} \tag{3}$$

$$\theta = \sin^{-1}\left(\frac{1}{\gamma} - \frac{h_p}{AI^B}\right) \tag{4}$$

$$\beta_1 = \sin^{-1}\left(\frac{(h_m-h_p)\sqrt{tan^2(\alpha)+1}}{2AI^B}\right) \tag{5}$$

Donde: A, B, hm, hp y α son proporcionados por (2) y también, se muestran en la Fig. 3.

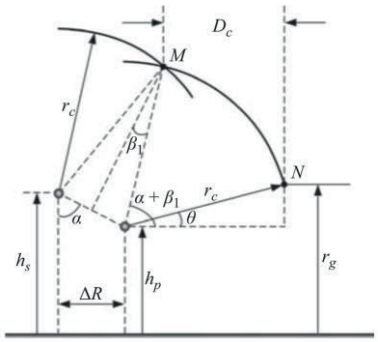


Fig. 3. Análisis del apantallamiento de líneas de transmisión

Para las laderas, el cálculo de Dc(I) requiere ajustes. Como recomienda CIGRE [17] y se muestra en la Fig. 4, cuando se consideran laderas, es necesario realizar una rotación de coordenadas para considerar el ángulo de inclinación del terreno (θg). Este cambio de coordenadas (sistema de coordenadas xy a x'y') se muestra en las siguientes ecuaciones:

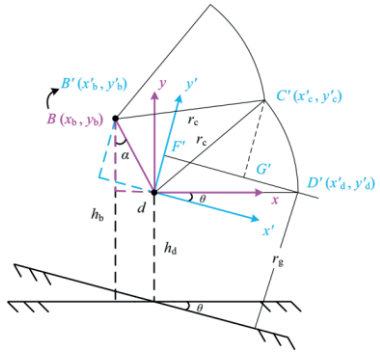


Fig. 4. Análisis del apantallamiento de líneas de transmisión con ángulo de inclinación

$$\begin{cases}(x'_c - x'_b)^2 + (y'_c - y'_b)^2 = r_c^2 \\ x_c'^2 + y_c'^2 = r_c^2\end{cases} \tag{6}$$

$$\begin{cases}y'_d = r_g - h_d cos\theta_g \\ x_d'^2 + y_d'^2 = r_c^2\end{cases} \tag{7}$$

De (7) y (8), se obtiene:

$$\begin{cases}x'_b = x_b cos\theta_g - y_b sin\theta_g \\ y'_b = y_b cos\theta_g - y_x sin\theta_g\end{cases} \tag{8}$$

La densidad de probabilidad, f(I), es la probabilidad de la distribución de la corriente de pico del rayo, y puede expresarse de acuerdo con [14]:

$$f(I) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_{lnI}} e^{-\frac{(lnI - ln\bar{I})^2}{2\sigma_{ln}^2}} \tag{9}$$

Donde: $\bar{I}$, σ_{ln} son el valor de la mediana y la desviación típica del logaritmo natural de la distribución de la corriente de cresta del rayo, respectivamente, tomando los valores $\bar{I}$=61,1 kA y σ_{ln}=1,34 para I≤20 kA, si no $\bar{I}$=33,3 kA y σ_{ln}=0,61.

3.2 Análisis de Backflashover

Para determinar la tasa de falla por backflashover (BFOR) de la línea, primero debe conocerse la corriente crítica de backflashover. Esta corriente representa la mínima corriente de rayo que, al impactar en las estructuras o cables de guarda de la línea ocasiona falla en la cadena de aisladores. Para obtener esta corriente de rayo crítica, deben realizarse simulaciones de impactos sobre las estructuras, con intensidades de rayo variables.

Una vez obtenido este valor de corriente crítica, la probabilidad de que esta corriente pueda ser excedida por un rayo más intenso viene determinada por [9]:

$$P(I_f > I_{cbf}) = \frac{1}{1+\left(\frac{I_{cbf}}{31}\right)^{2.6}} \tag{10}$$

Donde: I_f es la corriente aleatoria que podría tomar una descarga atmosférica e I_{cbf} es la corriente crítica de backflashover. Entonces el BFR se calcula de la siguiente manera [9]:

$$BFOR = 0.6\,x0.1\,x\,(28h^{0.6} + b)x\,P(I > I_{cbf}) \tag{11}$$

Donde: h es la altura de la torre y b es la distancia entre cables de guarda.

4 MODELAMIENTO DEL SISTEMA

A continuación, se muestra el modelado de cada uno de los elementos de la línea de transmisión utilizados en las simulaciones de descargas atmosféricas en el software ATPDraw:

4.1 Descargas Atmosféricas

Para la simulación de la corriente del rayo se utilizan las funciones de Heidler, referenciadas en [15], utilizando los parámetros de las corrientes medidas en las torres instrumentadas de la Estación de Morro do Cachimbo. Los datos registrados revelan que los rayos iniciales muestran una concavidad distintiva en su inicio y presentan varios picos. Típicamente, el segundo pico tiene la mayor intensidad de corriente, mientras que el aumento más agudo de la corriente se observa cerca del primer pico [16]. La forma de onda del rayo se construye a partir de una combinación de funciones de Heidler, como se explica en [15] y se describe en (12) y (13).

$$i(t) = \sum_{k=1}^{N} \frac{I_{0k}}{n_k} \frac{(t/\tau_{1k})^{n_k}}{1+(t/\tau_{1k})^{n_k}}\, e^{(-t/\tau_{2k})} \tag{12}$$

$$\eta_k = e^{\left[-\left(\frac{\tau_{1k}}{\tau_{2k}}\right)\left(n_k\frac{\tau_{2k}}{\tau_{1k}}\right)^{\frac{1}{n_k}}\right]} \tag{13}$$

Donde I_{0k} controla la amplitud de la corriente de rayo, τ_{1k} indica la constante de tiempo de decaimiento, η_k actúa como el exponente que controla la pendiente de cada componente k que contribuye a la construcción de i(t).

4.2 Modelo de Línea de Transmisión y Torres

Para representar las líneas de transmisión se utilizó el modelo JMarti de EMTP/ATP, considerando la geometría de las torres y los datos de los conductores y cables de guarda. A su vez, las torres incidentes han sido representadas como un modelo de propagación de línea con inductancia amortiguada o mejor conocido como Modelo Multistory de acuerdo con [10], siguiendo la metodología de [11] para la torre de 220 kV y [12] para 500 kV, pudiendo así determinar los valores a tomar por las resistencias, inductancias e impedancias características de cada modelo:

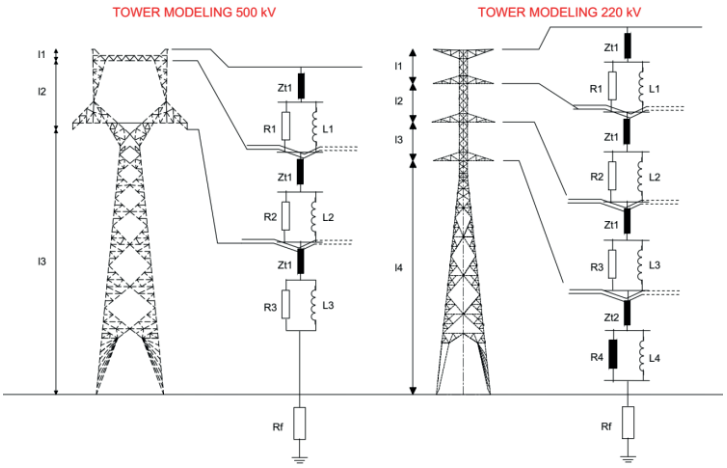


Fig. 5. Modelo Multistory, adaptado de [10]

TABLA I. PARÁMETROS DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN

	Sistema en 220 kV	**Sistema en 500 kV**
Tipo de torre	BcN1, AcN5, AAcN8, AcN4, AAcN4, AAcN3, CcN3, BcN2	A6, D2, AA4, A4, B3, B7, A6, D4, B2, A7
Vanos (m)	80, 255, 458, 186, 804, 376, 884, 918, 615	588, 772, 285, 183, 919, 432, 737, 945, 230, 503
Conductor	1300 MCM ACAR/ Dia. 33.40 mm	900 MCM ACAR/ Dia. 27.73
Cable de guarda	EHS 3/8" /Dia. 7.92 mm	EHS 7/16" /Dia. 11.11 mm
OPGW	96.32 mm2 (24 hilos)	117 mm2 (24 hilos)
BIL	1800 kV	2500 kV
Resistencia de puesta a tierra (Ohm)	9.24, 251.25, 143.5, 45.38, 43.65, 70.68, 46.73, 19.28, 78.35	58.3, 32.5, 455.8, 69.1, 72, 25.6, 24.7, 15.8, 12, 20

4.3 Cadena de aisladores

El flameo de las cadenas de aisladores puede modelarse utilizando curvas tensión-tiempo, el método de integración o utilizando modelos de desarrollo de líderes. En este trabajo se han considerado las curvas tensión-tiempo, Fig. 2. El flameo se produce cuando la diferencia de tensión en los extremos de las cadenas de aisladores es igual o superior a la tensión soportada de flameo VFO (kV), expresada por [8].

$$V_{FO} = \left(400 + \frac{750}{t_c^{0.75}}\right) D \tag{14}$$

Donde: t_c es el tiempo en el que se produce el flashover en microsegundos y D es la distancia de arco seco que presenta la cadena de aisladores. En este modelo, si la tensión transitoria a través de este componente es igual o superior a la VFO, el interruptor controlado por tensión se cierra, denotando la ocurrencia del flameo.

4.4 Puesta a Tierra

De acuerdo con las recomendaciones del CIGRE [8] para los estudios de ondas frontales rápidas es necesario considerar la puesta a tierra como una impedancia impulsiva (ZP) que se calcula a partir de la resistencia de baja frecuencia medida en la estructura (RLF), multiplicada por un coeficiente de impulso que depende de la resistividad del suelo (IC).

$$Z_P = IC \; x \; R_{LF} \tag{15}$$

$$IC = 0.89 - 5x10^{-5}.\rho_0 \tag{16}$$

Donde ρ_0 es la resistividad medida a frecuencia industrial.

5 RESULTADOS

Las simulaciones se realizaron tanto para el estudio de falla de apantallamiento como para el estudio de backflashover, donde se tomaron las siguientes secciones: De la estructura T-273 a la T-281 de la LT a 220 kV y de la estructura T-22 a la T-30 de la LT a 500 kV, como se muestra en la Fig. 6.

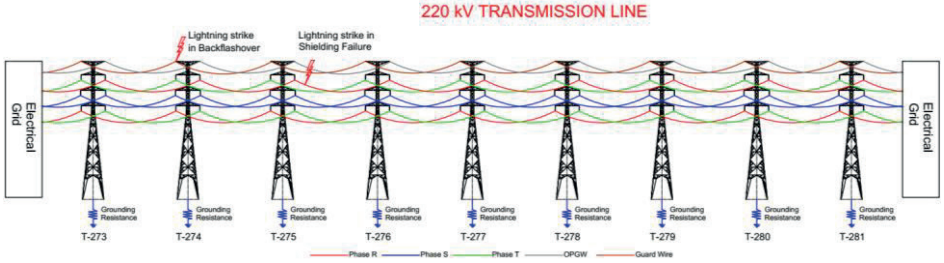


Fig. 6. Diagrama esquemático red en 220 kV

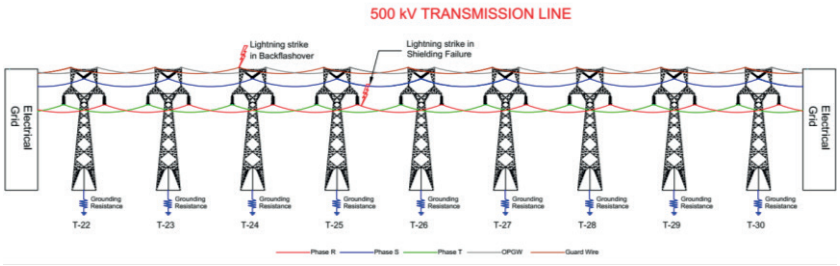


Fig. 7. Diagrama esquemático red en 500 kV

Para el estudio de falla de apantallamiento, se considera una geometría media de las estructuras para ambos niveles de tensión, como se muestra en la Fig. 8, que se utilizará para calcular el I_{MSF} y el Dc(I).

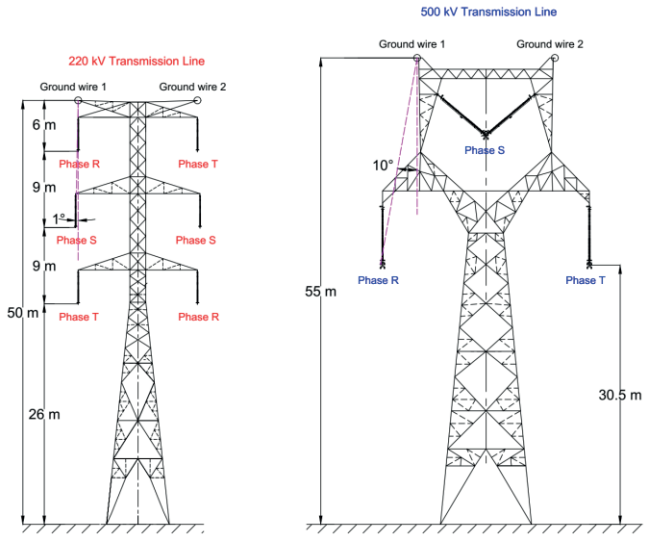


Fig. 7. Geometría de Estructuras

A continuación, se realizaron simulaciones de impacto directo de rayo en la fase más expuesta de cada caso, encontrándose que la corriente crítica de falla, I_{MSF}, es de 16 kA para 500 kV y de 13,7 kA para 220 kV, provocando flameos en la cadena de aisladores como se muestra:

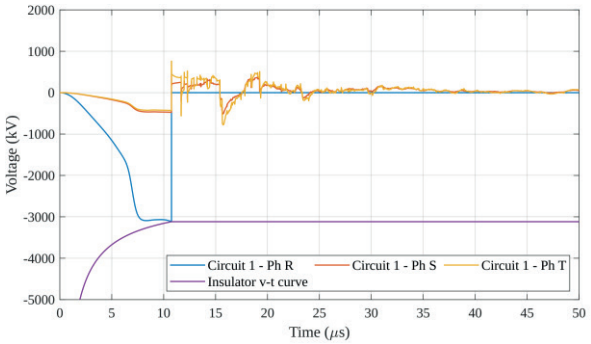


Fig. 8-(a). Flameo de cadenas de aisladores de 500 kV contra un rayo directo de 16 kA

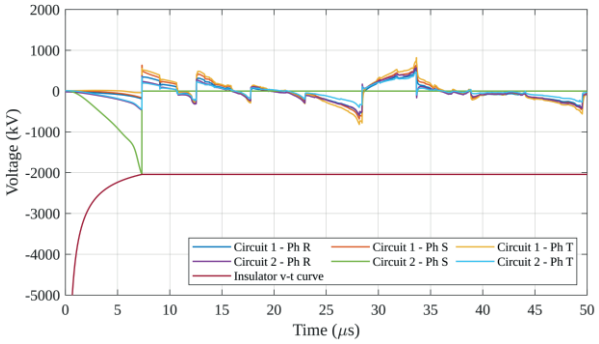


Fig. 8-(a). Flameo de cadenas de aisladores de 220 kV contra un rayo directo de 13.7 kA

De acuerdo con la Fig. 7, el ángulo de apantallamiento en las estructuras de 500 kV es de 10º, mientras que en las de 220 kV es de 1º. Para evaluar el impacto de este ángulo en la tasa de fallas por apantallamiento, se realizó un análisis variando el ángulo de -10º a 15º en cada caso, considerando tanto terrenos sin laderas como con laderas, cuyas pendientes varían entre 0º y 30º. Además, se ajustó el nivel isoceraúnico entre 30 y 60 días/año. Para este análisis, se tomó en cuenta el límite máximo de la tasa de fallas por apantallamiento recomendado por [5], que es de 0.05 fallas/100 km/año. A continuación, se presentan los resultados evaluados para terrenos planos o sin laderas:

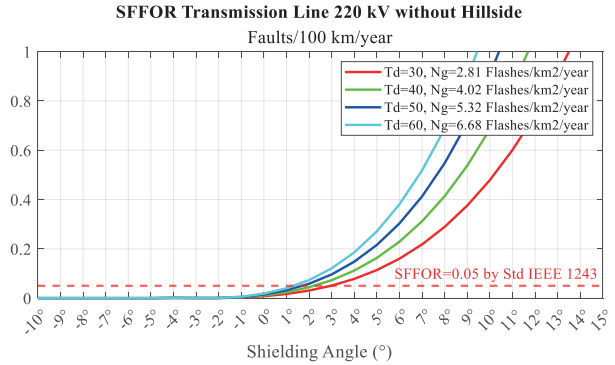


Fig. 9-(a). Tasa de falla por apantallamiento en 220 kV en terreno sin laderas

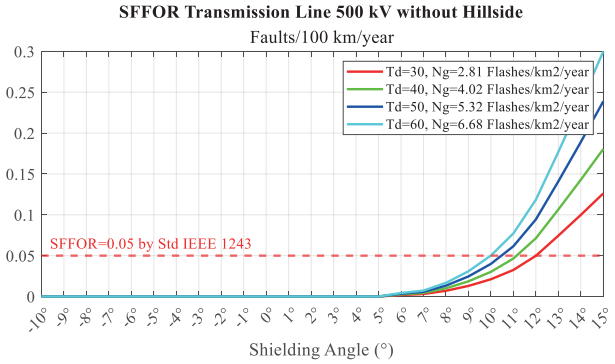


Fig. 9-(b). Tasa de falla por apantallamiento en 500 kV en terreno sin laderas

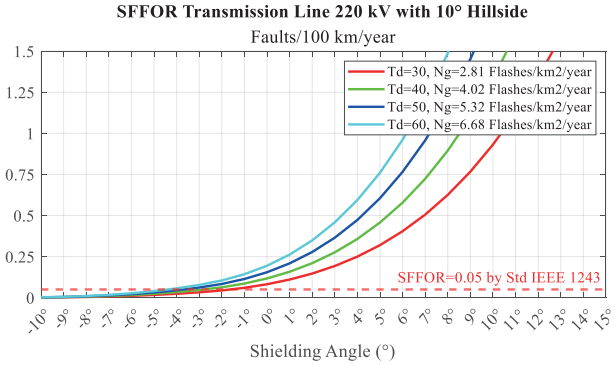


Fig. 10-(a). Tasa de falla por apantallamiento en 220 kV en terrenos con ladera de 10°

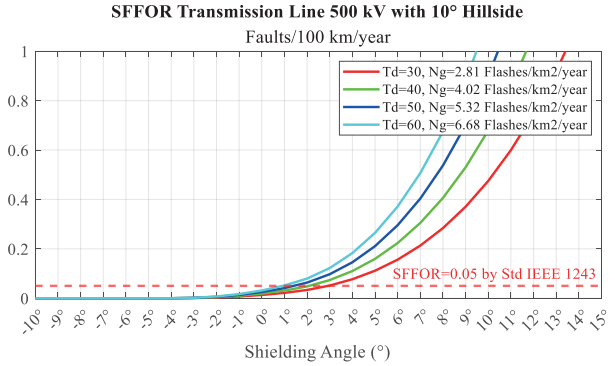


Fig. 10-(b). Tasa de falla por apantallamiento en 500 kV en terrenos con ladera de 10°

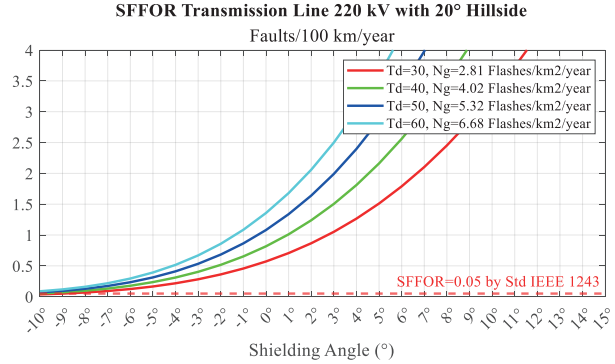


Fig. 11-(a). Tasa de falla por apantallamiento en 220 kV en terrenos con ladera de 20°

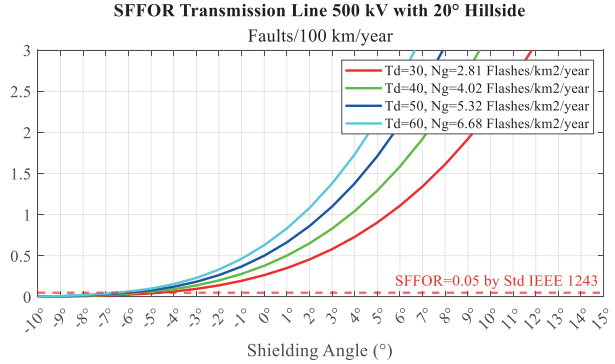


Fig. 11-(b). Tasa de falla por apantallamiento en 500 kV en terrenos con ladera de 20°

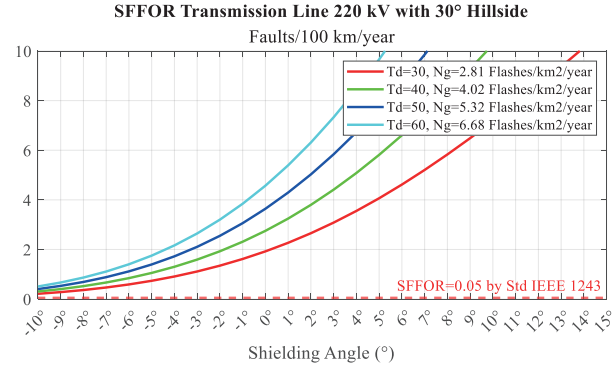


Fig. 12-(a). Tasa de falla por apantallamiento en 220 kV en terrenos con ladera de 20°

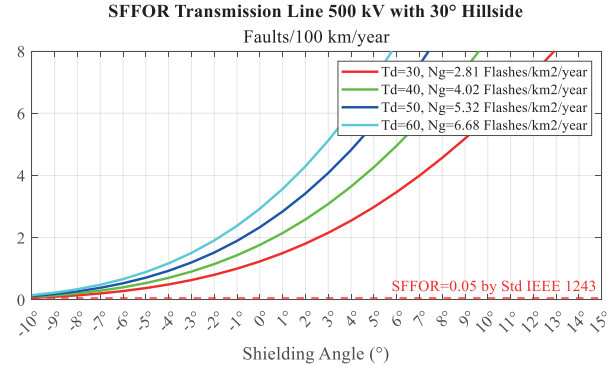


Fig. 12-(b). Tasa de falla por apantallamiento en 500 kV en terrenos con ladera de 20°

Posteriormente, se realizó un estudio de backflashover simulando descargas atmosféricas de 10 a 100 kA en las secciones especificadas, encontrándose que la corriente crítica de flameo inverso ocurre en las estructuras con mayor resistencia de puesta a tierra, Tabla II y Tabla III, y los valores obtenidos de las simulaciones son de 90 kA para TL de 500 kV y 75 kA para 220 kV, de acuerdo a (10) y (11) las tasas de interrupción por backflashover serían de **3,6** y **5,6 fallas/100 km/año** respectivamente.

TABLA II. RESULTADOS DE SIMULACIÓN BACKFLASHOVER EN 220 kV

	T-274 Circuit 1			**T-274 Circuit 2**		
Intensidad de rayo	**Fase superior**	**Fase Media**	**Fase inferior**	**Fase superior**	**Fase Media**	**Fase inferior**
10 kA	√	√	√	√	√	√
20 kA	√	√	√	√	√	√
30 kA	√	√	√	√	√	√
40 kA	√	√	√	√	√	√
50 kA	√	√	√	√	√	√
60 kA	√	√	√	√	√	√
70 kA	√	√	√	√	√	√
75 kA	√	√	x	√	√	√
80 kA	x	√	x	√	√	x
100 kA	x	x	x	x	√	x

TABLA III. RESULTADOS DE SIMULACIÓN BACKFLASHOVER EN 500 kV

Intensidad de rayo	**T-24**		
	Fase R	**Fase S**	**Fase T**
10 kA	√	√	√
30 kA	√	√	√
40 kA	√	√	√
50 kA	√	√	√
60 kA	√	√	√
70 kA	√	√	√
80 kA	√	√	√
90 kA	x	√	x
100 kA	x	√	x

6 CONCLUSIONES

De los resultados de la Fig.9 a la Fig. 12, podemos notar que en superficies sin ladera el SFFOR es considerablemente pequeño, satisfaciendo fácilmente los requerimientos del Std. IEEE 1243 para la geometría de estructuras de Fig.8, mientras que a medida que el ángulo de la ladera aumenta esta tasa de salida se incrementa llegando a igualar o incluso exceder el BFOR, esto muestra que la tasa de salidas de la línea no solo se debe a sistemas de puesta a tierra con alta resistencia y/o problemas en las cadenas de aisladores, también el ángulo de apantallamiento debe ser considerado especialmente en estructuras ubicadas en laderas.

De la misma manera, de la Fig. 9 a la Fig. 12 se puede observar que, aunque el nivel isoceraúnico influye en la selección del ángulo de apantallamiento, la influencia de este en el ángulo óptimo es de solo 2° entre el caso más favorable y el más crítico, para garantizar el cumplimiento de la SFFOR solicitada por la norma IEEE 1243. Además, se sabe que las líneas de transmisión que atraviesan zonas montañosas no siempre se ubican en laderas y aunque los ángulos de apantallamiento negativos mejoran el SFFOR, esta práctica solo es recomendable para estructuras ubicadas en laderas empinadas. De lo contrario, los proyectos de transmisión serían más costosos e innecesarios en terrenos planos, ya que, como se observa en la Fig. 9, los ángulos negativos mejoran mínimamente la tasa de salidas de las líneas.

Siempre es necesario en la etapa de ingeniería de detalle realizar un estudio completo para evaluar el comportamiento de las líneas de transmisión frente a la caída de rayos, con el fin de determinar el ángulo de apantallamiento óptimo, ya que como se muestra en este trabajo los resultados son variables y dependen de la geometría de las estructuras, y también para determinar si es necesario instalar elementos de protección adicionales como descargadores de líneas de transmisión (TLA). Otra alternativa recomendada para mejorar

la protección contra descargas atmosféricas es instalar cadenas de aisladores más largas, excepto en estructuras ubicadas cerca de las subestaciones, ya que en caso de fallas de backflashover, las ondas de rayo con amplitudes mayores y un frente de onda muy pequeño entrarán al conductor de fase, lo que puede causar daños a los equipos de la subestación.

Para las LT existentes que tienen problemas de apantallamiento, especialmente en estructuras en laderas, se recomienda la instalación de TLAs en las fases más expuestas, pero con la realización de un estudio que evalúe también el backflashover, de lo contrario las fallas podrían derivarse a las estructuras continuas y no se reduciría la tasa de interrupción, además, a través de este estudio se podría mejorar el BFOR y SFFOR de acuerdo a las normas de cada país.

7 REFERENCIAS

[1] B. Salarieh, "Electromagnetic transient modelling of power transmission line tower and tower-footing grounding system", 2019.

[2] Juan A. Martinez-Velasco, “Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas de Alta Tensión”, McGrawHill, 2008, pp 217-277.

[3] W. G. F. Ruiz and C. R. T. Farfán, "Study of Application of Transmission Line Arrester (TLA), Modeling and Results in 220 kV Systems," 2022 IEEE XXIX International Conference on Electronics, Electrical Engineering and Computing (INTERCON), Lima, Peru, 2022, pp. 1-4.

[4] CIGRE SC 33 (now C4) WG 33.01, “Guide to procedures for estimating the lightning performance of transmission lines”, CIGRE Technical Brochure No. 63, 2021.

[5] IEEE 1243– 1997: “Guide for improving the lightning performance of transmission lines”.

[6] Z. G. Datsios, P. N. Mikropoulos, and T. E. Tsovilis, “Estimation of the minimum shielding failure flashover current for first and subsequent lightning strokes to overhead transmission lines,” Electric Power Systems Research, vol. 113. Elsevier BV, pp. 141–150, 2014.

[7] Z. G. Datsios, P. N. Mikropoulos and T. E. Tsovilis, "Shielding failure current of overhead transmission lines generated through an ATPDraw object", Proc. Int. Conf. Power Syst. Trans., 2011.

[8] CIGRE WG C4.23, “Procedures for Estimating the Lightning Performance of Transmission Lines – New Aspects”, CIGRE Technical Brochure No. 839, 2021.

[9] A. R. Hileman, Insulation Coordination for Power Systems. Boca Raton, FL, USA: CRC Press, 1999.

[10] IEC, 60071-4:2004, “Insulation co-ordination - Part 4: Computational guide to insulation co-ordination and modelling of electrical networks”.

[11] CIGRE WG C4.501, Guideline for Numerical Electromagnetic Analysis Method and its Application to Surge Phenomena, Technical Brochure, June 2013.

[12] Mansour Moradi et al., "Analyzing and modeling the ligthning effects of 400 kV single circuit transmission lines", International Journal of Science and Engineering Investigations, vol. 2, August 2013.

[13] P. N. Mikropoulos and T. E. Tsovilis, "Lightning interception probability and shielding performance of overhead transmission lines," 2010 30th International Conference on Lightning Protection (ICLP), Cagliari, Italy, 2010, pp. 1-7.

[14] CIGRE Guide to Procedures for Estimating the Lightning Performance of Transmission Lines, Working Group 01 (Lightning) of Study Committee 33, CIGRE, Paris, France, Technical Brochure 63, Oct. 1991.

[15] S. Visacro, A. Soares, M. A. O. Schroeder, L. C. Cherchiglia, and V. J. de Sousa, “Statistical analysis of lightning current parameters: Measurements at Morro do Cachimbo Station,” Journal of Geophysical Research, vol. 109, no. DO1105, pp. 1–11, jan 2004.

[16] A. J. Oliveira, M. A. O. Schroeder, R. A. Moura, M. T. C. De Barros, and A. C. Lima, “Adjustment of current waveform parameters for first lightning strokes: Representation by Heidler functions,” 2017 International Symposium on Lightning Protection, XIV SIPDA 2017, pp. 121–126, nov 2017.

[17] CIGRE WG C4.26, “Evaluation of lightning shielding analysis methods for EHV and UHV DC and AC transmission lines”, CIGRE Technical Brochure No. 704, 2017.

Comité de Estúdios C4 – Desempeño técnico de sistemas de potencia

PRUEBAS HIL PARA LA VALIDACIÓN DEL CONTROLADOR DE AUTOMATISMO DE TRANSFERENCIA EN EL DOBLE CIRCUITO DE 220KV MULCHÉN – CHARRÚA

J.J. Quiroz*
Usach
Chile
juan.quiroz@usach.cl

R.I. Pérez
Usach
Chile
roberto.perez.j@usach.cl

C.F. Fuentes
Usach
Chile
carlos.fuentes@usach.cl

H.P. Chávez
Usach
Chile
hector.chavez@usach.cl

A. Duran
Splight
Chile
alejandro.hoese@splight-ae.com

A. Hoese
Splight
Argentina
alejandro.hoese@splight-ae.com

Resumen *– Una de las limitaciones de la integración de energías renovables en el sistema eléctrico chileno, Sistema Eléctrico Nacional (SEN), es la falta de líneas de transmisión, por lo cual, los automatismos de supervisión de ampacidad de líneas de transmisión se han convertido en una solución para evitar el vertimiento de energía en parques fotovoltaicos (PFV) y eólicos (PE). Es por lo anterior que la empresa Acciona, para maximizar la inyección de energía de sus PE en la zona de Mulchén – Charrúa, solicita al operador de sistema eléctrico chileno, Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), el permiso para incorporar un Automatismo de Control de Transferencias (ACT), cuya filosofía se basa en la reducción y desconexión de PE (ERAG/EDAG). El CEN, en su procedimiento interno: "Diseño, Implementación y Operación de Automatismos para el Control de Transferencias en el SEN", establece que la integración de un automatismo en el SEN está supeditada a la realización de una Factory Acceptance Test (FAT), mediante el uso de plataformas de laboratorios de simulación de tiempo real, que posean las características necesarias para desarrollar pruebas del tipo Hardware-in-the-Loop (HIL) que simulen escenarios operacionales en que realizará el control en condiciones normales, contingencias críticas y contingencias menos severas: Conceptualmente, la idea es verificar que el automatismo no actuará en los casos que efectivamente no está diseñado. El presente trabajo, describe la prueba FAT del Automatismo de control de transferencias, líneas Mulchén-Santa Clara y Santa Clara-Charrúa, desarrollada en conjunto por el Centro de Investigación en Sistemas de Energías Sostenibles (C-SES) de la Universidad de Santiago de Chile y las empresas Acciona y Splight.*

Palabras clave: Ensayos de aceptación en fábrica, - FAT - WAMPAC - Hardware-in-the-loop - HIL - Automatismo - DLR - ERAG/EDAG - Sistemas eléctricos - Curtailment - DNP3.0.

1 INTRODUCCIÓN

El cambio climático, reflejado en el aumento de la frecuencia y severidad de desastres naturales, se ha convertido en uno de los mayores desafíos para la humanidad [1]. En respuesta a esta crisis, durante la 21ª Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP 21), 195 países, incluido Chile, se comprometieron a alcanzar la carbono-neutralidad para el año 2050 [2]. Una de las principales estrategias para lograr este objetivo ha sido la sustitución de fuentes de generación a carbón por alternativas carbono-neutrales, como la energía eólica y solar, dado que el sector energético es responsable del 30% de las emisiones globales de gases de efecto invernadero[3].

* **juan.quiroz@usach.cl**

En este contexto, Chile se ha posicionado como uno de los países pioneros en la integración de energía renovable variable. En 2023, la generación eólica representó el 14% de la capacidad total instalada en el país y aportó el 11% de la electricidad generada. Se proyecta que su participación siga en aumento, alcanzando el 28% de la capacidad total instalada para 2035[4]. Sin embargo, este nivel de crecimiento también plantea importantes desafíos. Uno de los más críticos es el hecho de que el desarrollo de proyectos de generación avanza mucho más rápido que la capacidad de transmisión y almacenamiento disponible para la energía que producen, resultando en un fenómeno conocido como vertimiento de energía (*curtailment,* en inglés), donde parte de la electricidad generada no puede ser inyectada al sistema debido a la saturación de las líneas de transmisión, resultando en su desperdicio[5]. A nivel chileno, el vertimiento en el año 2023 fue de 967,3 GWh representando un incremento del 90% en comparación con el año anterior, lo que evidencia la necesidad de encontrar soluciones para minimizar este fenómeno [6].

Una metodología efectiva para reducir esta problemática consiste en la implementación de ACT retroalimentados con sistemas de estimación de ampacidad en tiempo real [7]. Conceptualmente, esta tecnología ajusta dinámicamente la capacidad de transmisión de las líneas eléctricas en función de las condiciones operativas y climáticas en tiempo real, minimizando la saturación de las líneas y, con ello, reduciendo el vertimiento de energía [5], [7]. En virtud de estos beneficios, coordinados del SEN que disponen de PE en la zona de Mulchén – Charrúa, solicita al CEN, el permiso para implementar este tipo de tecnología [8].

La implementación del automatismo, acorde al "Procedimiento Interno: Diseño, Implementación y Operación de Automatismos para el Control de Transferencias en el SEN", establece que para la implementación de automatismos que controles unidades geográficamente distantes se requiere que la prueba FAT se realice mediante una prueba HIL. En esta prueba, el automatismo es evaluado en un entorno de simulación de tiempo real, donde se replica la zona de influencia del SEN donde se integrará el automatismo. Esto permite validar su desempeño ante distintas condiciones operativas y contingencias antes de su despliegue en el sistema eléctrico [9].

La implementación de la prueba HIL, plantea dos desafíos. En primer lugar, se requiere desarrollar un modelo detallado de la zona de influencia del SEN, el cual debe homologar tanto el comportamiento estático como dinámico del sistema. Este modelo es crucial para replicar con fidelidad las condiciones reales de operación y evaluar el impacto del ACT bajo los escenarios de operación solicitados. Por otra parte, la prueba HIL debe garantizar la preservación del secreto industrial del ACT, evitando que su lógica de control sea accesible para terceros durante el proceso de validación.

El presente artículo aborda estos desafíos, proponiendo una metodología para el desarrollo y validación de un modelo de la zona de influencia del SEN, que permita la ejecución de pruebas HIL asegurando la fidelidad en la representación del sistema eléctrico. Además, se establece un esquema de protección del secreto industrial, basado en la implementación de una red VPN site-to-site, que permite la evaluación del ACT sin comprometer su confidencialidad. Finalmente, se presentan los resultados obtenidos en la validación del modelo y la efectividad de la solución propuesta para la preservación de la propiedad intelectual.

2.- MODELAMIENTO DE LA RED ELÉCTRICA DE INFLUENCIA

La zona de interés es el doble circuito que interconecta las subestaciones Mulchén, Santa Clara y Charrúa, ubicadas en la Región del Bío-Bío, Chile. Esta zona es de gran importancia para la red eléctrica chilena, ya que cuenta con una significativa cantidad de generación hidroeléctrica conectada a la subestación Charrúa. Además, en los últimos años, varias empresas de generación han instalado parques eólicos en la región.

Debido a la falta de líneas de transmisión en la zona que permitan evacuar la energía generada por los parques eólicos, diversas empresas del sector se reunieron y acordaron crear un automatismo para controlar las transferencias en el doble circuito Mulchén - Charrúa. La Fig. 1 muestra la zona de influencia, destacando el doble circuito y las principales subestaciones eléctricas de interés.

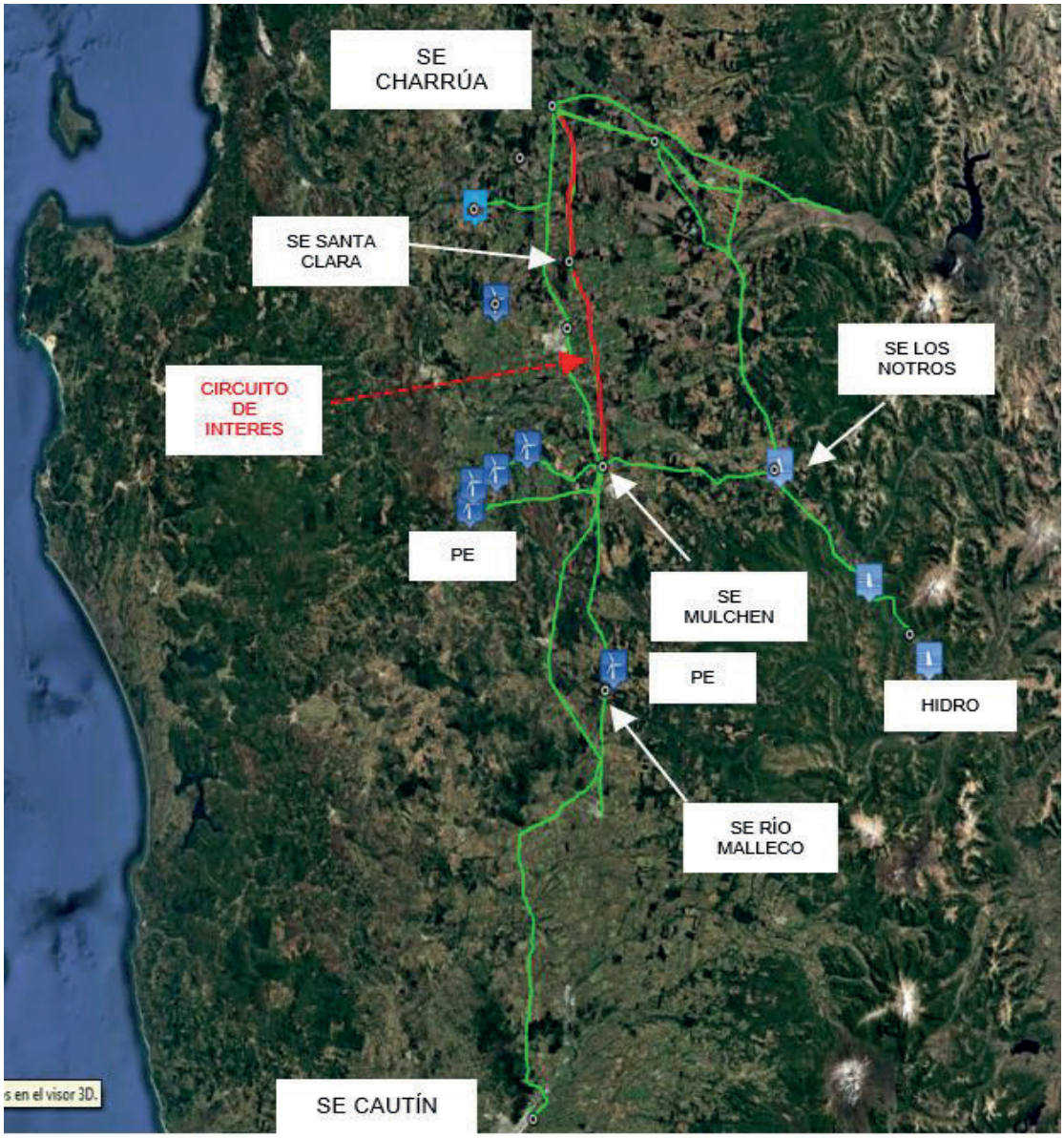


Fig 1 - Zona de influencia

Se puede apreciar en la Fig. 1, los límites de la zona de interés están definidos por la subestación Charrúa, al norte, y la subestación Cautín, al sur. Entre estas dos subestaciones, se extienden alrededor de 200 km de líneas de transmisión que operan a 220 kV y en doble circuito.
El doble circuito Mulchén - Charrúa alcanza flujos de carga del orden de 800 MW, mientras que en la subestación Cautín, los flujos se sitúan en torno a los 300 MW.

2.1.- *Digital Twing* de la zona de influencia

Las lógicas de control del automatismo de transferencias se implementan mediante un *Digital Twin* de la red, el cual modela en tiempo real la sección de red de interés. Para su funcionamiento y toma de decisiones operativas, el *Digital Twin* requiere medir variables eléctricas y meteorológicas en las subestaciones Charrúa, Santa Clara, Mulchén y Los Notros.
Asimismo, incorpora datos de los parques eólicos vinculados al automatismo, los cuales incluyen PE San Gabriel, Topan Sur, Renaico 1, Renaico 2, La Cabaña, Malleco Norte y Malleco Sur. La Fig. 2 muestra el tramo de red modelado, destacando las subestaciones y parques eólicos de interés.

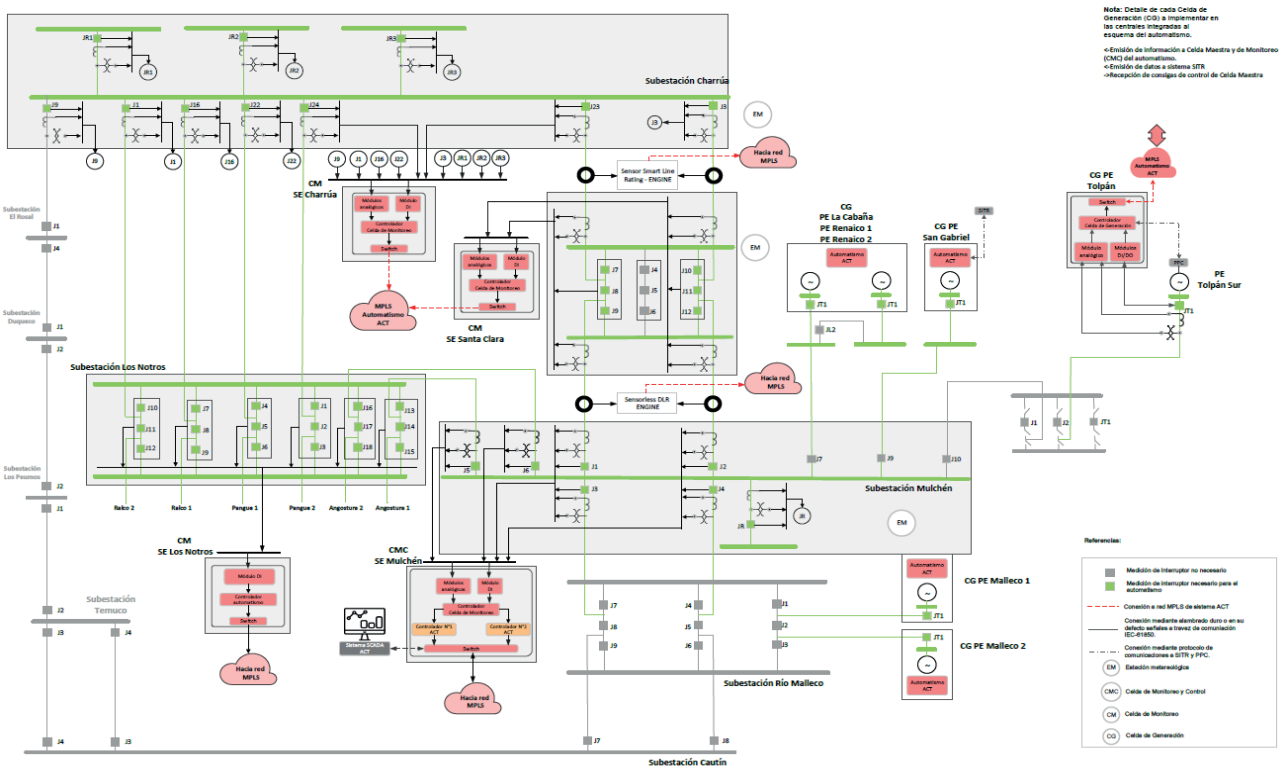


Fig 2 - Diagrama de red para ACT Mulchén - Charrúa

Las variables eléctricas requeridas por el *Digital Twin* se concentran en las subestaciones de interés mediante celdas eléctricas de monitoreo y control, implementadas en las subestaciones Charrúa, Santa Clara, Los Notros y Mulchén. Las variables a enviar incluyen:

- Potencia activa y reactiva
- Voltaje
- Datos meteorológicos: temperatura, velocidad del viento y dirección del viento
- Estado de interruptor

Por otro lado, las celdas de los parques eólicos (celdas de generación) están diseñadas para medir y controlar las unidades generadoras. Las variables consideradas son:

- Potencia disponible y despachada
- Estados del PPC (Power Plant Controller)
- Estado del interruptor del parque
- Setpoint de potencia

Con esta información y modelando la ampacidad de la línea mediante la norma IEEE 738-2006, el *Digital Twin* tiene la capacidad de tomar decisiones para desconectar (DAC) o reducir (RAG) la generación de los parques eólicos.

2.2.- Modelamiento en RTS

Por normativa chilena, el automatismo debe ser validado mediante pruebas HIL. Esto plantea el desafío de homologar la red de interés y desarrollar un sistema de comunicaciones que permita validar las lógicas de operación del *Digital Twin*.

A continuación, se explicará el modelamiento de cada elemento dinámico de la red, ya que estos presentan ciertas dificultades al momento de su homologación. Por otro lado, los elementos estáticos, como líneas de transmisión y transformadores, siguieron un modelamiento tradicional. En el caso de las líneas de transmisión, se utilizó el modelo π (*PI model*), considerando acoplamiento en las líneas donde corresponde según el modelo base. Para los transformadores, se empleó el modelo tradicional de transformador.

2.2.1.- Máquinas Sincrónicas.

La homologación de las máquinas síncronas presenta la dificultad de que sus modelos son detallados y, en muchos casos, únicos. Por esta razón, se opta por homologar los controladores utilizando versiones estandarizadas que reproduzcan una respuesta idéntica. Para lograr esto, primero se realiza la homologación de los controladores en el software inicial y, posteriormente, se toman los valores obtenidos para calibrarlos en el software del RTS.

Los controladores homologados son los siguientes:

- AVR (Regulador Automático de Voltaje)
- GOV (Gobernador de velocidad)
- PSS (*Power System Stabilizer*)

En la Fig 3 puede observar el modelo de máquina implementado en el RTS, destacando la máquina síncrona y los controladores AVR, Gobernador y PSS.

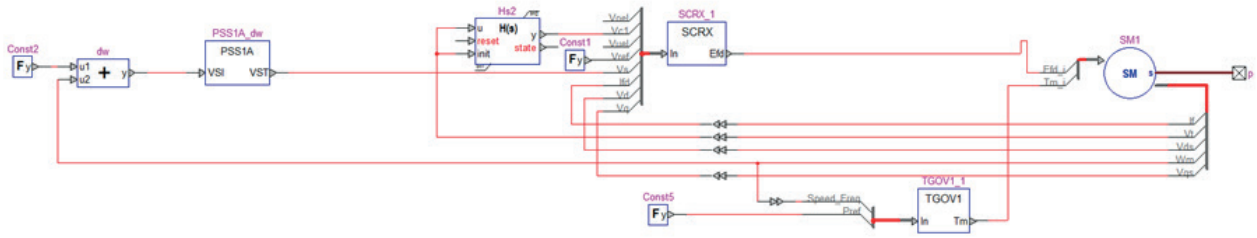


Fig. 3 - Modelo máquina síncrona en RTS

2.2.2.- Modelamiento de Parques Eólicos

Los modelos de parques eólicos, al igual que las máquinas síncronas, presentan el desafío de no estar estandarizados y, en muchos casos, estar sujetos a restricciones impuestas por los diseñadores de los parques. Debido a esto, el modelamiento de los parques se ha realizado mediante una función de transferencia, cuya dinámica se ajusta a la respuesta real de los parques frente a perturbaciones tanto de potencia activa como de tensión. Además, se consideran los límites de potencia activa y reactiva, así como las tasas de rampa de los parques, de acuerdo con su información técnica.

Los controles implementados para la potencia activa incluyen:

- Respuesta Droop.
- Respuesta tipo rampa ante cambios en la consigna de generación.

Por su parte, la potencia reactiva se regulará mediante:

- Control proporcional para la regulación de tensión

El modelo del parque diseñado se puede observar en la Fig. 4

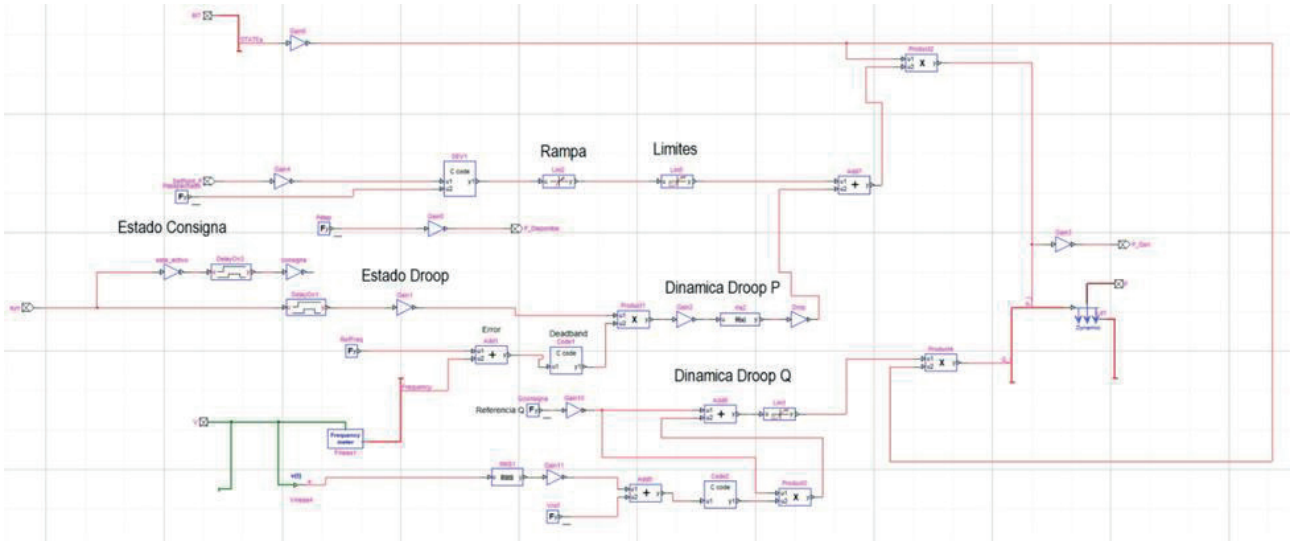


Fig. 4.- Modelo de parque eólico en RTS

2.2.3.- Modelamiento de sistemas equivalentes

La zona de interés tiene como límites las subestaciones de Charrúa al norte y Cautín al sur. Estos sistemas se homologaron como máquinas síncronas. Las reactancias de las máquinas se determinaron mediante la potencia de cortocircuito de las barras, y la inercia con la respuesta en frecuencia del sistema original antes un desbalance de potencia de 380 MW. Por otro lado, los parámetros de los controladores se determinaron de manera similar a los de las máquinas síncronas.

Cabe destacar que el sistema equivalente de Charrúa consideró un AVR y Gobernador, ya que es una barra de gran conexión con máquinas hidráulicas; sin embargo, la barra de Cautín solo se consideró con un AVR, dado que dicha barra no presenta la misma cantidad de máquinas síncronas que Charrúa, y la gran mayoría de estas tienen el gobernador desactivado.

2.2.4.- Sistema de comunicación.

Las celdas de medición, control y generación requieren el envío de información mediante el protocolo de comunicación DNP3 y con redundancia. El modelo en el RTS consideró la creación de cada una de las celdas, asignando direcciones IP y puertos TCP individuales. En total, se enviaron 262 señales, entre análogas como digitales.

La Fig. 5 muestra un ejemplo de celda de medición desarrollado, donde se puede observar el tipo y el origen de las señales involucradas.

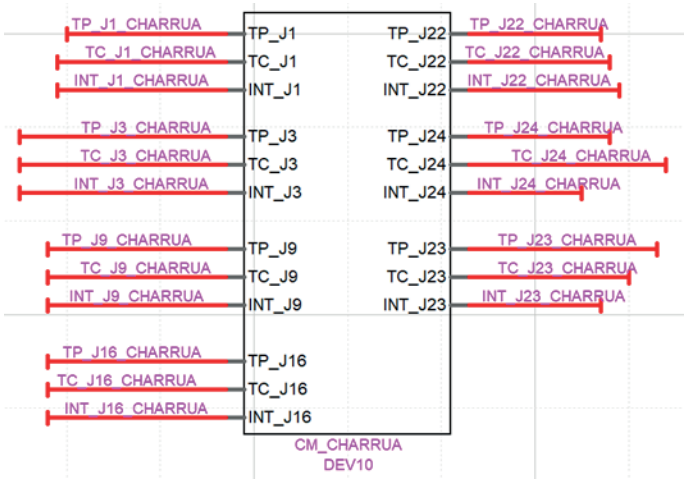


Fig. 5.- Ejemplo de bloque de comunicación - Celda de Monitoreo (CM).

2.2.4.- Modelo de red en RTS

Finalmente, el modelo de red desarrollado se observa en la Fig. 6 el cual integra líneas de transmisión, máquinas síncronas, sistemas equivalentes y celdas de comunicaciones.

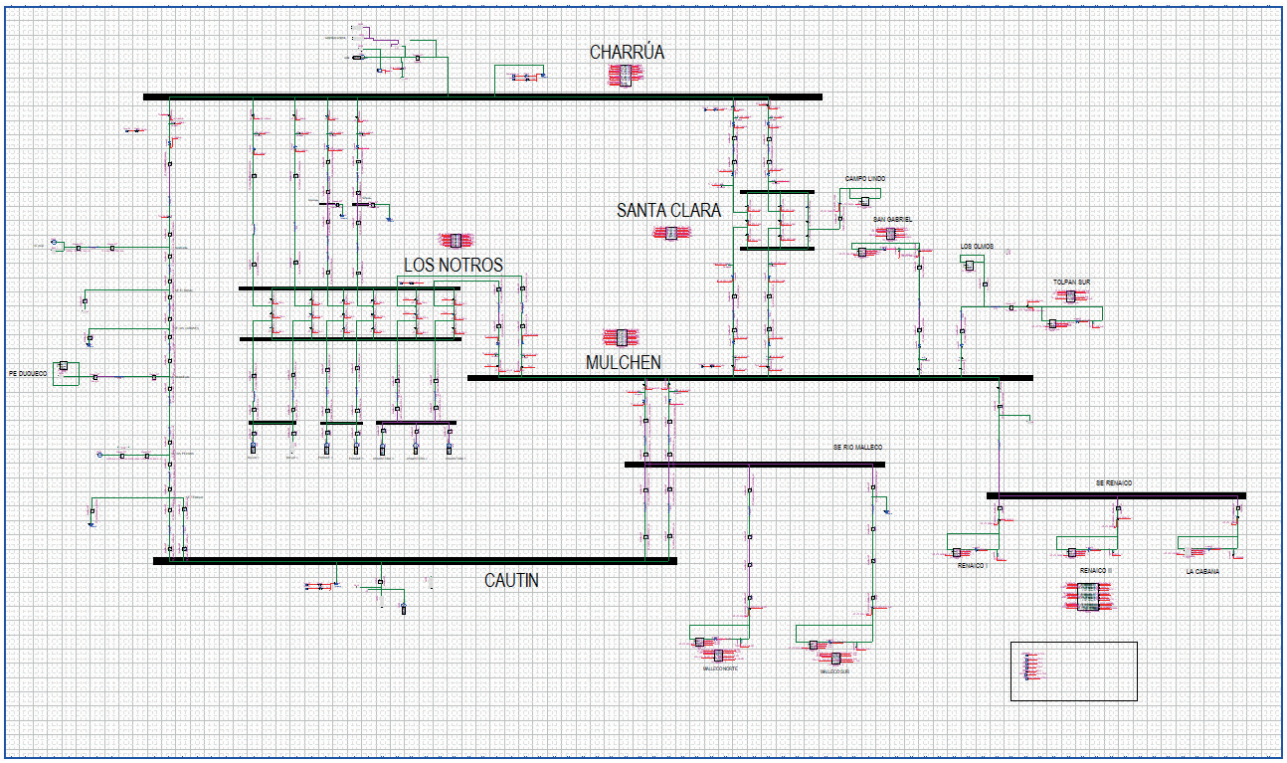


Fig. 6.- Zona de influencia modelada en RTS.

Se destaca que se mantuvieron las topologías de red que son importantes para la operación del automatismo, como es el caso de que la SE Los Notros y Santa Clara se modelaron como subestaciones tipo interruptor 1/2.

Además, la red modelada presenta controles que permiten cambiar las condiciones de operación, tales como las temperaturas de operación de las subestaciones y las topologías para las subestaciones Los Notros y la seccionadora El Rosal.

3.- PRUEBAS FAT REMOTAS

La validación del controlador se realizó de forma remota, por lo que se creó una conexión VPN site-to-site entre el RTS y el Digital Twin del ACT. La distancia geográfica entre los dos equipos es de aproximadamente de 14 km, como se observa en la Fig 7.

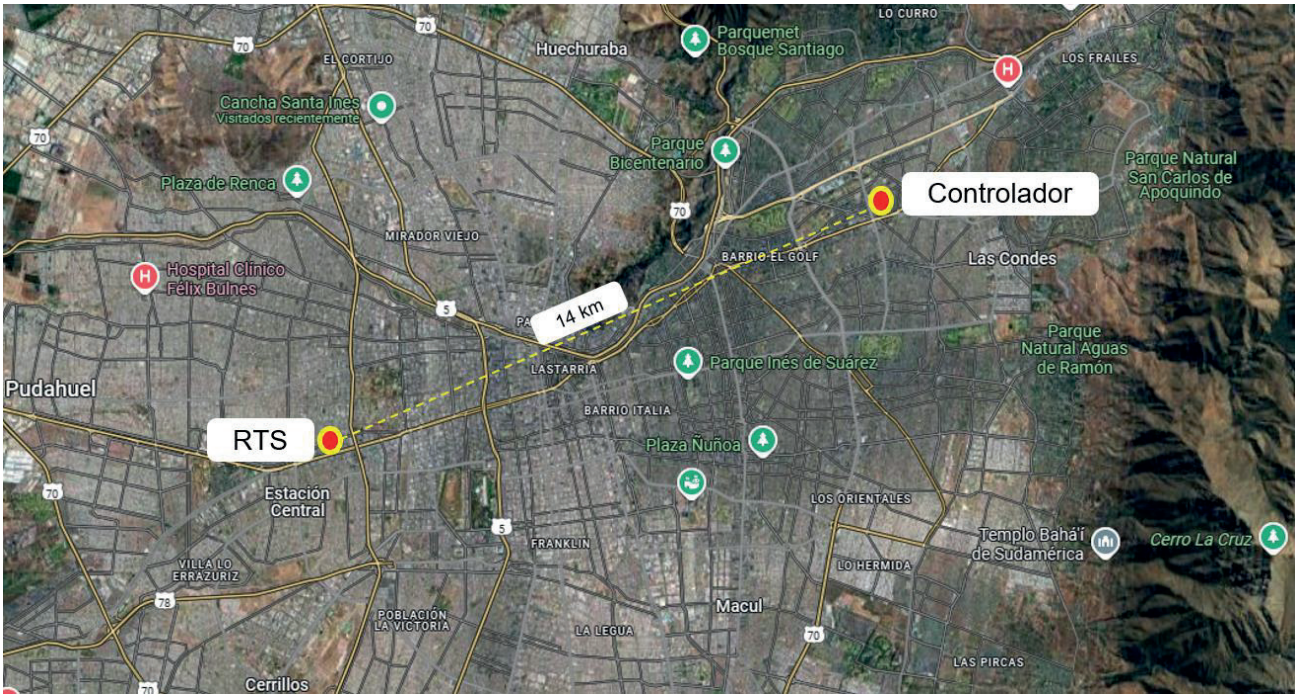


Fig. 7.- Distancia geografía entre RTS y Digital Twin para prueba FAT.

Las pruebas FAT realizadas consistieron en que el controlador supervisar la ampacidad del doble circuito desconectando o reduciendo la inyección de potencia de los parques eólicos ante cambios topológicos en la red a diversas temperaturas de operación. La Fig. 8 muestra una HMI diseñada en el RTS que permite realizar las maniobras necesarias para el protocolo de pruebas FAT.

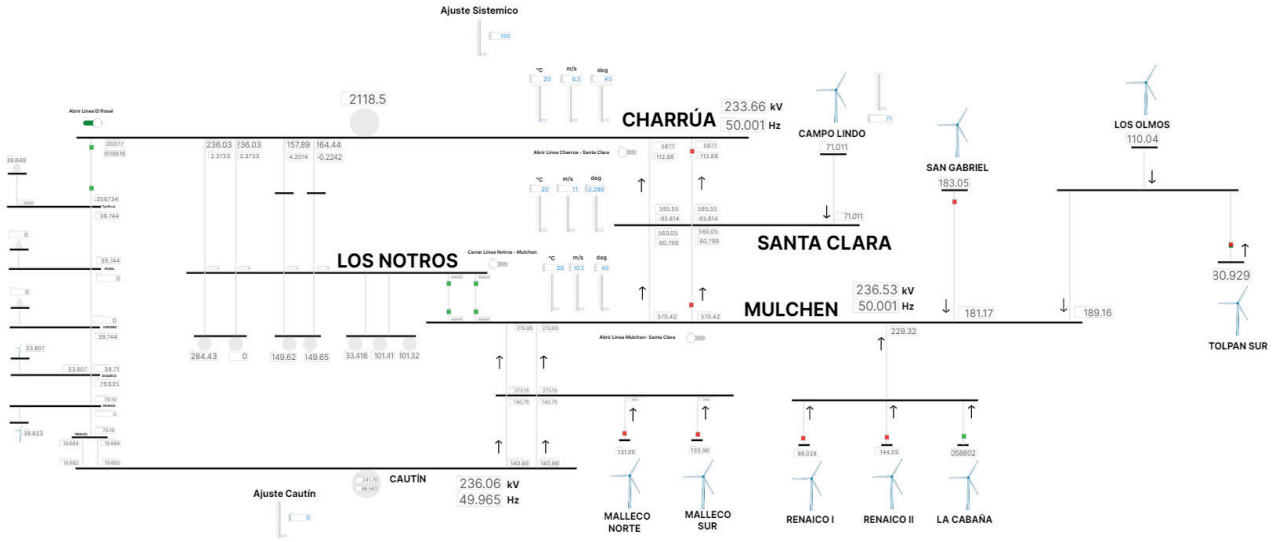


Fig. 8- HMI en RTS para pruebas FAT.

Cabe mencionar que la HMI, presente en la Fig. 8, permite realizar cambios de temperatura en las SE Mulchén, Santa Clara y Charrúa, cambios topológicos en la SE Los Notros, y cierre o apertura en la SE El Rosal, todo en tiempo de operación

4.- CONCLUSIONES

La implementación de sistemas automatizados de reducción y desconexión de generación es una herramienta clave para alcanzar los objetivos de carbono neutralidad de la matriz energética chilena. Actualmente, el crecimiento de los proyectos de generación renovable supera al de nuevas líneas de transmisión, lo que genera desafíos para las políticas energéticas del país.

Si bien estos automatismos permiten una rápida implementación, su puesta en marcha presenta diversos desafíos. Un factor clave en su desarrollo es el modelamiento, por lo que resulta imprescindible validar estas tecnologías en entornos lo más cercanos posible a la operación real. En este sentido, el código de red chileno establece que los automatismos de control y protección del sistema deben someterse a pruebas HIL.

El modelamiento en sistemas RTS también enfrenta dificultades, ya que en el contexto chileno los modelos dinámicos han sido desarrollados para el software utilizado por el operador de red, lo que implica la necesidad de homologarlos para su uso en otras plataformas. Sin embargo, muchos de estos modelos están sujetos a restricciones, lo que dificulta su homologación.

Las tecnologías RTS son ampliamente reconocidas por su capacidad para realizar simulaciones en tiempo real de las redes eléctricas, estudiar distintos escenarios operativos y probar equipamiento eléctrico, como sistemas de protección. Sin embargo, se desconoce que estas tecnologías permiten la interacción remota y digital con equipamiento industrial, lo que reduce costos asociados al traslado de equipos y personal hacia instalaciones físicas, además de proteger la propiedad intelectual.

La posibilidad de realizar pruebas FAT de forma remota mediante una red virtualizada representa un avance significativo. Con la creciente digitalización de las redes eléctricas, impulsada por el estándar IEC 61850, en el futuro esta tecnología permitirá validar no solo equipos en fase de pruebas FAT, sino también aquellos que ya están en operación.

5.- REFERENCIAS

[1] S. Chandramowli and F. Felder, “Impact of Climate Change on Electricity Systems and Markets - A Review of Models and Forecasts,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 5, Jul. 2013, doi: 10.2139/ssrn.2251167.

[2] W. B. Gutiérrez, “COP 21: Acuerdo contra el cambio climático en Paris,” *Apuntes de Ciencia & Sociedad*, vol. 5, no. 2, pp. 186–187, 2015.

[3] K. Wadsack and T. L. Acker, “Climate change and future power systems: The importance of energy storage in reduced-hydropower systems in the American Southwest,” *Clean Energy*, vol. 3, no. 4, pp. 241–250, Dec. 2019, doi: 10.1093/ce/zkz018.

[4] Power Technology, “Wind Power in Chile,” 2024. [Online]. Available: https://www.power-technology.com/data-insights/wind-power-in-chile/

[5] S. Karimi, P. Musilek, and A. M. Knight, “Dynamic thermal rating of transmission lines: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91, pp. 600–612, Aug. 2018, doi: 10.1016/J.RSER.2018.04.001.

[6] Climate Tracker Latam, “Vertimiento de energía: el nudo que Chile necesita desatar,” 2024. [Online]. Available: https://climatetrackerlatam.org/historias/vertimiento-de-energia-el-nudo-que-chile-necesita-desatar/

[7] V. Chakrapani Manakari, S. Thengius, A. Tammanur Ravi, K. Morozovska, and P. Hilber, “Minimization of Wind Power Curtailment using Dynamic Line Rating,” in *2020 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)*, 2020, pp. 615–619. doi: 10.1109/ISGT-Europe47291.2020.9248934.

[8] Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), “Plataforma de Gestión de Permisos - Coordinador Eléctrico Nacional,” 2024. [Online]. Available: https://pgp.coordinador.cl/irequests/64c7fc3536d9ef5bbecaf477

[9] Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), “Procedimiento Interno: Diseño, Implementación y Operación de Automatismos para el Control de Transferencias en el SEN,” 2022. [Online]. Available: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/05/Procedimiento-Interno-Diseno-Implementacion-y-Operacion-de-Automatismos-para-el-Control-de-Transferencias-en-el-SEN_ver02.pdf

Comitê de Estudos C4 – Desempenho de sistemas de elétricos

AVALIAÇÃO DE CORTE DE CARGA EMERGENCIAL COMO RECURSO PARA AUMENTAR AS MARGENS DE SEGURANÇA DINÂMICA DOS SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

J.C. CAMELO*
ONS
BRASIL
jardelcamelo@ons.org.br

A.M. SILVA
ONS
BRASIL
asilva@ons.org.br

M.A. SILVEIRA
ONS
BRASIL
alzira@ons.org.br

L.A. HADDAD
ONS
BRASIL
luis.novais@ons.org.br

M.F. SILVA
ONS
BRASIL
magda@ons.org.br

B.P. ROSA
ONS
BRASIL
bruno.pestana@ons.org.br

Resumo *– Este estudo avalia o uso de uma ação emergencial de controle que consiste no Corte de Carga no contexto da desconexão de grandes troncos de interligação como meio de aumentar de forma significativa a resiliência do desempenho dinâmico do Sistema Interligado Nacional (SIN), sobretudo no que diz respeito ao comportamento da frequência do sistema. Com a redução gradual e constante da inércia, decorrente do aumento das fontes conectadas por meio de inversores eletrônicos, é importante que a utilização do corte de máquinas elétricas como recurso para aumento da margem de estabilidade dinâmica e consequente aumento dos limites das interligações seja reavaliada, quando possível, dada a importância da manutenção de máquinas síncronas no atual contexto de mudanças da matriz energética. A existência de Sistemas Especiais de Proteção que realizam o corte de geração em uma dada região exportadora, para a eventual ocorrência de grandes distúrbios no SIN, permite a utilização do dual dessa operação, ou seja, o corte de carga na região importadora, de forma a minimizar o corte de máquinas síncronas na rede elétrica com consequente aumento da resiliência e robustez do desempenho dinâmico.*

Palavras-chave: Corte de carga – Frequência – Sistema Especial de Proteção – Bipolos – Inércia – Intercâmbio de potência – Interligação – ERAC – Máquinas Síncronas

1 INTRODUÇÃO

Questões relacionadas ao aquecimento global têm impulsionado a instalação de novas usinas, que utilizam fontes de energia renováveis, em escala mundial, sobretudo as de origem solar e eólica. No Brasil, essa tendência tem motivado uma ampla revisão nas diversas atividades que compõem os processos de planejamento até a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). Neste contexto, um dos principais impactos está relacionado à redução da inércia, já que essas novas usinas, em sua grande maioria, se conectam ao sistema elétrico por meio de conversores eletrônicos, que não agregam inércia ao sistema, e provocam uma redução na alocação da geração convencional (usinas hidrelétricas e térmoelétricas).

Atualmente, o SIN dispõe de seis Bipolos de Corrente Contínua de Extra Alta Tensão que interligam às regiões Norte e Sul à região Sudeste/Centro-Oeste, caracterizando uma configuração *DC-Multi Infeed* na região Sudeste. A operação do sistema de transmissão em cenários de elevado intercâmbio entre os subsistemas, com a exploração do limite de transmissão dos Bipolos e da rede de transmissão CA, representa

um desafio adicional, sobretudo dada a possibilidade de contingência de um desses bipolos, que pode ser agravada com eventuais falhas de comutação nos inversores remanescentes. Em algumas dessas situações, são utilizados recursos de controle tais como o *Run-up*, que consiste em um aumento da potência no bipolo remanescente durante um determinado intervalo de tempo, com o objetivo de absorver toda ou parte da potência perdida na contingência. Dependendo das condições operativas, essa ação pode ser complementada com o corte de máquinas síncronas convencionais, com o intuito de viabilizar a manutenção da estabilidade do sistema e aumentar os limites de intercâmbio entre as regiões.

Os fatores supracitados têm o propósito de exemplificar condições que têm mudado a operação do SIN, agregando gradualmente uma maior complexidade em anos mais recentes. Adicionalmente, a perspectiva é de aumento da penetração de fontes conectadas por meio de inversores e a instalação de novos Bipolos de Corrente Contínua. Portanto, o objetivo do presente trabalho é propor uma ação de emergência adicional que consiste em uma nova abordagem de Sistemas Especiais de Proteção (SEP) que utiliza o corte de carga emergencial (CCE), em um contexto de resposta da demanda como um serviço ancilar, ou seja, cargas de consumidores eletrointensivos nas quais são instalados SEP para corte associado a eventos específicos caracterizados como grandes perturbações, com o intuito de melhorar o desempenho dinâmico do SIN.

As análises realizadas mostram que a utilização desse recurso adicional implica em ganhos significativos para a operação do SIN, sobretudo na ocorrência de eventos críticos, para os quais se dispõe, em geral, de corte de máquinas em grandes usinas.

Cumpre ressaltar que o CCE é um recurso cuja velocidade de resposta permite sua utilização de forma eficiente para reduzir as elevadas taxas de variação de frequência, que podem se manifestar após a perda de grandes blocos de geração. Além disso, tal recurso pode implicar em uma menor variação angular das máquinas, fato que contribui para elevar a margem de estabilidade transitória do SIN.

Ante o exposto, o corte emergencial de carga via recurso de resposta da demanda pode resultar em uma melhora significativa frente a determinados eventos críticos, com potencial de aumentar a segurança, confiabilidade, previsibilidade e resiliência do SIN em cenários de crescente complexidade.

2 RESULTADOS

Durante o primeiro semestre de cada ano a região Norte do país se apresenta com elevados excedentes de geração. Nesse período se configura o cenário de intercâmbio denominado: Norte Exportador (Nexp), onde existe a previsão de elevados fluxos de potência na rede CA que conecta os subsistemas Norte e Nordeste aos subsistemas Sudeste e Centro-Oeste. Adicionalmente, se verifica nesse período, a operação dos bipolos de Xingu na sua capacidade máxima, que é de 4.000 MW por bipolo, compondo 8.000 MW ao todo. Uma função objetivo nesse cenário é a máxima transferência de energia para a região Sudeste do país. Nessa condição operativa o evento mais crítico é a perda de um dos bipolos de Xingu. Para otimizar o uso da rede CA e CC, existe um Sistema Especial de Proteção (SEP) chamado de Lógica 3 que, para a contingência supracitada, realiza o comando de *Run-up* de potência no bipolo remanescente e aciona o corte de até 7 máquinas na Usina Hidrelétrica de Belo Monte (BM). Portanto, essa contingência pode implicar em um elevado desbalanço de potência para o SIN e, por sua vez, em uma acentuada excursão da frequência do sistema. Nas avaliações realizadas para esse cenário operativo, tem-se verificado, a partir das simulações, que nos patamares de carga leve, tal contingência resulta na atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC).

Para demonstrar esse desempenho, foi simulado o evento de perda do Bipolo Xingu-Terminal Rio, no patamar de carga leve, para a configuração de rede prevista para o ano de 2029, com os valores de intercâmbios detalhados na Fig.1. Essa perda motivou a atuação da Lógica 3 com o consequente corte de 7 máquinas em BM. Dado que cada máquina apresenta uma geração de 583 MW, o desbalanço é de aproximadamente 4.100 MW.

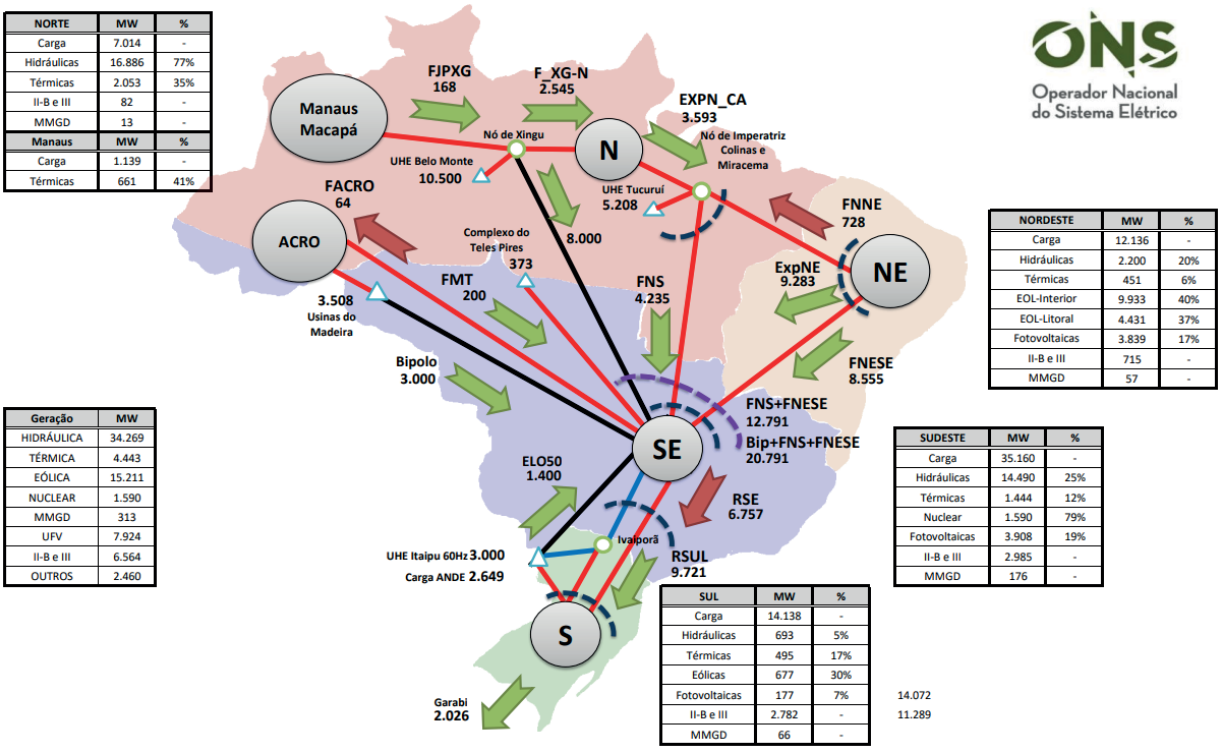


Fig. 1. Mapa do SIN com destaque para os intercâmbios praticados entre os subsistemas.

Como já informado, a Lógica 3 está associada à essa contingência e, para o valor de intercâmbio praticado, é previsto o corte de 7 máquinas na UHE BM. Esse corte de máquinas é necessário para a manutenção da estabilidade dinâmica do SIN. Com a perda do bipolo a região Sudeste observa um déficit de 4.000 MW de geração. O atendimento desta demanda seria realizado majoritariamente pela rede de transmissão que interliga o Norte do país à região deficitária. A Lógica 3 se encarrega de comandar o aumento de potência via Bipolo Xingu-Estreito (*Run-up*), até um valor máximo adicional de 50% do valor de regime, ou seja, de 4.000 MW o fluxo pode aumentar até 6.000 MW por um intervalo de cinco segundos. A maior parte do fluxo adicional necessário para restabelecer o intercâmbio se utilizaria da rede de transmissão em corrente alternada (CA), que opera em paralelo com o Bipolo de corrente contínua. Porém, devido ao carregamento já maximizado nesses circuitos, o incremento seria suficiente para instabilizar o sistema elétrico. Portanto, adicionalmente ao *Run-up* no bipolo remanescente é necessário o corte de 7 máquinas na UHE BM, para limitar o aumento de fluxo na interligação via rede CA. Esse SEP permite uma otimização do uso da rede de transmissão, viabilizando um maior intercâmbio entre as regiões do SIN.

Conforme já mencionado, a crescente penetração das fontes conectadas por meio de inversores eletrônicos tem deslocado a geração convencional e, naturalmente, reduzido a inércia sincronizada do sistema. A consequência mais direta é o impacto no desempenho da frequência durante grandes desbalanços entre carga e geração, como o evento supracitado. Alguns dos efeitos são taxas maiores de variação da frequência e o valor mínimo dessa grandeza vindo a ocorrer em um tempo cada vez menor. Para o ponto de partida simulado o desempenho da frequência está apresentado na Fig.2.

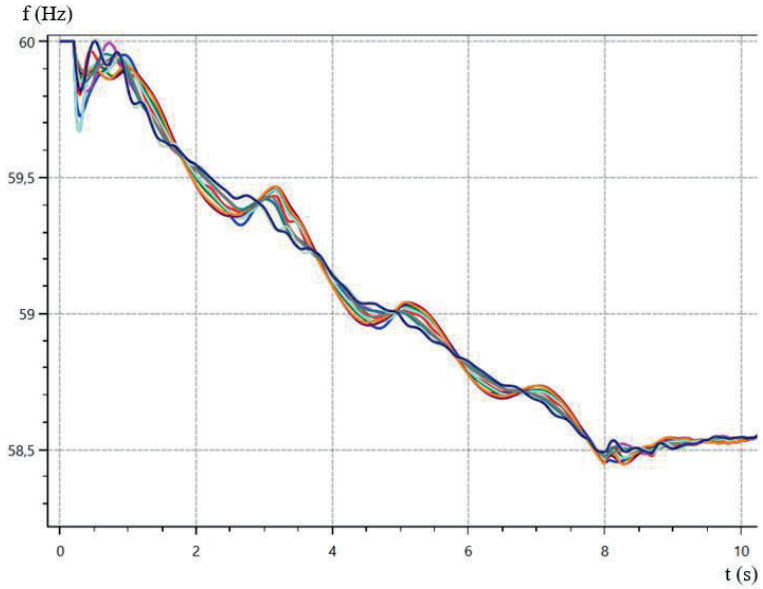


Fig. 2. Desempenho da frequência de algumas máquinas do Sudeste para a perda do Bipolo Xingu - Terminal Rio.

Atualmente, mesmo em patamares de carga mais elevada, caso o sistema opere com valores reduzidos de inércia, existe a probabilidade de atuação do ERAC para o evento de perda de bipolo com corte de 7 máquinas na UHE BM. Com a continuidade da expansão das usinas de fontes alternativas, a tendência é que algumas características desse desempenho sejam acentuadas, tais como o aumento da taxa de variação da frequência, que pode antecipar a atuação do ERAC na carga leve e, eventualmente implicar na atuação de estágios adicionais de corte de carga, além de aumentar a probabilidade de atuação nos demais patamares de carga.

O ERAC é um recurso importante que atua como retaguarda em relação às demais alternativas de controle do sistema, com o objetivo de restabelecer o equilíbrio entre a potência gerada e a demandada pela rede. O ajuste do montante de carga a ser cortado é previamente determinado e a atuação é sensibilizada por valores pré-definidos de frequência. O ERAC tem sua atuação dividida em estágios e foi recentemente reavaliado com o intuito de equalizar e atualizar as parametrizações em cada subsistema. Para o evento simulado foi verificada a atuação do primeiro estágio, após a frequência mínima atingir 58,5 Hz, com um corte total de carga de 3.100 MW.

Um ponto de atenção importante é que um corte de carga sobredimensionado em um sistema elétrico com inércia degradada, pode levar o desempenho da frequência de uma situação de subfrequência para uma sobrefrequência elevada com possibilidade de desligamento de Usina Termelétricas (UTE) e risco de desligamento de linhas de transmissão e até colapso sistêmico, como apresentado no evento simulado em [1].

Ainda no escopo de cenários com redução acentuada de inércia, outra questão importante é a utilização do corte de máquinas elétricas rotativas como recurso para manutenção da estabilidade dinâmica. Tendo em vista a tendencia de redução de inércia dos sistemas elétricos, medidas cujo resultado possa minorar o corte de máquina se tornam importantes, pois mantém em operação máquinas que contribuem com regulação inercial, regulação primária, nível de curto-circuito, recurso de potência reativa etc.
Inserido neste enredo, a proposta de CCE tem, inicialmente, os seguintes objetivos principais:

- ✓ Realizar um controle mais efetivo da taxa de variação da frequência e da frequência absoluta;
- ✓ Viabilizar o aumento da resiliência do sistema em cenários de máximo intercâmbio entre subsistemas;
- ✓ Minimizar a necessidade de corte de máquinas rotativas como recurso para aumento dos limites de intercâmbio;
- ✓ Minimizar/eliminar a atuação do corte de carga por meio do ERAC.

3 CONTROLE DE FREQUÊNCIA

Em vistas ao exposto no item anterior, o recurso de CCE foi ajustado a partir da detecção de curto-circuito em um dos Bipolos de Xingu, com o comando para o corte de carga de alguns consumidores eletrointensivos, na região Sudeste, sendo realizado 250 milisegundos após a aplicação do curto-circuito.

O montante de carga escolhido para o corte foi de 1.723 MW, ou seja, cerca de 55% da carga cortada via primeiro estágio do ERAC durante a simulação do evento sem o CCE, que foi de 3.100 MW. Essa carga foi selecionada entre 9 consumidores eletrointensivos da região Sudeste. Ressalta-se que esse grupo pode ser composto de diversas formas, entretanto, é necessário que o corte seja feito no sistema receptor do fluxo de potência. Será verificado, ao final das avaliações que a decisão do montante de carga a ser incluída no CCE está associada ao desempenho dinâmico pretendido. A escolha inicial teve o intuito de melhorar o desempenho e aumentar a margem de estabilidade dinâmica com um corte de carga significativamente menor que o realizado via atuação do ERAC.

Com a utilização do CCE associado à perda do Bipolo Xingu-Terminal Rio foi possível reduzir a taxa de variação da frequência, tendo em vista a redução do desbalanço resultante de potência com a inclusão do recurso, com significativa melhora do valor mínimo verificado e, por conseguinte, prescindir à atuação do ERAC. Esse desempenho pode ser visto na curva em azul da Fig.3.

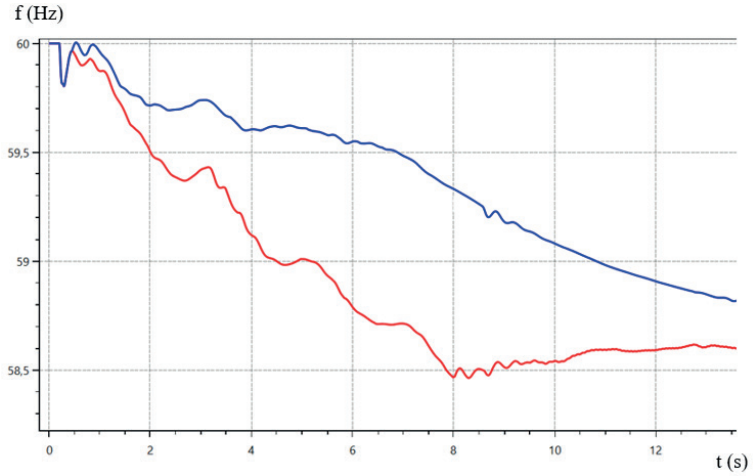


Fig. 3. Comparação do desempenho da frequência para a perda do bipolo sem (vermelho) e com (azul) a atuação do corte de carga emergencial.

4 AUMENTO DA RESILIÊNCIA DO SIN EM CENÁRIOS DE MÁXIMO INTERCÂMBIO ENTRE SUBSISTEMAS

Além da melhora no desempenho da frequência, decorrente da redução do desbalanço de potência, o corte de carga antecipado pode aumentar a margem de estabilidade dinâmica, com a redução da distância angular entre as unidades geradoras da região Norte e Sudeste/ Centro-Oeste, e viabilizar o aumento da resiliência do Sistema Interligado Nacional.

No instante da perda de um dos Bipolos de Xingu, a região Sudeste se torna deficitária enquanto a região Norte apresenta um excedente de potência elétrica que, por conseguinte, vai resultar em uma abertura angular adicional entre as máquinas destas regiões. O máximo intercâmbio entre esses subsistemas é ajustado de forma que, dinamicamente, essa abertura angular adicional não ultrapasse o limite de estabilidade das máquinas, com consequente perda de sincronismo. Com o corte antecipado de carga na região Sudeste, a partir do CCE, realiza-se uma redução da diferença angular entre os dois subsistemas, que poderia implicar em um intercâmbio de potência maior em regime normal de operação antes da contingência, em comparação ao desempenho sem a utilização do recurso proposto. A Fig.4 compara a variação angular na UHE Tucuruí, que se localiza na região Norte do país, durante o evento sem (curva em vermelho) e com (curva em azul) o recurso de CCE.

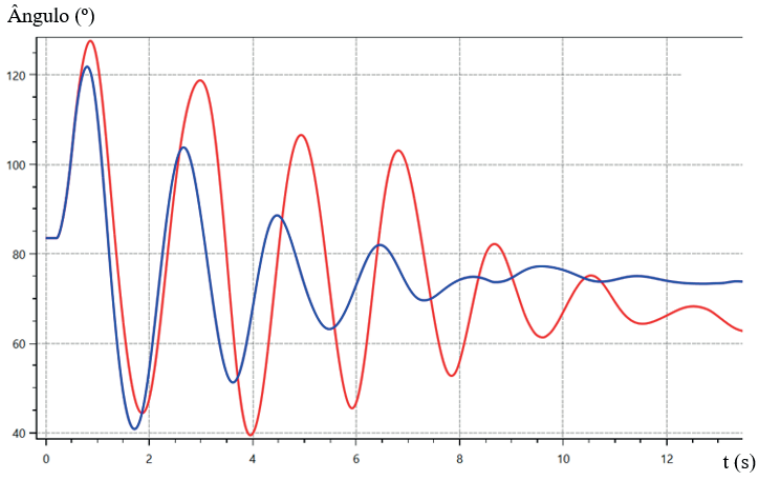


Fig. 4. Impacto do CCE no desempenho angular da UHE Tucuruí.

No caso de partida o limite de importação da região Sudeste a partir das regiões Norte e Nordeste, dado pelo somatório do fluxo de potência nos Bipolos de Xingu (BP Xingu), das interligações via rede CA entre o Norte e o Sudeste (FNS) e entre o Nordeste e o Sudeste (FNESE), é de 20.791 MW (BP Xingu + FNS + FNESE).

Com o aumento desse somatório para 21.192 MW, verifica-se o colapso do sistema. A curva de tensão na Subestação (SE) Miracema 500 kV para o caso estável e instável pode ser vista na Fig.5.

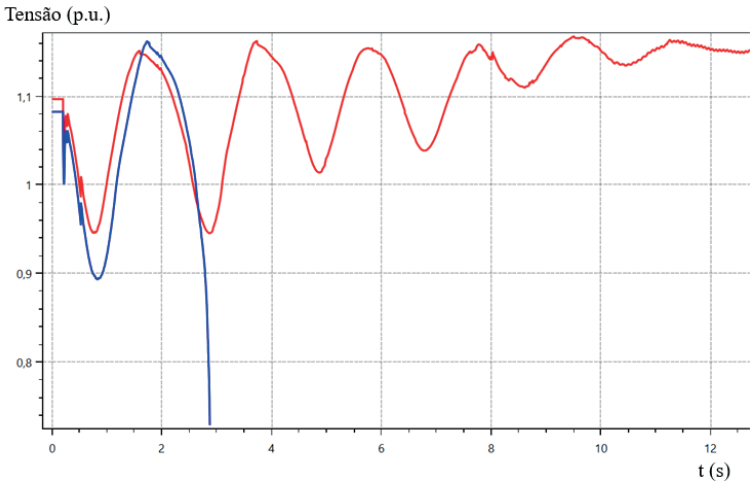


Fig. 5. Desempenho dinâmico (SE Miracema) do caso de partida (vermelho) e com aumento de intercâmbio.

Com o intuito de identificar o novo ponto de colapso do sistema, a partir da inclusão do recurso de CCE, obteve-se um somatório de 21.650 MW, que se mostrou estável e um valor de 21.916 MW instável, que estão apresentados na Fig.6.

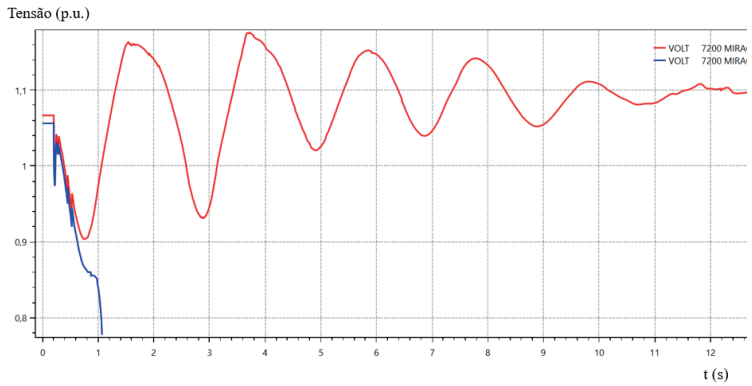


Fig. 6. Desempenho do caso com a adição do CCE estabelecendo um novo valor de limite e um novo ponto de colapso.

Dessa forma, tendo em vista a crescente complexidade operativa do SIN com uma quantidade cada vez maior de fontes conectadas via inversores eletrônicos, a recomendação é que esse aumento da estabilidade dinâmica seja utilizado em prol da resiliência da rede elétrica frente aos impactos que geralmente ocorrem como efeito colateral de grandes distúrbios. Um exemplo dessas ocorrências é a desconexão da geração conectada na distribuição, que tem sido verificado nos eventos mais recentes de perda de algum dos Bipolos de Xingu, e que tem o potencial de agravar de maneira significativa o desempenho dinâmico do SIN.

5 MINIMIZAR O CORTE DE MÁQUINAS ROTATIVAS

Uma alternativa decorrente do aumento da margem de estabilidade dinâmica, é a possibilidade de reduzir o número de máquinas cortadas na UHE Belo Monte com a manutenção do somatório de limite de intercâmbio. No caso em estudo foi possível reduzir o corte de 7 para 3 unidades. Na Fig.7 pode ser visto o desempenho da tensão na SE Miracema para a perda do Bipolo Xingu-Terminal Rio para o caso de partida (em vermelho) e após a redução do corte para 3 e 2 máquinas, sendo o primeiro estável e o segundo instável.

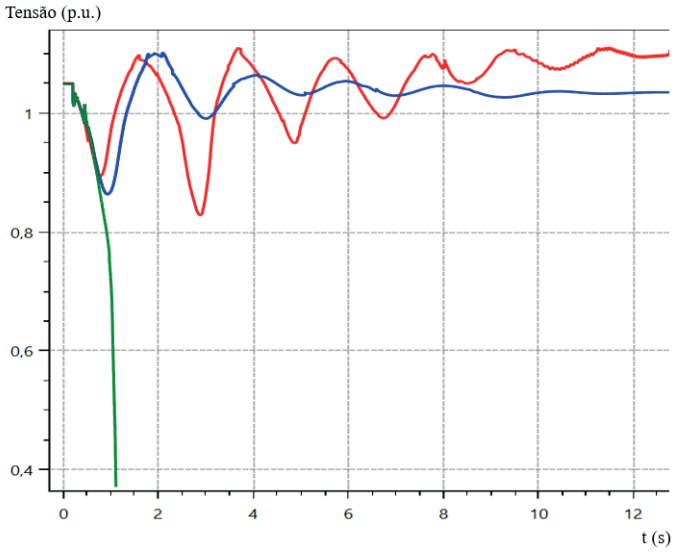


Fig. 7. Em vermelho o desempenho do caso de partida com o corte de 7 máquinas. Em azul e verde a inclusão do CCE, sendo o primeiro com um corte de 3 e o segundo de 2 máquinas.

A redução do número de máquinas cortadas apresenta uma série de benefícios sistêmicos. Como já mencionado, a manutenção de máquinas síncronas conectadas em sistemas com baixa inércia é importante para evitar uma maior degradação dessa grandeza. Adicionalmente, por se tratar de uma usina próxima a uma estação conversora, a redução do corte contribui para o nível de curto-circuito e para o suporte adicional de potência reativa, que é demandado durante a ação de *Run-up*.

Outra motivação sistêmica é a melhora significativa do desempenho da frequência, tendo em vista a redução mais significativa do desbalanço de potência que decorre da redução do número de máquinas desligadas,

aumentando de forma expressiva a margem de segurança dessa grandeza frente a incertezas que impactam seu desempenho. Na Fig.8 pode ser visto, na curva em vermelho, o desempenho da frequência do caso de partida, com a atuação do ERAC, na curva em azul a inclusão do CCE e na curva em verde o CCE com a consequente implementação da redução do corte de máquinas de 7 para 3 unidades.

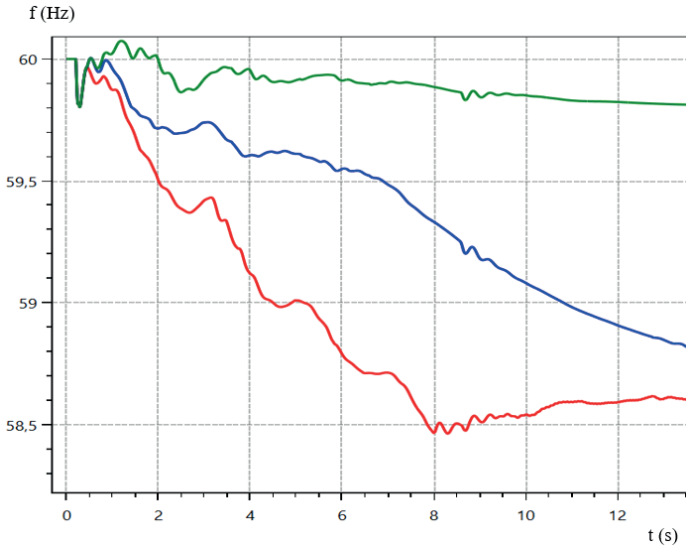


Fig. 8. Frequência do caso de partida (vermelho), com a adição do CCE (azul) e com a adição do CCE e a redução para apenas 3 máquinas cortadas.

Além dos benefícios sistêmicos, a redução do número de máquinas desconectadas de maneira intempestiva poupa o equipamento de um elevado esforço torcional, entre outros estresses, que impactam o tempo de vida útil do equipamento.

É relevante ressaltar que a inclusão do CCE pode aumentar de maneira significativa a flexibilidade operativa do SIN. Com o intuito de ilustrar esse benefício, foi adicionado ao rol de cargas cortadas, via CCE, um consumidor eletrointensivo do estado de Minas Gerais, cuja carga no caso é de 156 MW e um segundo no Espírito Santo de 171 MW. Com esse corte adicional, foi possível reduzir o número de máquinas desligadas na UHE BM para 2 unidades mantendo o valor de intercâmbio. Na Fig.9 pode ser visto, na curva em preto, o desempenho da frequência com o desligamento de apenas 2 máquinas.

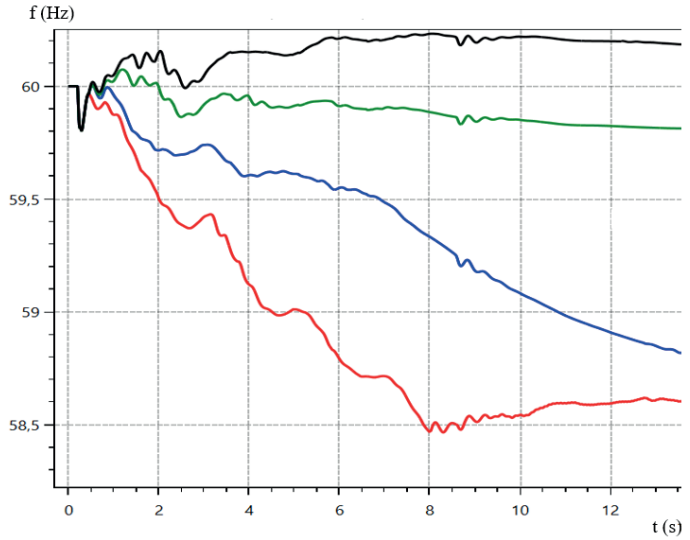


Fig. 9. Desempenho considerando a redução no corte de máquina devido ao aumento no montante de CCE.

Portanto, o recurso permite um grau interessante de flexibilidade a depender da função objetivo da sua aplicação, sobretudo diante da crescente complexidade advinda da mudança na matriz energética do SIN.

6 CONCLUSÕES

O Sistema Interligado Nacional se encontra em um momento de expressiva mudança em sua matriz energética, com o aumento crescente das fontes de geração que não agregam inércia ao sistema. Adicionalmente, a operação de bipolos, que transferem grandes blocos de energia entre os subsistemas, e resultam em uma configuração *Multi-infeed* na região Sudeste do país, aumentam a complexidade operativa do SIN, e enseja novos desafios ao operador, como por exemplo, a estabilidade de frequência e a maior exposição do sistema à atuação do ERAC.

Tendo em vista essas mudanças em curso, o recurso de Corte de Carga Emergencial se mostra muito eficaz no sentido de agregar uma maior previsibilidade e segurança, contornando o risco de um corte de carga desproporcional por meio do ERAC que possa resultar em sobrefrequências elevadas com risco de desligamento de usinas, tendo em vista cenários de inércia muito reduzida. Por outro lado, o CCE via recurso de resposta da demanda pode blindar a sociedade de atuações mais frequentes do ERAC.

Com a utilização do CCE, para o evento simulado, foi possível melhorar o desempenho da taxa de variação da frequência, agregando uma margem de segurança em relação às incertezas crescentes no SIN, tais como a constante redução da inércia, decorrentes do aumento das fontes alternativas, a desconexão de usinas na rede de distribuição, a ausência de resposta dos reguladores de velocidade das usinas termelétricas etc. Além disso, é importante mencionar que o corte de geração na região exportadora era um recurso de controle natural de sistemas baseados majoritariamente em máquinas síncronas para permitir o aumento da margem de estabilidade dinâmica e consequente aumento de intercâmbio de potência. Com as atuais mudanças na matriz elétrica nacional, a máquina síncrona se torna um recurso importante para a manutenção das características fundamentais para entrega de energia com a qualidade e segurança que são preconizadas nos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico. Portanto, é natural que novas alternativas sejam pensadas para manter o maior número possível de máquinas sincronizadas e ainda o uso otimizado da rede de transmissão. Vale ressaltar que existem medidas cujo efeito é similar ao CCE como, por exemplo, o uso de Sistemas de Armazenamento com resposta rápida que, para a mesma contingência do Bipolo de Xingu, possa ser acionado para injetar potência na região receptora. Uma segunda alternativa, cuja contribuição está mais associada a melhoria de desempenho da frequência mínima e, sobretudo da sua recuperação ao valor nominal, é o reajuste do estatismo das máquinas síncronas com uma redução dessa grandeza para aumentar a contribuição de potência ativa por meio da regulação primária durante eventos com grandes excursões de frequência, conforme avaliado em [1]. Contudo, para os objetivos propostos neste trabalho, o Corte de Carga Emergencial, por meio de um serviço ancilar prestado por consumidores eletrointensivos, pode representar um recurso relativamente barato tendo em vista os ganhos apresentados para o Sistema Interligado Nacional.

7 REFERÊNCIAS

[1] J.C. Camelo, F.A. Mourinho, P.H.L Santos, I.O. Barreto, T.M.L. Assis, “Melhoria do Controle de Frenquência do Sistema Interligado Nacional em Cenários com Massiva Geração Eólica via Aplicação de Recursos de Inércia Sintética, Compensadores Síncronos e Sistemas de Armazenamento de Energia”, XXV SNPTEE, Grupo de Estudos de Análise e Técnicas de Sistemas de Potência – GAT. Belo Horizonte, novembro de 2019.

Comité de Estúdios C4 – Desempeño técnico de sistemas de potencia

REDUCCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO CHILENO PARA SIMULACIONES DINÁMICAS EN SOFTWARES EMT Y HARDWARE-IN-THE-LOOP

J.I. CORNEJO*
Grupo Estudios Eléctricos
Chile
jose.cornejo@estudios-electricos.com

D.E. PERRONE
Grupo Estudios Eléctricos
Argentina
david.perrone@estudios-electricos.com

J.H.VIVES
Grupo Estudios Eléctricos
Argentina
javier.vives@estudios-electricos.com

P.I. SALGADO
Grupo Estudios Eléctricos
Chile
patricio.salgado@estudios-electricos.com

Resumen *– Los sistemas eléctricos de potencia, tradicionalmente dominados por máquinas sincrónicas, se han visto enfrentados a una creciente incorporación de tecnologías basadas en inversores de potencia. A diferencia de las máquinas sincrónicas convencionales, estos equipos poseen dinámicas rápidas y complejas que requieren de la incorporación de modelos detallados, en conjunto con una representación temporal en una ventana de tiempo más reducida. De esta forma, la necesidad de realizar estudios de transitorios electromagnéticos (EMT) en las redes eléctricas alrededor del mundo ha aumentado considerablemente. Dado que las herramientas actuales de simulación EMT presentan limitaciones computacionales, el modelado de todo un sistema eléctrico nacional en este dominio no suele ser una alternativa razonable. Además, las herramientas de reducción de red tradicionales, aplicadas en sistemas eléctricos de gran escala, no logran retener los aspectos esenciales de las dinámicas observadas en la red original. Por lo tanto, este trabajo propone el desarrollo de un modelo equivalente del Sistema Eléctrico Nacional de Chile (SEN) para realizar estudios específicos en el dominio EMT, de tal forma que el modelo equivalente corresponda a una fiel representación del comportamiento estático y dinámico de la red original en torno a las subestaciones donde se conectará la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre. El trabajo incluye el modelado de generación basada en inversores de potencia, sistemas FACTs, y generación sincrónica convencional, de tal forma que la complejidad computacional del modelo equivalente obtenido permita su implementación en sistemas Hardware-in-the-Loop (HIL).*

Palabras clave: SEN, Chile, estudios dinámicos, IBR, HVDC, EMT, HIL, RTDS.

1 INTRODUCCIÓN

La creciente penetración de equipos basados en inversores de potencia plantea desafíos significativos para el análisis y la operación de los sistemas eléctricos de potencia modernos. Estos equipos, al depender de la respuesta rápida de dispositivos basados en electrónica de potencia, alteran significativamente la dinámica de los sistemas eléctricos convencionales, cuya respuesta transitoria se encuentra gobernada por las dinámicas lentas de los generadores sincrónicos [1]. Por esta razón, los análisis basados en simulaciones de transitorios electromagnéticos (EMT) han demostrado ser fundamentales para estudiar el impacto de las tecnologías basadas en inversores de potencia sobre las redes eléctricas convencionales, especialmente bajo condiciones de red débil [2]. En particular, estas herramientas permiten modelar el comportamiento no lineal de los inversores de potencia y de sus controles, así como también las posibles interacciones entre estos equipos y el resto de la red, como oscilaciones subsincrónicas, resonancias armónicas, eventos en condiciones baja inercia,

* Dirección del autor principal

entre otros [3] [4]. Por el contrario, los análisis tradicionales a frecuencia fundamental (RMS) no son capaces de capturar estos fenómenos.

Si bien los análisis en el dominio EMT ofrecen un mayor nivel de detalle que el que pueden proporcionar los modelos RMS para capturar dinámicas rápidas y fenómenos no lineales, estos presentan limitaciones importantes al momento de trabajar con redes eléctricas de gran escala. En efecto, esto se debe a que las simulaciones EMT exigen altos requisitos computacionales producto del uso de pasos de simulación más acotados, junto con un mayor nivel de detalle en los modelos implementados [3]. Lo anterior se vuelve aún más complejo para el caso de sistemas de potencia de gran escala, los cuales poseen múltiples puntos de generación y demanda. En este contexto, la reducción de redes se posiciona como una herramienta fundamental, puesto que permite generar modelos simplificados de una red compleja, los cuales conservan las características esenciales del sistema original. En particular, las redes equivalentes deben ser capaces de preservar niveles de cortocircuito, condiciones de flujo de carga y la respuesta dinámica de las tensiones y frecuencia en diversos puntos de la red [5].

El presente trabajo propone el desarrollo de una metodología de reducción de red aplicada al Sistema Eléctrico Nacional de Chile, utilizando como punto de partida la base de datos publicada por el operador de red chileno para efectos de análisis en el dominio RMS. Este enfoque tiene como objetivo generar un modelo simplificado que sirva como insumo para estudios en simuladores EMT, permitiendo evaluar con un mayor nivel de detalle el impacto de los equipos basados en inversores de potencia bajo condiciones específicas. Es importante destacar que, aunque este modelo ofrece una herramienta útil para análisis particulares, su aplicación debe realizarse dentro de los límites definidos por su diseño.

2 METODOLOGÍA DE REDUCCIÓN DE RED

El procedimiento general para construir un equivalente dinámico y estático de un sistema de potencia a gran escala para análisis de transitorios electromagnéticos, puede dividirse en los siguientes pasos:

1. Definición de la zona a retener y del sistema a reducir en base a una frontera.
2. Reducción estática del sistema de transmisión de la zona a reducir.
3. Agrupación de generadores sincrónicos e inversores de potencia reducidos en grupos coherentes.
4. Incorporación de modelos dinámicos para las máquinas representativas de cada grupo coherente.
5. Ajuste de parámetros de la red equivalente, como parámetros de control en generadores e inversores.
6. Traducción del modelo a un software de dominio EMT.

2.1 Definición de la Zona Retenida y Reducida

En lo que respecta a una reducción de red, y tal como se muestra en la Fig. 1, la red original se divide en 3 partes principales:

- El subsistema que debe ser retenido.
- El subsistema que será reducido.
- El sistema de transmisión que vincula ambos subsistemas.

Además, es importante aclarar que el subsistema que va a ser reducido debe encontrarse interconectado. Es decir, dicho subsistema no debe contar con zonas aisladas.

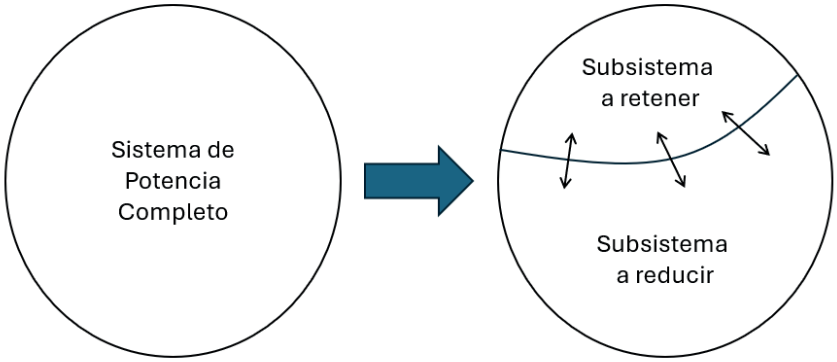


Fig. 1. División de un sistema eléctrico de potencia completo.

2.2 Reducción Estática de Red

Tras definir una frontera sin vinculaciones externas entre la zona retenida y la zona reducida, se procede a simplificar la red utilizando una técnica de reducción. En este caso particular, se aplica la técnica del equivalente de Ward. Esta técnica se basa en que las matrices de admitancias del sistema retenido, para las posiciones que corresponden a la frontera con el sistema reducido, deben ser equivalentes en ambos sistemas, de forma tal que la red equivalente mantenga tanto las condiciones de flujo de potencia como los niveles de cortocircuito de la red original [6]. Cabe destacar que este método representa tanto la generación como la demanda del sistema reducido por medio de fuentes de tensión, cuya impedancia se calcula para que las matrices de admitancias de ambas redes coincidan en su frontera.

Una de las principales ventajas del método de Ward es que conserva el desempeño estático del sistema reducido sin complejizar la red. Sin embargo, la creación de fuentes de tensión con frecuencia fija para suplir la generación y/o la demanda de la red suele derivar en que el desempeño dinámico del sistema reducido difiera significativamente del sistema original. Lo anterior es aún más relevante en aquellos casos donde la red original no es lo suficientemente fuerte como para suponer que la frecuencia es fija. Por esta razón, es necesario reemplazar estas fuentes de tensión por generadores equivalentes. Para lograrlo, se ocupa el método de agregación de máquinas descrito en la sección 2.3.

2.3 Agrupación de Generadores Sincrónicos e Inversores de Potencia

La teoría para agrupar un conjunto de máquinas en grupos coherentes se aborda exhaustivamente en el Capítulo 2 de [7]. El procedimiento general consiste en formar grupos de generadores por medio de criterios dinámicos y/o estáticos, de tal forma de agregar las máquinas de cada grupo en un solo generador equivalente. Además, la inyección de potencia, la inercia y la capacidad nominal de cada generador equivalente es representativa de su grupo, según las siguientes ecuaciones [8]:

- Capacidad y despacho de cada generador equivalente:

$$S_{eq} = \sum_i S_i \tag{1}$$

$$P_{eq} + Q_{eq} = \sum_i P_i + \sum_i Q_i \tag{2}$$

- Constante de tiempo de inercia de cada generador equivalente:

$$T_h = \frac{\sum_i T_{h\,i} \cdot S_i}{\sum_i S_i} \tag{3}$$

De esta forma, se obtiene una red agregada en la que los generadores equivalentes aseguran un flujo balanceado y una representación adecuada tanto de los niveles de cortocircuito de la red, como de la inercia sistémica. En particular, esto permite establecer las bases para que el desempeño dinámico del modelo reducido sea consistente con las características esenciales del modelo original (ver Fig. 2).

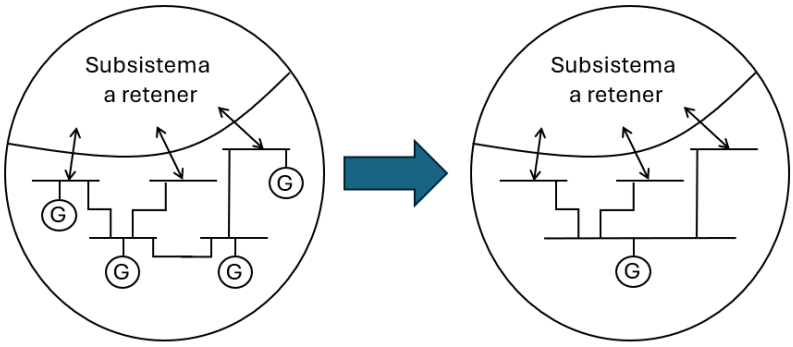


Fig. 2. Agrupación de generadores en un generador equivalente.

2.4 Incorporación de Modelos Dinámicos

La incorporación de modelos dinámicos a los generadores equivalentes se realiza en base al tipo de generadores que pertenecen a cada grupo. Por ejemplo, si un grupo de máquinas está conformado principalmente por centrales hidráulicas, el modelo dinámico de dicho generador equivalente debe representar fielmente las dinámicas de este tipo de tecnología. En particular, los detalles de cómo incorporar modelos dinámicos a un generador equivalente se profundizan en el Capítulo 2 de [7].

2.5 Ajuste de Parámetros en la Red Equivalente

Dada la complejidad inherente a los modelos de generadores sincrónicos y de inversores de potencia, en conjunto con sus sistemas de control asociados, se propone el uso de metaheurísticas de optimización para lograr una parametrización fina de estos modelos. En particular, se ocupa el algoritmo de optimización por enjambre de partículas (Particle Swarm Optimization, PSO, por sus siglas en inglés) para realizar la sintonización de los controles asociados a los generadores equivalentes. Este enfoque permite ajustar un conjunto de parámetros previamente definidos mediante una función de ajuste, lo cual permite obtener un punto óptimo dentro de las restricciones establecidas [9] [10].

2.6 Traducción de Equivalente RMS a Dominio EMT

La metodología de traducción entre simuladores dependerá exclusivamente de los simuladores proveedores utilizados. Sin embargo, de manera general, se sugiere emplear modelos que sean compatibles y que estén disponibles en ambos programas para facilitar el proceso.

3 CASO DE ESTUDIO

El caso de estudio que aborda este trabajo se refiere al Sistema Eléctrico Nacional de Chile. La base de datos utilizada corresponde a la información dispuesta en el portal del operador del sistema interconectado de Chile [11]. Para garantizar la convergencia de los eventos analizados, se realizaron diversas adecuaciones a la base de datos, las cuales no se detallan en este documento por encontrarse fuera de su alcance. Además, se definió un escenario nocturno proyectado al año 2030 como referencia para el análisis del equivalente eléctrico. Dicho escenario es suficientemente genérico y posee una amplitud de tecnologías que permiten su adaptabilidad a diferentes condiciones.

En este estudio, la frontera entre la red retenida y la red reducida se definió en la subestación Kimal para los niveles de tensión de 220 kV y 500 kV en el extremo norte de la red, y en la subestación Lo Aguirre

para los mismos niveles de tensión en el centro del sistema. Además, se consideró la subestación Polpaico a nivel de 500 kV como parte de la red retenida. Para agrupar la generación, se tomó en cuenta la distribución geográfica de los recursos en la red chilena. En el norte, se priorizó la retención de generación sincrónica basada en combustibles fósiles, mientras que en el sur se consideró una proporción significativa de generación hidroeléctrica sincrónica. Asimismo, se incluyó la generación eólica localizada en el Norte Chico, reflejando las características específicas de los recursos disponibles en esa región.

La Fig. 3 presenta la versión reducida del Sistema Eléctrico Nacional en el dominio RMS. En esta representación se incluyen los terminales de 220 kV y 500 kV, las líneas de transmisión de 500 kV entre Lo Aguirre y Polpaico, los transformadores en ambas subestaciones frontera, y los generadores sincrónicos equivalentes (1 en Fig. 3). También se muestra el generador estático equivalente que representa los recursos basados en inversores, el cual está modelado con un controlador WECC (2 en Fig. 3), así como los consumos equivalentes (3 en Fig. 3) y las impedancias de vinculación necesarias para mantener la coherencia del modelo. Cabe destacar que este escenario considera la operación del enlace HVDC LCC entre Kimal y Lo Aguirre (identificado como "4" en Fig. 3). Los extremos del enlace se modelaron mediante generadores estáticos que operan dinámicamente como fuentes de corriente y filtros, representando los sistemas asociados al enlace HVDC.

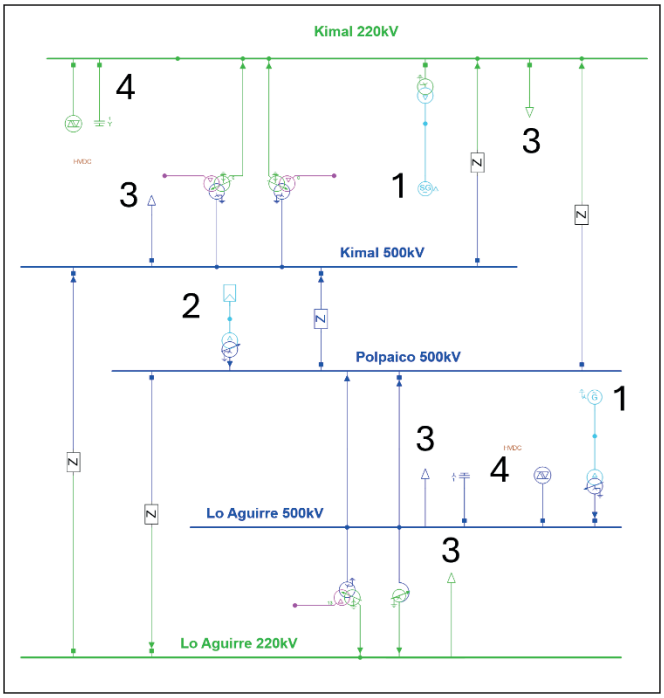


Fig. 3. Sistema Eléctrico Nacional reducido en dominio RMS.

La Fig. 4 presenta la versión traducida al dominio EMT, manteniendo los mismos elementos destacados en la figura anterior. Similar a la representación en el dominio RMS, la generación basada en inversores utiliza un modelo WECC, mientras que el resto de los generadores se representan mediante modelos equivalentes consistentes con los empleados en el dominio RMS. Además, la parametrización de estos modelos se llevó a cabo de manera equivalente para lograr un desempeño estático y dinámico comparable entre ambos dominios, buscando coherencia en los resultados y precisión en el análisis.

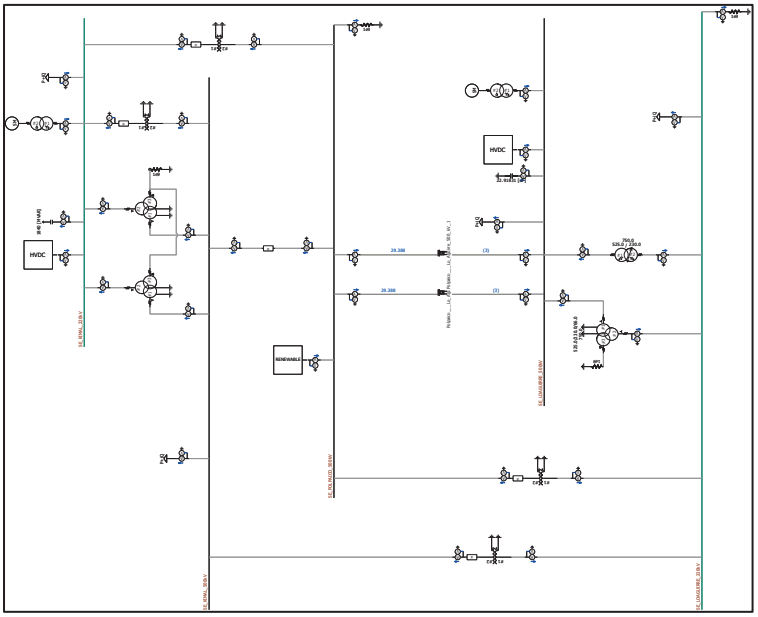


Fig. 4. Sistema Eléctrico Nacional reducido en dominio EMT.

4 VALIDACIÓN

Para evaluar la validez del equivalente de red, se realizó un análisis comparativo que permite verificar que los comportamientos estático y dinámico del sistema completo y del sistema reducido presentan un alto grado de similitud. Este análisis incluye la ejecución de una serie de pruebas estáticas y dinámicas en ambas redes, con el objetivo de verificar la consistencia en su respuesta (ver TABLA I).

TABLA I. PRUEBAS PARA VALIDAR EQUIVALENTE DE RED DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL DE CHILE

Prueba	Naturaleza de la prueba	Lugar de la prueba	Duración	Impedancia [ohm]
Flujo de potencia	Estática	Terminales retenidos	-	-
Cortocircuito (Método Completo)	Estática	Terminales retenidos	-	0
Cortocircuito trifásico	Dinámica	Lo Aguirre 500kV	120ms	0
Cortocircuito trifásico	Dinámica	Kimal 220kV	120ms	6

5 RESULTADOS

En esta sección se presentan los resultados obtenidos a partir de las verificaciones descritas en el capítulo anterior, organizados en dos apartados principales. En primer lugar, se detallan los hallazgos correspondientes a la comparación de simulaciones estáticas entre el sistema completo y su versión reducida, los cuales, dada su naturaleza, se presentan en forma tabular. En segundo lugar, se analizan los resultados de las simulaciones dinámicas, empleando el mismo enfoque comparativo, pero representados mediante figuras en el dominio del tiempo, que ilustran el grado de similitud en la respuesta de ambas redes frente a los eventos analizados.

5.1 Simulaciones Estáticas

5.1.1 Flujo de Potencia

Los resultados presentados en la TABLA II demuestran una alta precisión en la representación del sistema equivalente en comparación con la red original, tanto en magnitudes como en ángulos de tensión. Este desempeño refleja la efectividad de la técnica de reducción de red estática basada en el método de Ward. La

similitud observada es especialmente destacable en puntos estratégicos de la red reducida, como las subestaciones Kimal y Lo Aguirre. Adicionalmente, los resultados de esta tabla confirman la validez del modelo equivalente en términos de flujo de potencia, estableciendo una base sólida para el cálculo de las condiciones iniciales necesarias en simulaciones dinámicas.

TABLA II. COMPARACIÓN DE MAGNITUDES Y ÁNGULOS DE TENSIÓN OBTENIDOS ENTRE LA RED ORIGINAL Y EQUIVALENTE DE RED EN DOMINIO FASORIAL

Subestación	**Magnitud de Tensión**		**Ángulo de Tensión**		**Diferencia Absoluta**	
	Original [p.u.]	**Equivalente [p.u.]**	**Original [grados]**	**Equivalente [grados]**	**Magnitud [p.u.]**	**Ángulo [grados]**
KIMAL 220 kV	1,025	1,025	-14,90	-14,80	0,000	0,10
KIMAL 500 kV	1,029	1,027	-14,30	-14,30	-0,002	0,00
LO AGUIRRE 220 kV	1,010	1,009	-11,80	-11,80	-0,001	0,00
LO AGUIRRE 500 kV	1,005	1,005	-9,60	-9,60	0,000	0,00
POLPAICO 500 kV	1,006	1,006	-9,70	-9,70	0,000	0,00

5.1.2 Cortocircuito – Método Completo

Los resultados presentados en la TABLA III evidencian errores absolutos iguales o menores a 100 A, y errores relativos inferiores al 2%. Esto permite concluir que se ha logrado una correspondencia cercana en las corrientes de falla. Cabe destacar que los errores asociados a las corrientes de cortocircuito son proporcionalmente mayores que los observados en el flujo de potencia. Esta discrepancia se debe a la eliminación de impedancias de vinculación con bajas transferencias y a que los algoritmos de optimización, encargados de parametrizar las reactancias de generadores priorizan el desempeño dinámico del sistema sobre simulaciones estáticas, como las de cortocircuito.

TABLA III. COMPARACIÓN DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO OBTENIDOS ENTRE LA RED ORIGINAL Y EQUIVALENTE DE RED EN DOMINIO FASORIAL

Subestación	**Original**	**Equivalente**	**Diferencia Absoluta**	**Diferencia Relativa**
	Ikss [kA]	**Ikss [kA]**	**Ikss [kA]**	**[%]**
KIMAL 220 kV	3,222	3,170	-0,052	-1,654
KIMAL 500 kV	5,951	5,851	-0,100	-1,712
LO AGUIRRE 220 kV	3,036	2,983	-0,053	-1,784
LO AGUIRRE 500 kV	5,514	5,425	-0,089	-1,632
POLPAICO 500 kV	5,501	5,403	-0,098	-1,814

5.2 Simulaciones Dinámicas

5.2.1 Cortocircuito Trifásico 0.2ohm – 120ms – Subestación Kimal 220kV

La Fig. 5 muestra los resultados de la simulación de una falla de baja impedancia en la subestación Kimal, considerando tres configuraciones de red: la red completa en el dominio RMS, su equivalente reducido en el mismo entorno de simulación, y la red equivalente traducida al dominio EMT. Los resultados evidencian una notable similitud en la respuesta dinámica de las tres configuraciones, especialmente en la evolución de la tensión durante la falla y su posterior recuperación, las cuales son consistentes con el comportamiento de la red original en ambos casos reducidos. Sin embargo, se identificaron ligeras oscilaciones discrepantes en la transferencia de potencia activa en el dominio EMT, atribuibles al funcionamiento del lazo de seguimiento de fase (Phase-Locked Loop, PLL) utilizado para representar el enlace HVDC como una fuente de corriente controlada en dicho terminal.

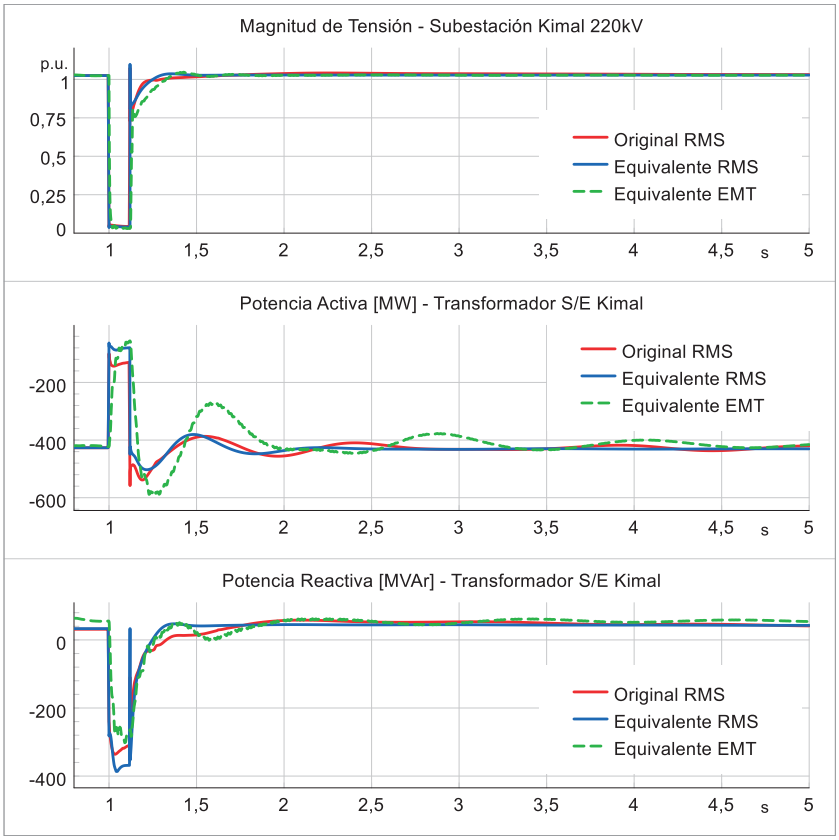


Fig. 5. Resultados de simulación dinámica en red completa y versiones reducidas en dominio RMS y EMT. Falla trifásica de baja impedancia en S/E Kimal.

5.2.2 Cortocircuito Trifásico 40ohm – 120ms – Subestación Lo Aguirre 500kV

La Fig. 6 muestra los resultados obtenidos al simular una falla de alta impedancia en la subestación Lo Aguirre. Similar a lo observado en la simulación de la falla de baja impedancia, los resultados revelan una alta concordancia en la respuesta dinámica entre las tres configuraciones.

Durante la incursión de la tensión provocada por la falla, se puede observar que ambos equivalentes, RMS y EMT, reproducen con fidelidad el nivel de cortocircuito dinámico de la red original. Además, la recuperación de la tensión tras la eliminación de la falla muestra un comportamiento coherente entre las tres configuraciones, lo que sugiere que las características dinámicas fundamentales de la red original han sido conservadas en los modelos equivalentes. Con respecto a las transferencias de potencia activa y reactiva, en la Fig. 6 se observa que las diferencias en el dominio EMT para la falla de baja impedancia se reducen. Esto sugiere que este equivalente dinámico podría desempeñarse de manera aún más precisa ante perturbaciones menos críticas.

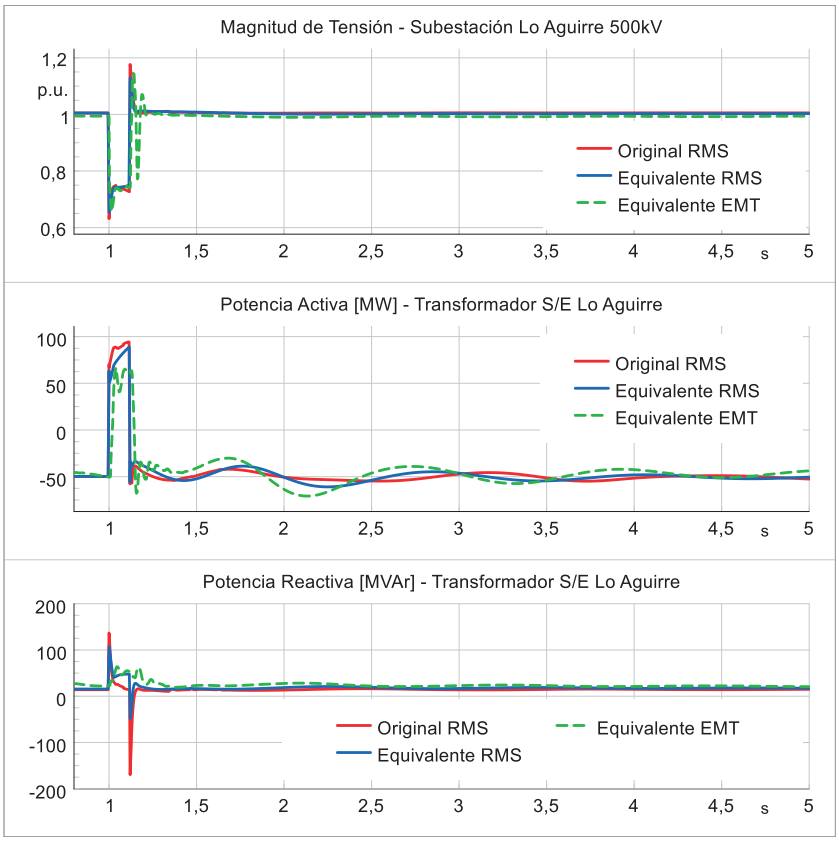


Fig. 6. Resultados de simulación dinámica en red completa y versiones reducidas en dominio RMS y EMT. Falla trifásica de alta impedancia en S/E Lo Aguirre.

6 CONCLUSIONES

Con base en los antecedentes y resultados presentados en este trabajo, se verifica que tanto la metodología desarrollada, como el modelo equivalente en el dominio EMT para el Sistema Eléctrico Nacional de Chile (SEN), consiguen un balance satisfactorio entre nivel de detalle y precisión de los resultados. Lo anterior se alinea con el objetivo principal de este trabajo, que consiste en equilibrar la fidelidad del desempeño dinámico observado en la red equivalente, con el grado de simplificación necesario para optimizar su uso en estudios dinámicos específicos en el dominio EMT.

Cabe destacar que el caso de estudio presentado en este documento se desarrolló priorizando la simplificación del sistema original, minimizando la pérdida de información crítica y evitando desviaciones que pudieran comprometer la fidelidad del modelo equivalente. Si bien los resultados de las validaciones realizadas en el dominio EMT fueron positivos, es importante destacar que este modelo no debe interpretarse como un insumo aplicable para cualquier tipo de estudio. En el caso de aplicaciones que involucren interacciones con dispositivos de electrónica de potencia y/o generación sincrónica, es fundamental considerar una frontera más amplia que permita una representación detallada de estos elementos. Por lo tanto, cada tipo de aplicación debe asegurar el desarrollo de modelos equivalentes coherentes para los fines del estudio y adaptados a los requerimientos particulares del análisis.

Finalmente, se concluye que el modelo desarrollado no solo conserva las características esenciales de la red original, sino que también reduce significativamente las limitaciones computacionales que podría implicar su representación en un simulador EMT, a través de una representación mínima de los componentes relevantes para la dinámica del sistema. Además, este desarrollo permite capturar fenómenos de alta frecuencia y su interacción con sistemas de respuesta más lenta, como generadores sincrónicos convencionales. En consecuencia, el modelo se presenta como una herramienta eficiente para estudios dinámicos en el dominio EMT, incluyendo simulaciones Hardware-in-the-Loop (HIL), contribuyendo al análisis de los sistemas eléctricos de potencia modernos. No obstante, se recomienda su uso en aplicaciones bien delimitadas y bajo condiciones controladas, asegurando la precisión y relevancia de los resultados obtenidos.

7 REFERENCIAS

[1] CIGRÉ Working Group C4.56, Impact of High Penetration of Inverter-based Generation on System Inertia of Networks, CIGRÉ Technical Brochure 851, 2021.

[2] CIGRÉ Working Group B4.62, Connection of wind farms to weak AC networks.

[3] CIGRÉ Joint Working Group C6.35, "Modelling of Inverter-Based Generation for Power System Dynamic Studies," CIGRÉ Technical Brochure 727, Apr. 2018.

[4] NERC, "Odessa Disturbance Report," Reliability Guideline, North American Electric Reliability Corporation, 2022.

[5] S. Subedi et al., "Review of Methods to Accelerate Electromagnetic Transient Simulation of Power Systems," IEEE Access, vol. 9, pp. 89714–89731, 2021.

[6] DIgSILENT GmbH, PowerFactory 2023 User Manual, Gomaringen, Germany, 2023.

[7] J. H. Chow, Power System Coherency and Model Reduction, vol. 94, Power Electronics and Power Systems, Springer, 2012. DOI: 10.1007/978-1-4614-1803-0.

[8] M. L. Ourari, L.-A. Dessaint, and V.-Q. Do, "Dynamic Equivalent Modeling of Large Power Systems Using Structure Preservation Technique," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 21, no. 3, pp. 1284-1295, Aug. 2006.

[9] K. R. Sudha, V. S. Vakula and R. Vijayasanthi, "Particle Swarm Optimization in Fine Tuning of PID Fuzzy Logic Power System Stabilizer," 2009 International Conference on Advances in Computing, Control, and Telecommunication Technologies, Bangalore, India, 2009.

[10] A. Stativă, M. Gavrilaş and V. Stahie, "Optimal tuning and placement of Power System Stabilizer using Particle Swarm Optimization algorithm," 2012 International Conference and Exposition on Electrical and Power Engineering, Iasi, Romania, 2012.

[11] Coordinador Eléctrico Nacional, "Bases de Licitación para la Adjudicación de los Derechos de Ejecución y Explotación del Proyecto Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre contemplada en el Decreto Exento N°231 de 2019, modificado por los Decretos Exentos N°163 de 2020 y N°83 de 2021, todos del Ministerio de Energía. Anexo 6: Power Factory DigSilent, Base de Datos, Escenarios y Casos de Simulación," Santiago de Chile, May 2021.

VIII. Comités de Estudio

C5

Comitê de Estudos C5 – Mercados de Eletricidade e Regulação

DESAFIOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS SOB A ÓTICA REGULATÓRIA PARA A INTEGRAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO – INOVAÇÕES NECESSÁRIAS E LIÇÕES MUNDIAIS A SEREM INCORPORADAS

E. H. ELLERY FILHO*
Unifei
Brasil
e.elleryfilho@gmail.com

J.W. MARANGON LIMA
Unifei
Brasil
jwmarangonl@gmail.com

Resumo *– Este artigo técnico apresenta evolução e propostas de encaminhamento dos aspectos técnicos e regulatórios da Mini e Microgeração Distribuída - MMGD, destacando os principais vetores de seu exponencial crescimento sem a necessária visibilidade e controlabilidade para os operadores do Sistema Elétrico Brasileiro. O foco do artigo está na reversão dessa realidade, tornando positiva a inserção de MMGD no médio e longo prazo. Serão comparadas experiências internacionais, principalmente Austrália, California e Texas, buscando as melhores práticas para os aprimoramentos técnicos, regulatórios e de mercado a serem propostos para o Brasil. Adicionalmente, será discutido o papel singular da minigeração distribuída, experiência caracteristicamente brasileira, com significativo impacto no crescimento da MMGD.*

Palavras-chave: Minigeração – Microgeração – Geração Distribuída – Gerador Fotovoltaico – Inversor – Regulação – Mercado de Energia – Tarifa de Distribuição – Plano Decenal de Expansão

1 INTRODUÇÃO

A MMGD, como afirmado pela Empresa de Pesquisas Energéticas – EPE [1], pode ser classificada como uma inovação descontínua, pois envolve "*a introdução de um produto inteiramente novo, alterando significativamente os padrões de comportamento do consumidor*". Essa posição é decorrência do levantamento feito pela EPE em escala mundial, podendo classificar esse tipo de evento como disruptivo, atribuído em grande parte ao barateamento dos geradores fotovoltaicos a base de inversores e aos incentivos na busca da descarbonização da matriz energética, adotados mundialmente.

Seu arcabouço regulatório no Brasil, sincronizado com iniciativas semelhantes a outros mercados mundiais, inicia-se na com a Resolução Normativa ANEEL 482/2012, com ajustes e discussões que vieram até 2019, incluindo estudos e materiais objetos de consultas públicas.

No entanto, no Brasil, devido ao ganho de escala em termos de volume e impacto dos negócios associados à MMGD, dado os incentivos agregados à regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL entre 2012 e 2017, a partir de 2019 a condução do tratamento da MMGD dentro do Setor Elétrico Brasileiro – SEB foi avocada para si pelo poder legislativo. Assim, após um o processo inerente a esse tipo de iniciativa, foi promulgada a Lei 14.300/2022 que passou a se constituir como o principal marco regulatório da MMGD no Brasil.

A experiência em outros países, embora tendo muitas semelhanças, em suas fases iniciais, com o que aconteceu no Brasil, devido ao esforço para incentivar essa interessante opção de aproveitamento de energia solar no suprimento elétrico de maneira distribuída, acaba se diferenciando em função das distintas estruturas de mercado existentes e dos arranjos e instituições envolvidas nos processos decisórios de cada um deles.

*e.elleryfilho@gmail.com; SRTVS Q. 701 bl. O nº 110 sl. 868, Brasília DF 70340-000; +55 (61) 98124-2851

Pela semelhança em escala ou impacto com o caso brasileiro, bem como por cada um ter estratégias e experiências que merecem ser registradas como lições a serem aproveitadas, no presente artigo técnico serão tratados os casos da região oeste da Austrália, da California e do Texas.
Portanto, o desenvolvimento desse artigo apontará os principais desdobramentos e evoluções no campo da MMGD tanto no Brasil quanto no oeste da Austrália, na California e no Texas. Serão enfatizados os principais motivadores do forte crescimento da geração distribuída de origem solar verificada em todos os casos e extraídas conclusões e recomendações a serem aplicadas para um caminho mais consistente de crescimento sustentável, ordenado e harmônico, com aderência ao movimento de transição energética global em marcha.

2 DESENVOLVIMENTO DA MMGD NO BRASIL

O desenvolvimento da MMGD no Brasil se teve três importantes impulsionadores: (i) o movimento global "*para incentivar a geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes renováveis de energia, conectada na rede de distribuição*", conforme voto condutor da primeira regulamentação emitida[1]; (ii) a crescente preocupação geral com o aquecimento global causado pelo efeito estufa, que levaram, pouco depois, ao Acordo de Paris em 2015 [2]; e (iii) a visão do Regulador de estabelecer "*um incentivo inicial aos produtores*", "*pois o custo da geração solar ainda*" era então elevado, na busca de "*um processo de ganhos de escala e evolução tecnológica que" tenderia "a promover a diminuição desses custos*"[1].

2.1 Histórico e Projeções do Crescimento da MMGD no Brasil

O Brasil desenvolve anualmente os Estudos do Plano Decenal da Expansão de Energia (PDE), projetando no horizonte de 10 anos as necessidades elétricas e energéticas do sistema, visando manter seu funcionamento confiável e seguro e servindo como base para a implementação tempestiva de empreendimentos e ações que atendam o objetivo requerido.
Tendo a MMGD ganhado destaque expressivo no panorama energético brasileiro, o PDE 2034 [3] ao dedicar um caderno específico para a MMGD e baterias, forneceu um resumo do histórico da MMGD no Brasil, inclusive afirmando que ela "*está se tornando protagonista da expansão da capacidade instalada no Brasil. Em 2023, pelo terceiro ano seguido, a fonte solar distribuída superou a expansão de todas as demais fontes, em termos de capacidade instalada*". Para ilustrar essa afirmação a Fig. 1, a seguir, reproduz dois importantes gráficos constantes do PDE 2034.

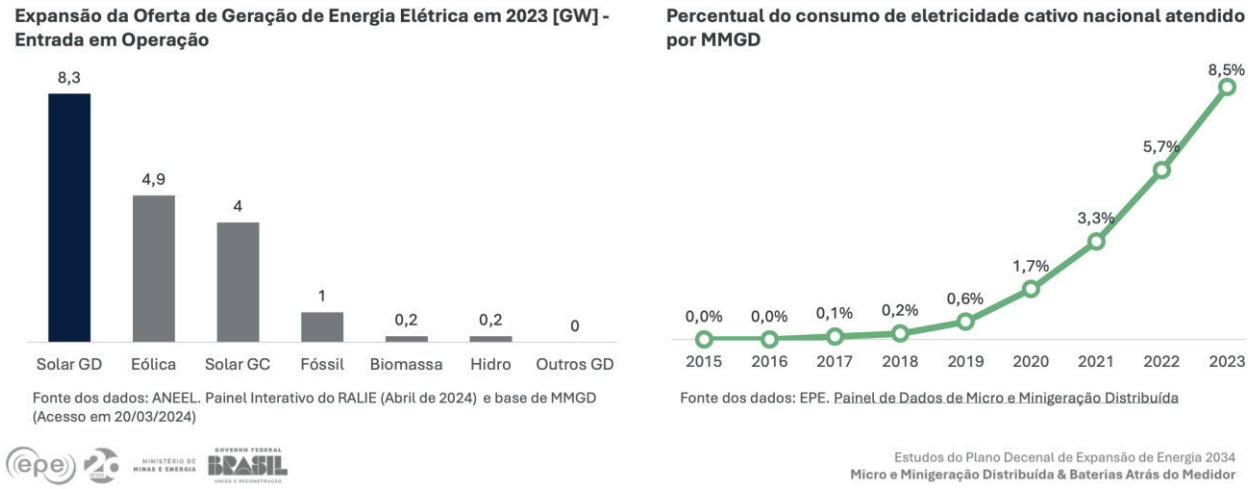


Fig. 1. Expansão da Geração em 2023 e Percentual de Consumo Cativo com MMGD – PDE 2034

Esse comportamento, somado aos regulamentos e requisitos técnicos discutidos anteriormente, levou à seguinte projeção de crescimento da MMGD (Fig. 2), constante do PDE 2034.

[1] Voto condutor da Resolução Normativa ANEEL 482/2012, de 17/04/2012

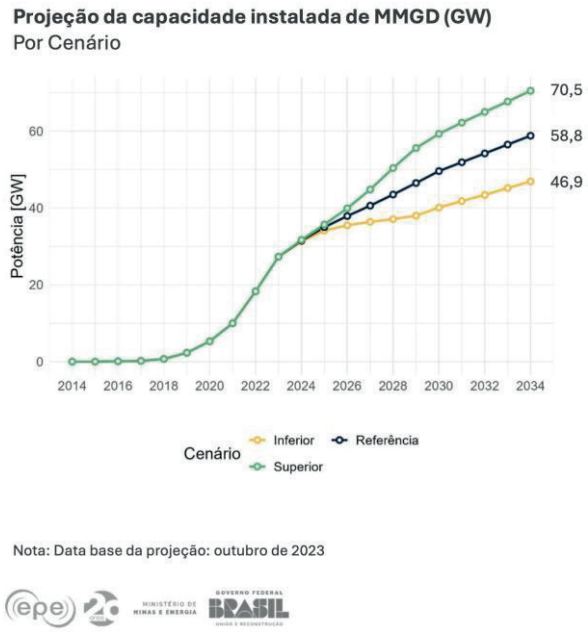


Fig. 2. Projeção da Capacidade Instalada de MMGD – PDE 2034

Cabe destacar que a projeção então realizada para 2024 ficava na ordem dos 30 GW, mas o Brasil fechou 2024 com uma potência instalada de 35 GW, superando a projeção feita no PDE 2034 para 2024 em mais de 16%. A Tabela I, a seguir, resume como essa potência se distribui por escala de potência e tipo de utilização.

TABELA I. EXTRATIFICAÇÃO DA MMGD NO FINAL DE 2024 POR POTÊNCIA E UTILIZAÇÃO

		Consumo Local		**Consumo Remoto**			**Total**		
		MW	UCs ($x10^3$)	MW	UCs ($x10^3$)	UCs Benef. ($x10^3$)	MW	UCs ($x10^3$)	UCs Benef. ($x10^3$)
Total		**26.283**	**2.580**	**9.193**	**556**	**2.099**	**35.476**	**3.136**	**4.679**
Micro GD	≤ 10	10.957	2.172	2.444	392	1.004	13.401	2.564	3.176
	> 10 e ≤ 75	11.038	395	4.107	160	667	15.145	555	1.062
Mini GD	> 75	4.288	13	2.642	4	429	6.930	17	441

Fonte dos dados: ANEEL, Power BI de Geração Distribuída, para período de conexão até 31/12/2024

Dos dados acima fica evidente que, apesar de uma participação relevante do consumo remoto em suas diversas modalidades (9,2 GW – 25,9% do total), a predominância da MMGD está nas pequenas instalações ≤ 75 kW para consumo local (22,0 GW – 62,0% do total). Também é interessante ressaltar que o número de consumidores que se beneficiam do sistema de compensação da MMGD está na casa de 5% dos 90 milhões de consumidores no Brasil.

2.2 Arcabouço Regulatório e Legal

Tendo em 2012 dado os primeiros passos para incentivar a produção de energia elétrica por fontes renováveis conectadas à rede de distribuição, passados menos de três anos e ainda com a convicção que embasou sua iniciativa, a ANEEL registrou em Nota Técnica [4] que apenas 533 consumidores haviam aderido aos incentivos do novo regulamento até março/2015. Assim, por meio da promoção de workshop e consulta e audiência pública, em 2015 o regulamento de 2012 foi revisto, ampliando os incentivos.

Nesse novo processo o Regulador Brasileiro, considerando que a área técnica "*analisou a situação atual, as barreiras existentes e as ações da Agência para reduzi-las, assim como apresentou as propostas para o aperfeiçoamento*"[2] das normas, "*com a respectiva Análise de Impacto Regulatório*"[2], decidiu por uma série de ajustes na norma original, a fim de torná-la mais efetiva.

[2] Voto condutor da Resolução Normativa ANEEL 687/2015, de 24/11/2015

Consta do voto condutor desse processo decisório[2] que, "*conforme as simulações de impacto regulatório atualizadas*" pela área técnica da Agência, "*o cenário mais otimista indica a existência de apenas 200 mil unidades consumidoras*" (UCs) "*com capacidade instalada de cerca de 500 MW em 2019*" e que a "*grande aceleração ocorreria somente a partir de 2020*". Assim, foi proposta "*uma nova revisão da norma, com foco no aspecto econômico, a ser realizada até 31 de dezembro de 2019*", preservando "*a manutenção do regime jurídico dos consumidores que vierem a aderir ao sistema*" antes da revisão. Com essa nova deliberação do Regulador o arcabouço regulatório da MMGD no Brasil. sintetizado a seguir na Tabela II.

TABELA II. ASPECTOS REGULATÓRIOS RELEVANTES DA MMGD NO BRASIL EM 2015

Aspecto	Descrição
Microgeração Distribuída	Gerador ≤ 75 kW de fontes renováveis ou de cogeração qualificada conectada na rede de distribuição por trás do medidor
Minigeração Distribuída	Gerador > 75 kW e ≤ 5 MW de fontes renováveis ou de cogeração qualificada conectada na rede de distribuição por trás do medidor (≤ 3 MW para centrais hidrelétricas)
Sistema de Compensação	A energia ativa injetada é cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, permanecendo como crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 60 (sessenta) meses, por posto tarifário, quando aplicável
Autoconsumo Remoto	Instalação da MMGD em local diferente de onde a energia injetada será utilizada no Sistema de Compensação, ambos pertencentes ao mesmo proprietário e dentro da mesma área de concessão ou permissão
Geração Compartilhada	Reunião de consumidores, na mesma área de concessão ou permissão, para instalarem MMGD em um local e destinarem a energia excedente a ser utilizada no Sistema de Compensação em múltiplos locais em proporção a ser determinada pelos próprios consumidores
Acesso à Rede	Por meio de solicitação à distribuidora. Para microgeração: baixa tensão e sem custo para o consumidor. Para a minigeração: média ou baixa tensão, a depender do tamanho e condições da rede, com custos de adequação da medição a cargo do consumidor e com sua participação em eventuais melhorias ou reforços necessários na rede
Medição	Bidirecional monômia para baixa tensão e bidirecional binômia para média tensão
Faturamento	Pela diferença entre o consumo medido de energia ativa e o crédito de energia ativa injetada do consumidor. Deve ser cobrado, no mínimo, o valor de disponibilidade na baixa tensão. Consumidores na média tensão têm demanda medida e cobrada.

Assim, o Brasil passou a ter um esquema de geração distribuída que foi além do conceito da mesma ser atrás do medidor, dado que tornou possível gerar em um local e compensar a energia em outro local, dentro da mesma concessionária de distribuição, muitas vezes com distâncias de centenas de quilômetros entre o local da geração e o local da compensação.

Portanto, o conceito de autoprodução já utilizado no Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro para grandes consumidores foi transposto para a geração distribuída, só que por meio da utilização do Sistema de Compensação estabelecido, com a distribuidora recebendo a energia injetada gratuitamente em um ponto e entregando em outro ponto de sua rede como crédito em quantidade de energia a ser consumida em até 60 meses.

Paralelamente, as condições de oferta do mercado de sistemas fotovoltaicos de geração se expandiram fortemente, com significativa baixa de preços. Esse fato associado aos incentivos adicionais ofertados pelo Regulador em 2015, fez com que ao final de 2019 já se verificava cerca de 300 mil unidades consumidores no sistema de compensação, somando uma potência instalada de ≈ 2,3 GW. Vê-se então que a previsão mais otimista considerada na decisão de 2015 do Regulador foi suplantada em aproximadamente 50% com relação ao número de adesões e em 360% olhando a potência instalada.

O acentuado e rápido crescimento teve ao menos dois impactos expressivos no mercado de energia elétrica brasileiro. O primeiro deles diz respeito às distribuidoras, que viram seus mercados faturados diminuírem, dado o Sistema de Compensação implantado, sem que seus custos se alterassem e sem que uma cobertura adequada para a perda de receita verificada fosse definida no regulamento de incentivo a MMGD implantado pelo Regulador.

O segundo impacto foi a forte consolidação do mercado de MMGD. Quando a ANEEL iniciou o processo de revisão do regulamento surgiu forte movimento pela permanência dos incentivos regulatórios estabelecidos, com manifestações contrárias às propostas constantes dos estudos técnicos então apresentados pelo Regulador [5]. A consequência dessa mobilização, apesar da já ter sido expressamente garantida a continuidade dos benefícios regulatórios para quem já houvesse instalado sua MMGD e aderido ao Sistema de Compensação, foi o despertar de atenção do ambiente político e Tribunal de Contas da União (TCU), o órgão de controle do Regulador, ligado ao Poder Legislativo.

Dois movimentos paralisaram o processo decisório da ANEEL: (i) questionamento do TCU quanto à legitimidade da ANEEL para ter estabelecido incentivos tarifários, dado que o Sistema de Compensação estabelecido constituía "*política de subsídio cruzado, de natureza regressiva, sem a existência de uma lei que o autorize - inadequação da REN n°482/2012 como veículo de diferenciação tarifária*" [6]; e (ii) proposição no Congresso Nacional de Projeto de Lei [7] visando regulamentar a MMGD, estabelecendo as fontes de recurso para os incentivos dados. Com isso, em 06/01/2022 foi promulgada a Lei nº 14.300/2022, consolidando a atual arcabouço regulatório da MMGD no Brasil, cujo resumo dos principais pontos constam da Tabela III, a seguir.

TABELA III. CONSOLIDAÇÃO DO ARCABOUÇO REGULATÓRIO DA MMGD – LEI Nº 14.300/2022

Aspecto	Descrição
Transição entre Regulamentos	Pedidos de acesso registrados até um ano após a edição da Lei serão tratados, até 2045, pelo regulamento que a ANEEL havia editado. Passado um ano da Lei, novos pedidos terão uma transição progressiva para o regulamento estabelecido em Lei até 2028, se forem de microgeração ou minigeração ≤ 500 kW.
Microgeração Distribuída	Gerador ≤ 75 kW de fontes renováveis ou de cogeração qualificada conectada na rede de distribuição por trás do medidor.
Minigeração Distribuída	Gerador > 75 kW e ≤ 5 MW de fontes renováveis ou de cogeração qualificada conectada na rede de distribuição por trás do medidor para fontes despacháveis (≤ 3 MW para fontes não despacháveis) – necessidade de garantia de fiel cumprimento no valor de: 2,5% do investimento para projetos > 0,5 MW e ≤ 1 MW; e 5% para projetos > 1 MW, exceto para centrais que atendam múltiplas unidades consumidoras numa mesma área ou em áreas contíguas por meio de cooperativa ou consórcio.
Sistema de Compensação	A energia ativa injetada é cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, permanecendo como crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 60 (sessenta) meses, por posto tarifário, quando aplicável.
Autoconsumo Remoto	Instalação da MMGD em local diferente de onde a energia injetada será utilizada no Sistema de Compensação, ambos pertencentes ao mesmo proprietário e dentro da mesma área de concessão ou permissão.
Geração Compartilhada	Reunião de consumidores, na mesma área de concessão ou permissão, para instalarem MMGD em um local e destinarem a energia excedente a ser utilizada no Sistema de Compensação em múltiplos locais em proporção a ser determinada pelos próprios consumidores.
Acesso à Rede	Por meio de solicitação à distribuidora. Para microgeração: baixa tensão e sem custo para o consumidor. Para a minigeração: média ou baixa tensão, a depender do tamanho e condições da rede, com custos de adequação da medição a cargo do consumidor e com sua participação em eventuais melhorias ou reforços necessários na rede.
Medição	Bidirecional monômia para baixa tensão e bidirecional binômia para média tensão.
Faturamento	Após a transição entre regulamentos, será pela incidência, sobre a energia elétrica ativa consumida da rede de distribuição e sobre o uso ou sobre a demanda, de todas as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia, conforme regulação da ANEEL, e deverão ser abatidos todos os benefícios[3] ao sistema elétrico propiciados pelas centrais de microgeração e minigeração distribuída

[3] A Lei determinou um prazo de até 6 meses para o Conselho Nacional de Política Energética estabelecer as diretrizes e até 18 (dezoito) meses para a ANEEL estabelecer os cálculos da valoração dos benefícios.

Aspecto	Descrição
Financiamento do Subsídio Cruzado na Transição	Para as novas instalações, que terão uma transição progressiva para o regulamento estabelecido em Lei até 2028, ficou estabelecido que a diferença entre o que essa instalação deveria pagar pelos serviços de distribuição e encargos e o que pagou devido ao escalonamento previsto na Lei, seria subsidiado via Conta de Desenvolvimento Energético - CDE[4].

Observação: principais alterações sublinhadas

Portanto, o Poder Legislativo conduziu um processo de reconhecimento legal das ações implementadas pela ANEEL, prestigiando a segurança jurídica dos atos praticados. Estabeleceu arcabouço legal semelhante ao regulamento existente, do ponto de vista estrutural, mas sem subsídio cruzado na atribuição dos custos de distribuição e encargos passado o período de transição, bem como consolidou um prazo de transição para o fim desses subsídios para as instalações existentes e já em vias de serem concretizadas.

2.3 Aspectos Técnicos

Como iniciativa de incentivo a novas soluções tecnológicas, as primeiras orientações técnicas emanadas pelo Regulador foram no sentido de que as distribuidoras adequassem suas normas técnicas para que o acesso fosse concedido "*utilizando como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST*" [8]*,* "*as normas técnicas brasileiras e, de forma complementar, as normas internacionais*", conforme comando da REN 482/2012.

Mas, ainda sem conhecimento do impacto da geração distribuída na operação do sistema elétrico como um todo, por sua pequena escala inicial e mesmo por se tratar dos primeiros estágios na fabricação de inversores para esse tipo de aplicação, os requisitos técnicos ficaram mais restritos a garantir, principalmente para a geração baseada em tecnologia de inversores, que eles não causassem interferências na rede frente, seja por questão de distorções harmônica, seja quando de distúrbios de frequência ou tensão mais significativos.

Em geral a implementação feita nas normas das distribuidoras foi pautada nos requisitos de segurança, qualidade e resposta a variações de tensão e frequência constantes do PRODIST, Módulo 3, Seção 3.7, além de terem módulos fotovoltaicos e inversores certificados pelo Instituto nacional de Metrologia (Inmetro).

A MMGD já representava 15% da capacidade instalada no Brasil em 2024, com 35 GW, e tendo projetado chegar a 20% em 2028, segundo consta do Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do Operador Nacional do Sistema (ONS) [9]. Incluindo a geração solar de grande porte, a participação dessa fonte ultrapassava 50 GW, 22% da potência instalada, e com projeção de aumento da participação para 30% em 2028, com 72 GW.

Sua influência no desempenho operacional diário das redes de distribuição e do próprio SIN, é registrada no mesmo documento ao tratar especificamente do "*impacto da MMGD na curva de carga*". O ONS registra que em 2024 a diferença entre a carga líquida por volta do meio-dia e a carga líquida por volta de 19 horas já alcança valores de 36 GW, com perspectiva de chegar a 52 GW em 2028 (para uma carga global de menos 100 GW), caracterizando o efeito conhecido como "curva do pato".

Esse impacto provocou em duas linhas de ação: uma operativa e outra de adequação dos ajustes dos inversores. No que concerne à operação, tanto distribuidoras como o ONS tiveram que passar a considerar a presença da MMGD em seus processos operativos. Para o SIN, em 2023, o Regulador, por meio de Notas Técnicas [10], [11] e Tomada de Subsídio [12], decidiu por alterar os Procedimento de Rede para adotar representação explícita da expansão da MMGD no processo de planejamento e programação da operação eletroenergética do SIN e, consequentemente, na formação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) considerando a projeção da MMGD oferecida pelo Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD) [1] na operação energética de médio prazo, mensal, semanal e diária.

Para os inversores, entre 2021 e 2023, o Inmetro, em colaboração com o Regulador e demais partes interessadas, propôs substancial alteração no Programa Brasileiro de Etiquetagem para Equipamentos de Sistemas Fotovoltaicos (PBE-FV), que foi concluído emissão da Portaria Inmetro nº 140/2022, de 22/10/2022, e na sequência a ANEEL alterou o PRODIST[5] de forma harmônica. Os novos requisitos de proteção e de ajustes dos inversores, tiveram prazos de adoção pazos variando de 2 a 3 anos para sua os novos equipamentos a serem etiquetados.

[4] Essa conta, que engloba ainda outros subsídios estabelecidos em Lei, como a universalização do serviço de energia elétrica, é dividida proporcionalmente ao consumo entre todos os consumidores do Brasil.

[5] Resolução Normativa ANEEL nº 1.059, de 07/02/2023.

O foco dessas alterações (ver Tabelas IV e V, a seguir) foi tornar o gerador fotovoltaico mais presente nos momentos de maiores oscilações de tensão, principalmente para evitar seu desligamento prematuro e o surgimento abrupto de uma carga adicional no sistema, já sob perturbação de tensão ou frequência.

TABELA IV. COMPARATIVO DOS REQUISITOS DE SUPORTABILIDADE A SUBTENSÕES E SOBRETENSÕES TRANSITÓRIAS NO PONTO CONEXÃO CA

Novo Regulamento[6]		Regulamento Original[7]	
Tensão (p.u.)	Suportabilidade Mínima	Tensão (p.u.)	Suportabilidade Mínima
$V \leq 0,20$	Não exigida	-	-
$0,2 < V \leq 0,5$	0,5 s	-	-
$0,5 < V \leq 0,8$	2,5 s	$V < 0,8$	0,4 s
$0,80 < V \leq 1,10$	Tempo ilimitado	$0,80 \leq V \leq 1,10$	Regime normal de operação
$1,10 < V \leq 1,18$	1 s	$V > 1,10$	0,2 s
$V > 1,18$	Não exigida	-	-

TABELA V. COMPARATIVO DOS REQUISITOS DE SUPORTABILIDADE A VARIAÇÕES TRANSITÓRIAS DE FREQUÊNCIA NO PONTO CONEXÃO CA

Novo Regulamento		Regulamento Original	
Frequência (Hz)	Suportabilidade Mínima	Frequência (Hz)	Suportabilidade Mínima
$f \leq 57,0$	Não exigida	-	-
$57,0 < f \leq 57,5$	5 s	-	-
$57,5 < f \leq 58,5$	20 s	$f < 57,5$	0,2 s
$58,5 < f \leq 62,5$	Tempo ilimitado	$57,5 \leq f \leq 62,0$	Regime normal de operação
$62,5 < f \leq 63,0$	10 s	$f > 62,0$	0,2 s
$f > 63,0$	Não exigida	-	-

Como exemplo da influência dos inversores da MMGD durante perturbações no sistema, no distúrbio ocorrido no SIN em 15/08/2023 [13] a participação da MMGD no subsistema nordeste do Brasil, onde ocorreu o primeiro desligamento, era da ordem 2 GW, representando cerca de 20% da carga daquele subsistema no momento. Esse montante foi desligado 0,4 segundos depois da ocorrência devido ao afundamento de tensão. Assim, surgiu na rede, que já estava com tensão afundada, cerca de 2 GW de carga antes atendida por MMGD. Adicionalmente, outro "aliado" à MMGD vem se tornando muito promissor – o armazenamento eletroquímico. O Caderno MMGD e Baterias Atrás do Medidor, integrante do PDE-2034 [3], fornece criteriosa projeção desse recurso para os próximos 10 anos no Brasil, com perspectivas ainda reduzidas para aplicação residencial.

Pelo lado da rede de distribuição, na regulamentação da Lei 14.300/2022 o Regulador inseriu o requisito análise "*de inversão do fluxo de potência no posto de transformação da distribuidora ou no disjuntor do alimentador*"[8] como condição necessária à aceitação de novas instalações de MMGD, também na esteira da constatação do impacto dessas instalações no desempenho técnico e operacional das redes, alegando buscar não permitir o agravamento do controle de tensão nos alimentadores e ramais de distribuição.

Pelo exposto nesta seção é possível verificar um esforço das entidades responsáveis pelo adequado funcionamento do Setor Elétrico Brasileiro em adequar o parque futuro da MMGD aos requisitos técnicos necessários a lidar com o impacto de sua maior presença no sistema elétrico como um todo. No entanto, como em dezembro/2024 já se registrava mais de 35 GW de MMGD instalada no Brasil[9], permanece o desafio de lidar com esse parque, que teve sua instalação e ajustes sob o regulamento antigo.

[6] PRODIST módulo 3, Seção 3.1, conforme Resolução Normativa ANEEL 1.076, de 03/10/2023)
[7] Norma de Distribuição Unificada – NDU-013 da Energisa, Versão 1.0, Dezembro/2012
[8] Resolução Normativa ANEEL 1.059, de 07/02/2023
[9] Aplicativo Power BI disponível no WEB site da ANEEL com o seguinte link:
https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiY2VmMmUwN2QtYWFiOS00ZDE3LWI3NDMtZDk0NGI4MGU2NTkxIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9

3 EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS

A forte disseminação da GD, principalmente pela instalação de geradores fotovoltaicos, não é uma exclusividade brasileira. De fato, ela teve origem quase concomitante em diversas regiões onde também a incidência solar propicia esse tipo de instalação, muito impulsionada pelos compromissos de descarbonização da matriz energética assumidos quando do Acordo de Paris [2], em 2015. Além disso, o crescimento acelerado da GD vem sendo a um só tempo reforçado e reforçando o barateamento de placas fotovoltaicas e inversores, tanto pelo avanço tecnológico como pelo ganho de escala.

Buscando paralelos compatíveis com o caso brasileiro e importantes lições a serem aqui aplicadas – ou não, é possível identificar ao menos três mercados cujo potencial de energia solar tem sido fortemente aproveitado e cujos impactos técnicos e trajetos regulatórios podem sinalizar para ajudar nas decisões brasileiras necessárias para estarem implementadas e prontas para utilização no início de 2029, após o fim da primeira transição entre regulamentos, como apontado na Tabela II.

É assim que pelo relevante impacto na rede a região oeste da Austrália será tomada como um dos casos para comparações, enquanto pela dimensão semelhante serão vistos os casos das regiões da California e Texas, nos Estados Unidos da América (EUA).

3.1 Região Oeste da Austrália

Nessa região da Austrália com menos de 2 milhões de unidades consumidoras, assim como no Brasil, a estrutura tarifária levou a que a instalação de Recursos Energéticos Distribuídos (DER, adotando a sigla em inglês) fosse atrativa, com um rápido retorno do investimento pela economia na fatura de energia. Conforme consta do relatório produzido pela Força Tarefa de Transformação da Energia instituído pelo Governo do Oeste Australiano [14] de 2019, a maioria dos consumidores residenciais das distribuidoras da região "*estão numa tarifa fixa composta por um valor para o consumo (componente variável) e uma taxa diária de fornecimento do serviço fio (componente fixa). A estrutura recupera a maior parte dos custos por meio do componente variável. No entanto, os custos subjacentes são predominantemente fixos. Isso significa que os clientes são desproporcionalmente incentivados a reduzir suas contas cortando seu consumo de energia (variável), inclusive por meio da instalação de DER. Isso cria uma sub-recuperação na contribuição para os custos do sistema pelos proprietários de DER. Consequentemente, os clientes que não conseguem acessar o DER estão subsidiando aqueles que podem*".

Esse acelerado crescimento pode ser sentido de forma determinante nesse sistema, onde, em 2019, "*onde quase uma em cada três residências instalou energia solar fotovoltaica no telhado, já existe um risco claro e presente para a segurança da energia*". Com isso, como consta do citado documento, já se verificava naquela uma rampa que duplicava a demanda de energia entre o horário de menor requisito para o sistema, com o sol a pino, e o horário de ponta, ao pôr do sol. E as projeções efetuadas para um horizonte decenal indicavam que essa situação chegaria quase a zerar os requisitos de geração sistêmica no horário de sol a pino.

Para fazer frente a essa situação, de forma resumida, a Força Tarefa propôs a adoção de um roteiro de transição (*road map*) com os seguintes princípios basilares: i) permitir que os clientes continuem a utilizar os DER para gerir as suas próprias faturas de energia; ii) permitir que todos os clientes de eletricidade participem nos benefícios de níveis mais elevados de DER; e (iii) integrar volumes crescentes de DER no sistema de energia sem afetar adversamente a sua segurança.

No campo regulatório e de normas de conexão foram propostas e estão em implementação ações que, dentre outros pontos, visam: (i) ajustar as tarifas dos consumidores com DER, refletindo preços de mercado para a energia comprada e custos compatíveis com os serviço de distribuição na parcela fixa da tarifa; (ii) dotar os geradores de visibilidade e controlabilidade, a partir de protocolos de comunicação dos inversores com os medidores inteligentes utilizados; (iii) tornar as distribuidoras em operadoras de rede, podendo oferecer serviços novos para os consumidores com DER; (iv) permitir participação dos DER via agregadores no mercado de energia e serviços.

3.2 California e Texas

Nos EUA a utilização da geração fotovoltaica vem sendo de muito incentivada por iniciativa tanto do governo federal como dos governos de diversos estados, tendo sua origem similar ao caso brasileiro, estando as preocupações para redução de emissões de gases de efeito estufa em meio às motivações principais.

Do ponto de vista federal, desde meados dos anos 2000, foram criados incentivos para instalações fotovoltaicas por meio de empréstimos com taxas reduzidas, regulamentos de compra de energias renováveis, isenções

fiscais etc.[10] Sempre considerando que na sua estrutura federativa os estados terminam conduzindo suas políticas locais de complementar às ações federais de forma muito mais atuante e com muito mais atribuições do que no Brasil. Ademais, em movimento paralelo foi dado forte incentivo à desregulamentação e formação de mercados competitivos [15], que redundou, na abertura da oferta competitiva de energia no varejo em vários estados, incluindo Texas e California.

Um diferencial relevante na experiência dessas duas regiões, cujo potencial instalado de energia solar como um todo é comparável aos valores já verificados no Brasil, é a forma como foi inicialmente incentivada a GD, mesmo ambas tendo mercados competitivos no varejo há muito tempo (California foi pioneira, em 1996), por meio de esquema de compensação da energia injetada e incentivos tarifários.

O Texas tem sua própria abordagem para o sistema de compensação (net metering, no jargão em inglês). Embora o estado não tenha um programa de compensação obrigatório, como 38 outros estados, ele oferece uma variedade de programas de recompra de energia solar por meio de empresas de serviços públicos locais e fornecedores de eletricidade de varejo (REPs) [16], na sua maioria atuando em um ambiente competitivo. Assim, os varejistas e integradores, que controlam e até podem fornecer instalações de GD para os clientes, oferecem planos variados de compra da energia injetada, que vão desde a valoração pelo preço de mercado em tempo real até a determinação de um preço fixo por essa energia, podendo mesmo estabelecer um teto para o montante comprado. Os aspectos técnicos, bem como os requisitos de controlabilidade e visibilidade, são tratados entre o vendedor de energia e a distribuidora da localidade.

Mesmo no caso de cidades no Texas que não adotaram abertura do mercado varejista, os programas de compra da energia injetada foram implantados com valores fixos revistos periodicamente[11].

O caminho adotado na California, baseado em política explicita do governo local, foi de criar um arcabouço regulatório para incentivo à implantação da GD. Em 2016 a *California Public Utilities Commission* (CPUC) publicou um plano de ação [17] para alinhar visões e ações de incentivo à GD. Esse plano focou em três linhas principais: (i) Tarifas; (ii) infraestrutura, planejamento e custeio de interconexão à rede de distribuição; e (iii) integração ao mercado atacadista de DER. Assim, criou-se uma série de opções de tratamento tarifário e compensação pela energia injetada para os consumidores com GD, indo do arranjo simples ao complexo, regras básicas para sua conexão à rede, prevendo análise de viabilidade técnica, e possibilidades de atuação no mercado atacadista, inclusive com resposta de demanda e recursos de armazenamento.

Essa abordagem regulada foi levada a revisões pela CPUC nos aspectos técnicos para fazer frente aos impactos da GD na operação da rede. Assim, entre 2017 e 2022 foram implementados ajustes no regulamento de conexão à rede da California [18], de maneira a atender a necessidade do operador da rede de ter recursos adicionais à disposição para manter o sistema funcionando adequadamente. Assim, da abordagem inicial de que em qualquer perturbação os geradores se desligassem, passou-se a exigir inversores mais "inteligentes e interativos", que pudessem contribuir efetivamente com a rede em distúrbios transitórios.

Destaca-se ainda que, tanto no Texas quanto na Califórnia, o emprego de medição inteligente, com recursos de comunicação e controle em tempo real com o prestador de serviço, é prática corrente.

4 COMPARATIVO DAS EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS

Os principais traços comuns das experiências estudadas são: (i) incentivo ao crescimento da GD, pelos compromissos de redução de emissão de CO_2; (ii) mercados competitivos no varejo, em grande proporção; (iii) utilização de medição inteligente; (iv) compra da energia injetada por valores pré-ajustados e ajustáveis em base periódica ou com o mercado; e (v) impacto significativo da GD na operação das redes de distribuição e transmissão.

A condução da implantação de GD no Texas se deu dentro do próprio mercado, majoritariamente com os comercializadores varejistas negociando com os consumidores as condições de instalação e uso da sua GD, bem como assumindo a responsabilidade técnica no que diz respeito à influência na operação do sistema. Já nos outros dois casos, a implantação se deu por incentivos estabelecidos pelos Reguladores, inclusive nos aspectos técnicos, cujo conhecimento inicial do impacto da GD ainda não era totalmente vislumbrado. Assim, para os casos regulados houve necessidade de detalhamento e revisão das normas, buscando dar maior visibilidade e controlabilidade da GD para permitir uma operação de rede mais segura e confiável.

[10] Informações extraídas em janeiro/2025 do WEB site https://programs.dsireusa.org/system/program?state=US

[11] Informação constante do WEB site da Austin Energy https://austinenergy.com/rates/residential-rates/value-of-solar-rate

5 CONCLUSÕES E LIÇÕES APRENDIDAS

A MMGD, recebendo incentivos ligados à redução da emissão de CO2, mostrou-se como uma inovação descontínua, de efeito disruptivo em grandes sistemas elétricos em escala mundial, onde a localização é propícia para a geração solar. Por ser uma novidade existe em andamento uma curva de aprendizagem que busca continuar permitindo sua expansão em harmonia com a segurança técnica e operacional das redes de distribuição e transmissão. Nesse sentido, se tem buscado maior visibilidade e controlabilidade da GD, bem como sua mais efetiva participação na sustentação dos sistemas durante perturbações elétricas, por meio de requisitos mais rigorosos para os inversores, de forma que eles permaneçam por mais tempo conectados durante oscilações de frequência e tensão.

O mercado mais capilarizado e a compensação sendo feita por meio de pagamento da energia injetada, como nas experiências internacionais estudadas, se mostra mais propícia aos ajustes que os reguladores buscam implantar do que o esquema brasileiro, onde a distribuidora armazena e compensa o crédito da energia injetada em kWh. Outro fator de desafio no caso do Brasil é o consumo remoto da energia injetada, utilizando o mesmo sistema de compensação da geração local, o que não se verifica nas outras experiências.

O emprego da medição inteligente nas unidades com GD e a possibilidades de varejistas ou agregadores controlarem a GD de seus clientes, prestando serviços adicionais às necessidades de rede, também surgem como bons caminhos para mais longo prazo no Brasil.

Por fim, tendo o Regulador brasileiro missão de antes de 2029 editar regulamento contemplando custos e benefícios da MMGD e considerando que menos de 5 milhões de UCs tem MMGD (≈5% do total de UCs no Brasil), bem como as prementes necessidades de controlabilidade apontadas, apresentam-se como razoáveis, entre outras, as seguintes ações a serem consideradas nos estudos da ANEEL: (i) adoção de medição inteligente nas UCs com comunicação com os inversores; (ii) campanha buscando implantar, quando possível, os novos ajustes para os inversores já instalados; e (iii) estudo da possibilidade de troca do sistema de compensação futuro para o pagamento da energia injetada. Certamente a abertura do mercado de baixa tensão, em movimento regulatório mais amplo, muito contribuiria nesse futuro promissor e de crescimento da MMGD, inclusive com a possibilidade do serviço de agregação, visando serviços complementares para o sistema elétrico.

6 REFERÊNCIAS

[1] Nota Técnica EPE DEA-SEE 7/2023 – Modelo de Mercado para Micro e Minigeração Distribuída (4MD)
[2] 21ª Conferência das Partes (COP21) da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança Climática (UNFCCC), realizada entre 30 de novembro e 11 de dezembro de 2015, em Paris, França
[3] Estudos do Plano Decenal de Energia 2034 - PDE 2034, caderno de Micro e Minigeração Distribuída & Baterias Atrás do Medidor
[4] Nota Técnica n° 0017/2015–SRD/ANEEL, de 13/04/2015
[5] Contribuições como da Absolar na Audiência Pública ANEEL AP 001/2019, instaurada em 23/01/2019
[6] Nota Técnica nº 0030/2021-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL, de 30/03/2021
[7] Projeto de Lei 5.829/2019, que originou Lei 14.300/2022
[8] PRODIST, Revisão 4 - Aprovada pela REN 482/2012 - Vigência de 19.04.2012 a 13.12.2012
[9] ONS, Plano de Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN, Ciclo 2025-2029 – PAR/PEL 2024
[10] Nota Técnica n° 46/2023-SGM/ANEEL, de 3/7/2023
[11] Nota Técnica nº 139/2023 – SGM/ANEEL, de 16/11/2023
[12] Tomada de Subsídios nº 10/2023
[13] ONS, Relatório de Análise de Perturbação de 15/08/2023, 08h030min, versão final, outubro/2023
[14] Distributed Energy Resources Roadmap, December 2019, Western Australian Government (WAG)
[15] Understanding Energy Deregulation in Texas: A Comprehensive Guide • Graham Lumley • Sep/2024
[16] ifeoluwa Daniel, "Complete Guide to Texas Net Metering: 2024 Update", *IntegrateSun*, Jul 24, 2024
[17] California's Distributed Energy Resources Action Plan: Aligning Vision and Action, *California Public Utilities Commission*, 10/11/2016
[18] RULE 21 - Generating Facility Interconnections, *Liberty Utilities (CALPECO Electric) LLC South Lake Tahoe, California*, 3rd Revised, CPUC Sheet No. 269

Comité de Estudio C5 - Mercados de Electricidad y Regulación

REGULACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS ANTE LA PENETRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES VARIABLES

Héctor Alejandro Beltrán Mora
CIGRE
México
hector.beltran@ingenieria.unam.edu

Resumen *– La creciente penetración de fuentes renovables variables a los Sistemas Eléctricos de Potencia plantea diversos desafíos que tienen que atender los operadores de los sistemas y los reguladores energéticos. Desde el punto de vista de éstos últimos es necesario crear reglas que den certeza sobre los requerimientos que los proyectos renovables variables deben de cumplir para mantener en todo momento la confiabilidad de la red eléctrica y participar en el proceso de Transición Energética. Esas reglas tienen qué describir aspectos técnicos de la operación de las tecnologías de generación, preparación de la red para recibir fuentes variables y asignación de costos que resulten del cumplimiento de los aspectos anteriores.*

En este trabajo se exploran los principales retos que México ha enfrentado con respecto a la regulación energética para incentivar la penetración de energías renovables al Sistema Eléctrico Nacional Mexicano (SEN) describiendo de manera general los principales instrumentos de regulación emitidos y lecciones que se pueden aprender de otros países que también enfrentan el reto de la Transición Energética mediante la inclusión de fuentes de energía renovable.

Palabras clave: Energías renovables, confiabilidad eléctrica, regulación, servicios conexos.

1 INTRODUCCIÓN

En las últimas décadas, el panorama energético a nivel mundial ha experimentado una transformación significativa impulsada por la necesidad de mitigar el cambio climático, diversificar las fuentes de energía y mejorar la seguridad energética. En ese contexto, los Sistemas Eléctricos de Potencia enfrentan el reto de integrar paulatinamente, algunos países con más urgencia que otros, grandes bloques de energía eléctrica que proviene de fuentes limpias principalmente las fuentes renovables que generan energía eléctrica de forma variable. De acuerdo con datos de la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA, por su acrónimo en inglés), al cierre del año 2023 existía una capacidad total de generación de energía con fuentes renovables de 3, 864 GW que generó aproximadamente 8, 439 TWh de energía eléctrica. Dentro de la región de Sudamérica que incluye 15 países, se contó con una capacidad instalada de 289, 663 MW que generó aproximadamente 940, 479 GWh de energía eléctrica (en promedio las fuentes renovables en Sudamérica operan con un factor de planta de 37.06%).

En una Transición Energética, la integración de energías renovables se ha convertido en una de las principales acciones para descarbonizar las economías a nivel mundial. Dentro de los principales factores que impulsan una penetración creciente de las Energías Renovables dentro de las matrices energéticas se

encuentran el cumplimiento de los compromisos internacionales en materia de combate al cambio climático; los constantes avances tecnológicos (principalmente relacionados con la eficiencia de los paneles solares fotovoltaicos, turbinas eólicas e inversores basados en electrónica de potencia, sistemas de almacenamiento, etc.) haciéndolas más competitivas económicamente frente a los tecnologías convencionales; la búsqueda de la seguridad energética a través de la diversificación con energías renovables que reducen la dependencia de recursos importados y mitiga los riesgos asociados a la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles, y por último es relevante indicar la creciente conciencia pública y la presión de los consumidores por un suministro energético sostenible han motivado a gobiernos y empresas a invertir en renovables.

Con base en estos factores las principales fuentes de energía renovable como la energía solar (fotovoltaica y fototérmica), eólica (tanto *off-shore* como *on-shore*), geotérmica a través de la exploración y explotación de yacimientos, hidroeléctrica que aunque su crecimiento ha sido más moderado en comparación con las tecnologías anteriores, continúa siendo una fuente relevante. Con base en la información publicada por la Agencia Internacional de Energía Renovable se tienen los siguientes recursos renovables para México y Sudamérica al cierre del año 2023 que se muestran en el Cuadro 1:

Cuadro 1. Recursos eléctricos en Sudamérica y América Central y el Caribe

	(Capacidad MW)		Energía (GWh)	
	Sudamérica	América Central y el Caribe	Sudamérica	América Central y el Caribe
Hidroeléctrica	180,962	8,418	710,373	33,558
Eólica	39,852	2,128	111,997	5,828
Solar	49,392	4,767	51,482	6,278
Bioenergía	20,348	2,493	67,002	6,495
Geotermia	83	760	465	4,603

Fuente: Elaboración propia con información de IRENA

2 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA EN MÉXICO

El régimen regulatorio actual en México define el concepto de Energía Limpia (que incluye las energías renovables y otras tecnologías como la nuclear) y al cierre del año 2013 se contaba con una capacidad de generación cercana a los 90 GW de los cuales el 36.46% se refiere a tecnologías consideradas como limpias. Por su parte el 63.54% de la capacidad instalada en el país utiliza combustibles fósiles para generar electricidad en particular Centrales de Ciclo Combinado que utilizan gas natural como se muestra en el siguiente Cuadro 2.

Cuadro 2. Capacidad de generación MW en México

TECNOLOGÍA	2020[1/]	2021[6/]	2022[7/]	2023[8/]
Hidroeléctrica	12,612	12,614	12,613	12,612
Geotermoeléctrica	951	976	976	976
Eoloeléctrica	6,504	6,977	6,921	7,055
Fotovoltaica*	5,149	5,955	6,535	7,469
Bioenergía[2/]	378	378	408	407
Suma limpia renovable	**25,594**	**26,899**	**27,453**	**28,519**
Nucleoeléctrica	1,608	1,608	1,608	1,608
Cogeneración Eficiente[5/]	2,305	2,305	2,308	2,322
Suma limpia no renovable	**3,913**	**3,913**	**3,916**	**3,930**
Total capacidad de energía limpia	**29,506**	**30,812**	**31,369**	**32,449**
Porcentaje	**35.50**	**35.8**	**36.00**	**36.46**
Ciclo combinado	31,948	33,640	34,413	35,178
Térmica convencional[3/]	11,809	11,793	11,343	11,300
Turbogás[4/]	3,545	3,744	3,815	3,888
Combustión interna	850	701	728	729
Carboeléctrica	5,463	5,463	5,463	5,463
TOTAL	**83,121**	**86,153**	**87,130**	**89,008**

Fuente: Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2024

Con respecto a la generación de energía es más notoria la participación de tecnologías convencionales como el Ciclo Combinado. De acuerdo con datos de la Secretaría de Energía, prácticamente el 60% de le energía eléctrica que se consume en México proviene de Centrales de Ciclo Combinado que utilizan gas natural (como se muestra en el Cuadro 3), que es un combustible que en su mayoría se importa de Estados Unidos. Derivado de lo anterior, el escenario de Transición Energética para el país se traduce en que el SEN modifique paulatinamente su portafolio de generación sustituyendo el uso del gas natural por la penetración de fuentes renovables de energía.

Para impulsar este cambio, el gobierno ha establecido metas específicas que se refieren a establecer porcentajes específicos de energía eléctrica que tiene que provenir de tecnologías limpias. Las metas establecidas indican que México debe de alcanzar 38% de la generación de energía eléctrica con fuentes limpias para el año 2030 (último año de la administración actual) y posteriormente un porcentaje de 50% para el año 2050.

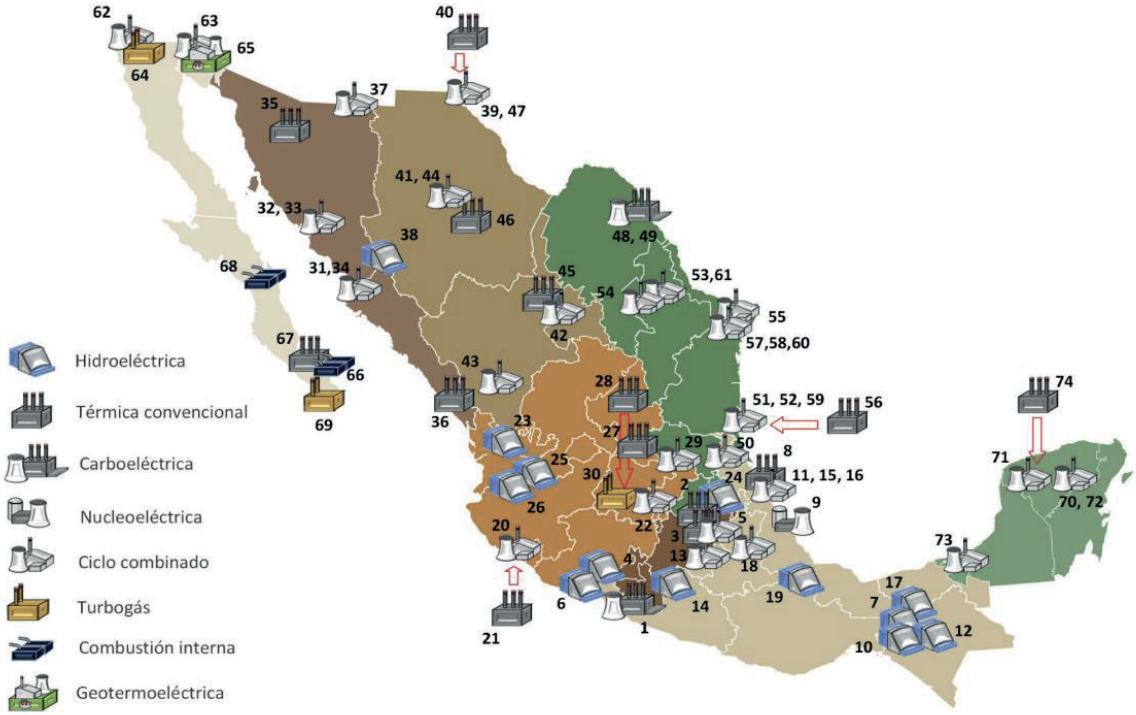
Cuadro 3. Generación de energía (GWh) en México

TECNOLOGÍA/ FUENTE DE ENERGÍA	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Hidroeléctrica	32,234	23,602	26,817	34,717	35,561	20,609
Geotermoeléctrica	5,065	5,061	4,575	4,243	4,412	4,161
Eoloeléctrica	12,435	16,727	19,703	21,075	20,314	20,700
Fotovoltaica	2,176	8,394	13,528	17,069	16,278	18,147
Bioenergía	600	669	600	582	617	499
Híbrido FV-Batería[1/]					12	63
Suma limpia renovable	**52,511**	**54,453**	**65,222**	**77,686**	**77,194**	**64,179**
Nucleoeléctrica	13,200	10,881	10,864	11,606	10,539	12,043
Cogeneración Eficiente	2,310	3,259	4,188	3,349	1,376	4,136
Suma limpia no renovable	**15,510**	**14,140**	**15,052**	**14,955**	**11,916**	**16,179**
Total energía limpia	**68,021**	**68,592**	**80,275**	**92,641**	**89,109**	**80,358**
Porcentaje	**21.89**	**21.58**	**25.70**	**28.63**	**26.68**	**23.19**
Ciclo combinado	163,877	175,506	185,638	186,715	198,355	205,598
Térmica convencional[2/]	39,345	38,020	22,405	22,196	20,001	30,358
Turbogás	9,508	10,904	8,664	11,150	10,471	12,336
Combustión interna[3/]	2,589	3,187	2,841	2,121	1,834	3,621
Carboeléctrica	27,347	21,611	12,525	8,704	14,194	14,230
TOTAL	**310,685**	**317,820**	**312,348**	**323,526**	**333,963**	**346,504**

Fuente: Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2024

En la siguiente Figura 1 se muestran las principales Centrales Eléctricas de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), que es la empresa estatal, y aquellas desarrolladas por el sector privado. En este sentido, la CFE ha construido desde hace varios años grandes centrales hidroeléctricas, de tecnologías convencionales principalmente Ciclos Combinados que utilizan gas natural y una central nucleoeléctrica en la costa del Golfo de México. Por su parte, el sector privado también ha desarrollado importantes Centrales Eléctricas que pueden participar bajo distintas modalidades dentro del Mercado Eléctrico Mexicano. Por ejemplo se pueden mencionar las primeras Centrales de Ciclo Combinado que iniciaron operaciones en los años 90 bajo la figura de Productores Independientes de Energía y de manera más reciente como Generadores con Centrales Eléctricas principalmente solares fotovoltaicas y eólicas distribuidas en diversas zonas del país.

Figura 1. Principales Centrales Eléctricas de la Comisión Federal de Electricidad



Fuente: Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2024

3 OBJETIVO DE LA REGULACIÓN PARA ENERGÍAS RENOVABLES

La regulación desempeña un papel fundamental en la transformación del sistema eléctrico hacia un modelo más limpio, eficiente y sostenible. Para lograr este propósito, es necesario que el marco normativo se oriente hacia cuatro grandes objetivos: 1) fomentar la inversión en energías limpias, 2) asegurar la confiabilidad del suministro eléctrico, 3) promover la competencia y la eficiencia en el mercado eléctrico, y 4) facilitar la transición hacia sistemas energéticos sostenibles. Cada uno de estos objetivos es clave para garantizar que la integración de fuentes renovables en las matrices energéticas se realice de manera eficaz, asegurando beneficios tanto económicos como ambientales para los usuarios finales quienes deben de estar siempre en el centro de toda regulación.

Con respecto al primer objetivo de **fomentar la inversión en energías limpias**, uno de los mayores desafíos para la expansión de las energías renovables es brindar certidumbre para la atracción de inversiones que permitan el desarrollo de proyectos de generación limpia a gran escala. Para ello, la regulación debe proporcionar un entorno estable y predecible que minimice los riesgos financieros y operativos, ofreciendo condiciones atractivas para los inversionistas tanto del sector público como del sector privado. La certeza jurídica y regulatoria (lo que en México llamamos "Estado de Derecho") es esencial, ya que la incertidumbre en las políticas energéticas puede desalentar la entrada de capital y frenar el crecimiento del sector.

Además de la estabilidad regulatoria, es fundamental el diseño de incentivos económicos y fiscales que favorezcan el desarrollo de las Energías Renovables. Entre estos incentivos se encuentran las exenciones fiscales, los subsidios a la inversión, los créditos con tasas preferenciales y los mecanismos de fijación de precios, como las tarifas garantizadas o los contratos de compra de energía a largo plazo (PPA, por sus siglas en inglés). Estos esquemas permiten que los desarrolladores de proyectos renovables obtengan financiamiento con mejores condiciones, asegurando el retorno de la inversión en el tiempo.

Por otro lado la simplificación de trámites y la reducción de barreras administrativas son esenciales para facilitar la implementación de nuevos proyectos renovables. La agilización de permisos ambientales, la estandarización de procesos y la digitalización de la gestión administrativa pueden reducir significativamente los tiempos y costos asociados al desarrollo de infraestructura de generación limpia. Asimismo, para **asegurar la confiabilidad en el suministro eléctrico** es necesario considerar el aspecto técnico de la operación de los sistemas eléctricos de potencia. La regulación sobre confiabilidad tiene como punto de partida el patrón variable de generación de energía eléctrica de las Energías Renovables (inyección de potencia activa y reactiva) de acuerdo con la disponibilidad de la fuente primaria de energía como la velocidad de viento y la irradiación solar. Esto se traduce al terreno operativo teniendo que considerar aspectos como la regulación de frecuencia, inyección y absorción de potencia reactiva para control de tensión, márgenes de reserva operativa, creación de servicios conexos, disponibilidad de infraestructura de transmisión y distribución para la evacuación y transporte de la energía, etc.

Continuando con la regulación técnica se puede considerar como una estrategia para fortalecer la confiabilidad del sistema es el desarrollo de redes eléctricas inteligentes (*smart grids*), las cuales integran tecnologías de automatización, monitoreo en tiempo real y gestión avanzada de la demanda. Estas redes permiten mejorar la eficiencia operativa del sistema eléctrico, optimizando el balance entre generación y consumo de energía.

El almacenamiento de energía también desempeña un papel clave en la estabilidad de la red proporcionando diversos servicios como regulación de tensión y frecuencia. La regulación debe fomentar la inversión en tecnologías de almacenamiento, como baterías de ion-litio, almacenamiento térmico e incluso soluciones a gran escala como el bombeo hidroeléctrico. Estas tecnologías permiten absorber el exceso de generación renovable en momentos de baja demanda y liberarla cuando sea necesario, compensando la variabilidad de las fuentes variables como las Energías Renovables.

Otro aspecto importante es la diversificación de la matriz energética, promoviendo la complementariedad de patrones de generación entre distintas tecnologías. Por ejemplo, mientras que la energía solar y eólica dependen de las condiciones climáticas, tecnologías como la geotermia, la biomasa y la hidroeléctrica pueden aportar una generación más estable y predecible. La interconexión regional es otra herramienta clave para mejorar la confiabilidad, permitiendo el intercambio de electricidad entre diferentes zonas geográficas y aprovechando mejor los recursos energéticos disponibles en cada área. Para aprovechar estos conceptos es necesario que también la regulación incentive el desarrollo de infraestructura de transmisión y distribución de energía.

Además, la creación de mercados de capacidad y servicios conexos es fundamental para garantizar la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia. Estos mercados permiten que las centrales renovables y los sistemas de almacenamiento ofrezcan servicios adicionales, como regulación de frecuencia y reserva de capacidad, contribuyendo a la seguridad operativa del sistema.

Uno de los grandes objetivos enfocado a **promover la competencia y eficiencia en el Mercado Eléctrico** debe considerar que para que la Transición Energética sea efectiva, es fundamental que el Mercado opere de manera eficiente y competitiva. La regulación debe garantizar que todas las empresas tanto públicas como privadas, independientemente de su tamaño o tecnología, puedan participar en igualdad de condiciones, evitando la concentración del mercado en pocos actores.

Dentro de los principios básicos para fomentar la competencia es el acceso abierto a la red, lo que significa que cualquier generador de energía renovable debe poder conectarse al sistema eléctrico sin restricciones arbitrarias. Para ello, es necesario contar con regulación clara que establezca el procedimiento administrativo y los requerimientos técnicos para el acceso a la infraestructura de transmisión y distribución, asegurando que las tarifas de acceso sean justas y no discriminen a nuevos participantes. La regulación también debe supervisar de cerca a las empresas de transmisión y distribución para evitar prácticas monopólicas que perjudiquen la competencia y limiten la entrada de nuevas tecnologías.

El diseño de mercados eléctricos competitivos es otro elemento clave. La regulación debe establecer mecanismos de compra y venta de electricidad que reflejen adecuadamente los costos de generación, favoreciendo la eficiencia y la reducción de precios para los consumidores. Asimismo, la eliminación progresiva de subsidios a los combustibles fósiles permitirá que las Energías Renovables compitan en condiciones más equitativas y transparentes. Por otro lado, es fundamental que el regulador siempre vigile el correcto Despacho Económico de Carga, en el cual las fuentes de generación más económicas y limpias tengan prioridad en la inyección de energía a la red respetando restricciones operativas y pudiendo ser modificado solo en casos de confiabilidad. Esto incentiva la incorporación de Energías Renovables y contribuye a la reducción de emisiones de carbono.

Por su parte, la regulación debe **facilitar la transición hacia sistemas energéticos sostenibles** que prioricen el desarrollo de las Energías Renovables. Uno de los principales objetivos de la regulación energética es garantizar una transición ordenada y sostenible hacia un sistema eléctrico basado en tecnologías más limpias. Para ello, es fundamental establecer planes nacionales de descarbonización con metas claras de reducción de emisiones y mecanismos para la eliminación progresiva de las tecnologías contaminantes.

Asimismo, la electrificación de la economía es una estrategia central en esta transición. La regulación debe incentivar el uso de energías limpias en sectores como el transporte, promoviendo la adopción de vehículos eléctricos y el desarrollo de infraestructura de carga. También es necesario avanzar en la electrificación de la industria y la calefacción, sustituyendo el uso de combustibles fósiles por electricidad de origen renovable.
La integración de la generación distribuida es otro factor clave. Permitir que hogares, comercios e industrias instalen sus propios sistemas de generación principalmente con tecnología solar fotovoltaica fortalece la descentralización del sistema eléctrico y aumenta la resiliencia energética. En este contexto, la participación ciudadana y la educación energética juegan un papel importante en la aceptación social de la Transición Energética y en la adopción de hábitos de consumo más sostenibles.

4 EXPERIENCIAS DE LA REGULACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN MÉXICO

México ha experimentado una evolución significativa en su regulación energética con el objetivo de fomentar el desarrollo de las Energías Renovables. A lo largo de los últimos años, el país ha implementado diversas reformas, políticas e instrumentos de mercado que han impulsado la inversión en fuentes limpias como la solar fotovoltaica, la eólica, la hidroeléctrica, la geotérmica y la biomasa. Sin embargo, también ha enfrentado desafíos derivados de cambios en el marco regulatorio y político y que influyen directamente sobe el desarrollo del SEN. Las principales experiencias son las siguientes:

a) La Reforma Constitucional en materia energética del año 2013

Uno de los hitos más importantes en la regulación del sector energético en México fue la Reforma Energética de 2013, la cual permitió la creación de un Mercado Eléctrico Mayorista con mayor participación de la inversión privada. Antes de esta reforma, la CFE tenía a su cargo de manera verticalmente integrada la

operación y control del SEN, permitiendo únicamente la participación privada en el sector de generación a través del otorgamiento de permisos en distintas modalidades como la Producción Independiente de Energía, el Autoabastecimiento, la Cogeneración, la Pequeña Producción, etc.

Con la reforma, se introdujeron mecanismos con el propósito específico de impulsar el desarrollo SEN, entre los que destacan:

- **Creación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)**: Permitió la libre competencia entre generadores de electricidad, donde las Energías Renovables pudieron vender su energía en igualdad de condiciones con otras fuentes.
- **Subastas de Energía de Largo Plazo**: Entre 2015 y 2018, se llevaron a cabo tres subastas eléctricas en las que se adjudicaron contratos a empresas generadoras de energía renovable, principalmente solar y eólica, con precios que en su momento se declararon como altamente competitivos a nivel internacional como se muestran en las Figuras 5 y 6.
- **Certificados de Energía Limpia (CELs)**: Se implementó un sistema de certificados que obliga a los grandes consumidores de electricidad a adquirir un porcentaje de su energía a partir de fuentes limpias, incentivando así la inversión en Energías Renovables.
- **Operación del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)**: Por muchos años, el CENACE operó como una unidad administrativa de le empresa estatal CFE. A partir de la Reforma de 2013 comenzó operaciones como entidad independiente, siendo responsable del Control Operativo del SEN, la administración del MEM, asegurando la confiabilidad de la infraestructura eléctrica.

b) Cambio de política energética en 2018

En el año 2018 con la llegada de un nuevo gobierno, se implementó un cambio en la política energética con el objetivo de fortalecer a la CFE y revisar las reglas de participación del sector privado en el reciente Mercado Eléctrico Mayorista. Algunas de las medidas que se relacionaron directamente con las Energías Renovables fueron:

- **Suspensión de las Subastas de Largo Plazo para revisión:** A partir de 2019, el gobierno detuvo las subastas de energía de largo plazo, revisando este mecanismo de incorporación de nuevos proyectos renovables con contratos a precios competitivos.
- **Revisión de las Reglas de Despacho Económico:** Se promovieron cambios regulatorios que pedían considerar el uso de los Costos Totales y no sólo de los Costos Variables en el mecanismo de despacho. De manera particular, para este último costo las Energías Renovables ofertan prácticamente en cero debido a que no requieren de combustibles para poder operar.
- **Modificación del mecanismo de asignación de CEL:** se propuso una modificación que permitiría que las plantas existentes de la CFE antes de la Reforma de 2013 pudieran obtener CELs, revisando el incentivo para la construcción de nuevas centrales con Energías Renovables.
- **Poca aceptación del sector privado de las nuevas reglas:** se iniciaron diversos juicios promovidos en contra de muchos de los mecanismos relacionados con Energías Renovables. Lo anterior dificultó la implementación de muchas de las reglas que se pretendieron implementar en esa nueva política energética.

5 RETOS Y OPORTUNIDADES FUTURAS PARA LA REGULACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN MÉXICO

México se encuentra en un punto crucial en su transición hacia un sistema energético más limpio y sostenible. El país cuenta con un gran potencial para el desarrollo de Energías Renovables, y la evolución de su marco regulatorio en los últimos años ha generado tanto avances significativos como desafíos importantes. De cara al futuro, es fundamental identificar los retos que deben superarse y las oportunidades que pueden aprovecharse para impulsar un sector energético más eficiente, competitivo y ambientalmente responsable.
Dentro de los principales retos en el desarrollo y mejora de la regulación para la integración ordenada de las Energías Renovables se pueden mencionar los siguientes aspectos:

a) **Regulación de Acceso a la Red:** esta regulación tiene una faceta tanto administrativa como técnica. La primera de ellas debe reforzar el principio de trato no indebidamente discriminatorio que no se refiere a garantizar que todo proyecto tendrá acceso a la red, sino que se refiere a que todos los proyectos sean tratados y revisados en igualdad de circunstancias. La otra faceta se refiere al desarrollo y revisión de requerimientos técnicos para que la interconexión de Energías Renovables variables no ponga en riesgo la confiabilidad del SEN y que deben reflejarse en el Código de Red vigente.

b) **Regulación de Mercados Eléctricos:** es conveniente que México amplíe su regulación con respecto a la creación de nuevos mercados de capacidad y de servicios conexos. Lo anterior brindaría mayor flexibilidad al SEN para controlar de mejor manera la variabilidad en los patrones de generación de las Energías Renovables. Estos mercados podrían ir acompañados de una regulación específica orientada a los Sistemas de Almacenamiento como baterías, mecanismos de Respuesta a la Demanda (*Demand Response*) y desarrollo de proyectos híbridos de generación que consideren el uso de Hidrógeno verde.

c) **Aprendizaje de experiencias internacionales:** El desarrollo y adecuación de la infraestructura no es una tarea que siempre deba comenzar de cero. En este sentido México puede y debe apoyarse en la experiencia de otros países que comparten el reto de la integración de Energías Renovables en sus sistemas. Es menester estudiar casos como Chile con el desarrollo de todo un marco regulatorio sobre los Sistemas de Almacenamiento de Energía; el caso de Brasil con el desarrollo de reglas para la Generación Distribuida; el caso de España que tiene ya varios años operando un Centro de Control exclusivo para las Energías Renovables; el caso de Dinamarca para explorar los beneficios de la integración regional con interconexiones eléctricas entre países para compartir recursos manteniendo la confiabilidad de operación, el caso de Estados Unidos con mecanismos de promoción de Energías Renovables a través de la creación de las "Zonas Competitivas de Energías Renovables" con el desarrollo importante de infraestructura de transmisión, etc. En este apartado es conveniente señalar que si bien se tienen que revisar las experiencias en otros países, México no aplicará soluciones o regulaciones *"copy-paste"* ya que cada país tiene su propio contexto, arreglo institucional, topología de red, etc.

d) **Aprovechar la reestructuración del sistema energético mexicano:** recientemente México ha realizado una nueva Reforma Constitucional en materia energética en el año 2024. Dentro de las tareas que se realizan en ese contexto actualmente se discute en el Congreso Mexicano las leyes que acompañarán dicha reforma en materia de electricidad e hidrocarburos. Con respecto a electricidad se espera la promulgación de una nueva Ley del Sector Eléctrico y la creación de una nueva Comisión Nacional de Energía que sustituirá a los órganos reguladores actuales. La coyuntura que se vive actualmente en México puede ser una buena oportunidad para dar un nuevo impulso a la regulación en materia de Energías Renovables.

6 CONCLUSIONES

México se encuentra en un punto crucial en Transición Energética hacia un sistema eléctrico más limpio y sostenible. El país cuenta con un gran potencial para el desarrollo de Energías Renovables, por lo que la evolución de su marco regulatorio debe realizarse de manera integral considerando no sólo los aspectos técnicos de la ingeniería eléctrica y operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia, sino de los aspectos legales, administrativos, económicos y medioambientales que se encuentran siempre presentes. Es menester nunca perder de vista que una de las principales funciones de todo regulador (si no es que la principal) es brindar certidumbre a un sector energético que hoy en día es motor todas las economías del mundo. Para finalizar, se enfatiza que el regulador en todo momento debe velar por los intereses de los usuarios finales ya sea en sus industrias, comercios, negocios u hogares y siempre ponerlos en el centro de sus discusiones y trabajos.

7 REFERENCIAS

[1] IRENA (2025). International Renewable Energy Association. Capacity Statistics 2025. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Mar/IRENA_DAT_RE_Capacity_Statistics_2025.pdf

[2] Secretaría de energía (2025). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2024 – 2038. Secretaría de Energía. https://www.gob.mx/sener/articulos/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-2024-2038

[3] Secretaría de energía (2024). Estrategia de Transición Energética para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios. Diario Oficial de la Federación, Secretaría de Energía. https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5714865&fecha=23/01/2024#gsc.tab=0

Comité de Estúdios C5 – Mercados de Electricidad y Regulación

EVALUACIÓN DE LA NORMATIVA COLOMBIANA PARA LA INTEGRACIÓN DE FNCER EN REDES DE DISTRIBUCIÓN UTILIZANDO EL ALGORITMO GENÉTICO CHU-BEASLEY

D. AGUIRRE*
XM S.A E.S.P.
Colombia
Daguirre@utp.edu.co

H. SALAZAR
Universidad Tecnológica de Pereira
Colombia
hsi@utp.edu.co

Resumen *–El documento analiza el marco regulatorio vigente para la inserción de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) en las redes locales de baja y media tensión en Colombia. La investigación se enfoca en la eficiencia de la normativa y propone mejoras para optimizar la ubicación y operación de la generación distribuida.*

El estudio utiliza el algoritmo genético Chu-Beasley, una variación robusta de los algoritmos genéticos clásicos que mejora la exploración del espacio de soluciones mediante una gestión avanzada de restricciones. Con este enfoque, se evalúan diferentes escenarios de integración de generación solar en niveles de tensión 1 y 2, considerando tanto los aspectos normativos como las restricciones técnicas de las redes de distribución.

Entre los hallazgos más relevantes, se destaca que la normativa actual presenta limitaciones en términos de incentivos para pequeños generadores y falta de coordinación entre operadores de red y autoridades regulatorias. Sin embargo, el algoritmo Chu-Beasley permitió identificar ubicaciones óptimas para los generadores distribuidos, minimizando las pérdidas eléctricas y los riesgos operativos. Además, el modelo sugiere que una regulación robusta permite crear los criterios de conexión para aumentar significativamente la penetración de renovables en estas redes sin afectar las redes de distribución o los costos para los usuarios que no utilicen este tipo de tecnología.

Finalmente, el documento propone modificaciones normativas que utilicen técnicas avanzadas de optimización, con el objetivo de facilitar la adopción de FNCER en niveles de distribución más bajos y contribuir a los objetivos de transición energética del país.

Palabras clave: Energía Renovable – Regulación – Algoritmos Evolutivos – Hosting Capacity.

1. INTRODUCCIÓN

1.2. Antecedentes

Mediante la Ley 1715 de 2014, el Congreso de la República de Colombia, reguló la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. Uno de sus objetivos principales es promover el desarrollo y la utilización de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER). [1]

* Daguirre@xm.com.co – Daguirre@utp.edu.co

Esta Ley otorgó competencias a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para definir el marco normativo que viabilice la integración de las FNCER en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Así, la CREG emitió resoluciones como la CREG 024 de 2014 y la CREG 174 de 2021 regulando actividades de autogeneración a gran escala, autogeneración a pequeña escala y generación distribuida, mediante esta última se establecieron parámetros específicos para los Autogeneradores de Pequeña Escala (AGPE), sistemas demanda/generación y los Generadores Distribuidos (GD), sistemas de solo inyección. [2] [3]

Por otro lado, la CREG clasifica el SIN en niveles de tensión según su capacidad nominal, por ejemplo: nivel 1 (menor a 1 kV) y nivel 2 (entre 1 kV y 30 kV) e inicialmente estableció un límite técnico del 15 % de la capacidad nominal del circuito para la conexión de AGPE y GD en el nivel 1 para sistemas fotovoltaicos con almacenamiento, este límite es conocido en la literatura como "Hosting Capacity" (HC). Este límite fue posteriormente ampliado a 50%, considerado por la CREG adecuado para la integración homogénea de FNCER sin mayores problemas operativos, según lo dispuesto en la Circular 021 de 2019. Sin embargo, no se definieron límites específicos para el nivel 2. [4]

Ahora bien, la integración de generación distribuida en cualquier nivel del SIN debe ser gradual y regulada, pues puede generar efectos negativos como problemas de estabilidad, aumento de pérdidas y desviaciones en los niveles de tensión [5]. Además, la limitada capacidad de integración puede dar lugar a efectos adversos si un solo usuario usa toda la capacidad. Para abordar este desafío, se han desarrollado métodos de optimización que determinan la ubicación y cantidad óptima de generación distribuida. Estudios recientes han propuesto enfoques basados en programación lineal entera mixta (MILP) y técnicas de relajación para analizar y mejorar el HC, considerando la incertidumbre inherente a las fuentes renovables mediante escenarios representativos [6]. Otros trabajos exploran modelos probabilísticos para optimizar la capacidad de alojamiento de generación fotovoltaica, integrando estrategias de almacenamiento de energía y respuesta a la demanda como en [7]. Asimismo, técnicas avanzadas como la programación de cono de segundo orden (SOCP) han demostrado ser efectivas para maximizar la utilización de energía solar en sistemas integrados [8].

La evaluación de la HC se ha enriquecido con métodos estocásticos, aritmética de intervalos, aprendizaje por refuerzo profundo multiagente, factores de sensibilidad en nodos propensos, todos orientados a garantizar una integración segura y eficiente de las energías renovables; estas investigaciones destacan la importancia de un enfoque estratégico para mitigar riesgos técnicos y promover el crecimiento sostenible del sector energético. [5] [9] [10] [11] [12] [13] [14]

Métodos adicionales incluyen algoritmos genéticos, como el desarrollado en [15], que optimizan la ubicación y dimensionamiento de generadores distribuidos con el objetivo de reducir pérdidas técnicas y cumplir con los límites de tensión, lo que es un enfoque optativo para en sistemas eléctricos de gran tamaño, ya que los modelos exactos pueden ser computacionalmente costosos, mientras que los métodos basados en factores de sensibilidad pueden ser limitados en redes con cargas similares, como circuitos residenciales de nivel 1. Por ello, los algoritmos evolutivos, como el algoritmo Chu-Beasly, se presentan como una solución práctica, permitiendo múltiples evaluaciones para determinar un HC óptimo en los niveles 1 y 2; ya que este algoritmo logra resultados cercanos a la optimalidad, con desviaciones inferiores al 0.01 %. [16]

Finalmente, y tal como se describe en [17] los estudios sobre redes de baja y media tensión destacan la importancia de cambios estructurales significativos en las redes y la implementación de controles de tensión como estrategias clave para aumentar la HC y soportar una mayor penetración de generación fotovoltaica, por lo que se sugieren que se deben realizar posibles cambios de políticas

para mantener el ritmo en la adopción en generación distribuida, es así que, se considera importante un dimensionamiento del HC para redes de nivel 1 y nivel 2, para conservar la seguridad operativa e incentivar el ingreso de las FNCER, por lo que una revisión de los limites regulados actuales permite conocer si se requieren ajustes normativos.

1. MODELO MATEMÁTICO

El modelo matemático propuesto optimiza las pérdidas en las redes de distribución, promoviendo un funcionamiento eficiente y sostenible, mientras maximiza la capacidad de inyección de energía desde fuentes distribuidas. Además, incorpora restricciones claves para garantizar la estabilidad operativa, como el mantenimiento de los límites de tensión dentro de márgenes aceptables, asegurando la calidad del suministro eléctrico y evitando sobrecargas. Este enfoque logra un balance óptimo entre la reducción de pérdidas y las condiciones de operación segura, fomentando el aprovechamiento de recursos energéticos distribuidos y facilitando la integración de generación limpia, en línea con los objetivos de transición energética. Es así que el modelo que se presenta a continuación, se aplicará para diferentes valores de HC, incluyendo los límites actuales hasta evaluar el 100% de la capacidad medida en términos del punto de conexión del sistema.

$$\min[FO] = R_{ij} * I_{ij}^2 \tag{1}$$

s.a

$$\sum P_{ki} - \sum \left(P_{ij} + R_{ij} * I_{ij}^2\right) + P_i^e = P_i^d \tag{2}$$

$$\sum Q_{ki} - \sum \left(Q_{ij} + X_{ij} * I_{ij}^2\right) + Q_i^e = Q_i^d \tag{3}$$

$$V_i^2 - 2\left(R_{ij} * P_{ij} + X_{ij} * Q_{ij}\right) - Z_{ij}^2 * I_{ij}^2 - V_j^2 = 0 \tag{4}$$

$$I_{ij}^2 * V_j^2 = P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \tag{5}$$

$$I_{ij} \leq \overline{I_{ij}} \tag{6}$$

$$\underline{V_i} \leq V_i \leq \overline{V_i} \tag{7}$$

$$\sum P_{GD} + \sum P_{AGPE} \leq HC * P_{pc} \tag{8}$$

$$V_{i+1} < V_i \tag{9}$$

Como primera restricción se deben cumplir con las leyes de Kirchhoff, las cuales establecen el balance de potencia activa y reactiva en cada barra presentado en las ecuaciones (2) y (3), por su parte la caída de voltaje en cada tramo de red es representada en la ecuación (4), se tiene en cuenta el flujo de potencia a través de la ecuación (5), se conserva los limites operativos de los tramos de red y voltajes en las barras mediante las ecuaciones (6) y (7). Por su parte las ecuaciones mediante las cuales se representan las restricciones regulatorias para la integración de GD y AGPE se presentan en la ecuación (8), siendo que la sumatoria de los valores nominales del GD o AGPE en un mismo circuito o rama de nivel 1 o 2 conectado a un mismo alimentador o transformador, no debe superar un porcentaje del valor nominal, el cual será objeto de estudio en el presente artículo. Por otro lado, la ecuación (9) representa la

restricción del sistema para impedir contra flujos en los transformadores de conexión, es decir, en el nodo inicial respecto a los siguientes nodos radiales.[1]

2. MÉTODO DE SOLUCIÓN

El método de Chu-Beasly, corresponde a una versión modificada del algoritmo genético, y como características principales se tienen la de garantizar una población diversa durante el proceso, tamaños de población pequeños, bajos tiempos de cómputo y soluciones de buena calidad. [16]

3.1. Algoritmo del método de Chu-Beasly

En este algoritmo se realizan los siguientes pasos, los cuales son adaptados para resolver el problema de ubicación optima de GD y AGPE.

- Generación de la población inicial. Esta debe ser diversa, para lo cual se requiere el uso de diferentes heurísticas.
- Aplicación del operador selección. Se usa selección por torneo.
- Aplicación del operador de cruzamiento. Se usa cruzamiento de un punto.
- Aplicación del operador mutación. Cambio de estado de algunos de los genes.
- Cálculo de la función objetivo de los dos descendientes.
- Selección del descendiente de mejor función objetivo.
- Mejoramiento del descendiente de mejor función objetivo.
- Integración del mejor descendiente. Análisis de factibilidad.
- El algoritmo es interrumpido si la incumbente (mejor solución encontrada durante el proceso) no mejora después de un número especificado de iteraciones o si se satisface un número máximo de ciclos generaciones.

3.2. Implementación del algoritmo

La codificación del genotipo para cada individuo se presenta en la **Tabla *1***, donde cada segmento representa un nodo en la red, en el cual puede estar presente un usuario o un punto de inyección, el valor es la capacidad nominal del generador el cual se dimensiona en pasos discretos de acuerdo con los valores comerciales de paneles solares comúnmente utilizado en redes de nivel 1 y 2 en Colombia.

Tabla 1 Codificación

0 kW	0kW	15 kW	0 kW	0	1kW	…	0,25kW

Como herramienta de evaluación de la función objetivo de cada individuo, se utiliza un flujo de carga de barrido iterativo [18], el cual usa un modelo ZIP (impedancia, corriente, o potencia constante), el modelo es evaluado en el peor escenario de cada sistema, es decir, en las horas de mínima demanda considerando la máxima generación en cada nodo; así mismo las restricciones del modelo matemático son tenidas en cuenta en el algoritmo genético en las evaluación de cada individuo como una penalización de la función objetivo. La restricción del punto de conexión es considerada para cada escenario de prueba en pasos discretos con el fin de evidenciar la evolución de la reducción de pérdidas en la medida en la que se permite mayor integración. No todos los nodos, del sistema

[1] Las variables y el modelo pueden ser consultados a los autores a través del correo electrónico.

modelado para nivel de tensión 1 con tienen demanda, por lo que se considera que cuando el algoritmo sugiere una instalación de FNCER, esta será del tipo GD y para los demás casos se asume una conexión de AGPE.

4. EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.

4.1. Calibración de parámetros

Los parámetros aquí presentados son aquellos que bajo múltiples pruebas permitieron hallar las mejores respuestas de manera transversal para todos los sistemas.

Tamaño de población	40 individuos
Tamaño de la muestra por población	4 individuos
Tasa de cruzamiento	80%
Tasa de mutación	80%
Mutación, número de intercambio de genes por individuo	2 posiciones
Probabilidad de efectuar mejoramiento de individuo	50%
Tasa de utilización o probabilidad de ubicación de GD o AGPE en nodo, se usa para la población inicial	2%
Número de ciclos o generaciones	2000
Número de iteraciones sin mejora de incumbente	100

4.2. Sistemas de pruebas.

Los sistemas analizados son un sistema IEEE de 33 barras que representa un sistema de nivel de tensión 2 y dos sistemas reales de un Operador de Red -OR- colombiano de nivel de tensión 1, que representan un sistema rural y uno urbano, de 46 y 215 barras respectivamente.

De acuerdo con la Resolución CREG 174 de 2021, el límite de capacidad instalada o nominal de generación para un GD o AGPE es un 1MW. Es así que se asume para efectos de evaluación del presente artículo que las conexiones de nivel de tensión 1 se realizan normalmente bajo esquemas de 110 V o 220 V, por lo que se consideran GD y AGPE con potencias menores o iguales 0.1 MW por las capacidades convencionales de los transformadores en ese nivel de tensión y para niveles de tensión 2 se toman consideraciones de potencia instalada entre 0.1 MW y 1 MW. [3]

Las pruebas se dividieron en dos instancias, la primera, evaluación de la regulación actual para el HC definido por la CREG teniendo como consideración el peor escenario, es decir, que todo el porcentaje del punto de conexión sea ocupado por un solo usuario, y la segunda utilizando el algoritmo propuesto para realizar la ubicación optima, evaluando de manera discreta un aumento del HC, teniendo como sensibilidad la reducción de pérdidas.

4.3. Prueba y resultado individual de Hosting Capacity

Para efectos de indicar los resultados, la barra 1 representa el nodo alimentador y la barra 33, 46 o 215 representa el ultimo nodo de cada sistema radial. La evaluación se hace secuencial iniciado con un valor habilitado de HC de 5% en la barra 2, los resultados se presentan a continuación, donde, se presentan el HC para el cual el valor de pérdidas comienza a aumentar y la barra donde se ocupa todo el HC, así mismo el HC para el cual se presenta la mayor reducción de pérdidas y la barra que utiliza el HC para la cual se presenta este efecto, por último, el valor de HC para el cual se comienzan a incumplir los límites de tensión y la barra en la que se instala la FNCER con todo el HC habilitado.

Tabla 2 Consolidado de resultados HC - Individual

	Aumento Pérdidas			Reducción Pérdidas			Límites de tensión		
	HC %	%Aumento	Barra	HC %	%Disminución	Barra	HC %	V [Pu]	Barra
IEEE 33	10	0,23	21	35	33,42	6	55	1,11	33
46 Barras	5	3,02	39	30	58,81	18	30	1,13	46
215 Barras	5	2,33	151	25	66,92	42	30	1,13	214

Es así que, en cuanto a las tensiones en las barras, el sistema IEEE de 33 barras, empieza a incumplir las restricciones a partir de un HC del 55%, para los sistemas reales de niveles de tensión 1 a partir de un HC del 30%. En cuanto a las pérdidas, el sistema IEEE de 33 barras, a partir del 10% las pérdidas aumentan. Para los sistemas de nivel 1 se presentan aumentos en las pérdidas a partir de un HC del 5%. Así mismo, se pueden evidenciar reducción de pérdidas a partir del 25% del HC en todos los sistemas con la participación de un solo usuario.

Se puede evidenciar que, si el HC es usado por un solo usuario, pueden presentarse reducciones de pérdidas considerables en el sistema, no obstante, ante valores bajos de habilitación de HC también se pueden presentar aumentos en las pérdidas, y a partir del 30% generar problemas de tensión.[2]

4.4. Evaluación de algoritmo de Chu-Beasly.

A continuación, en la Ilustración 1 se evidencia la reducción de pérdidas en cada sistema de acuerdo con la ubicación optima de los GD y AGPE, en la cual se evidencia una estabilidad a partir de un HC de 45%.

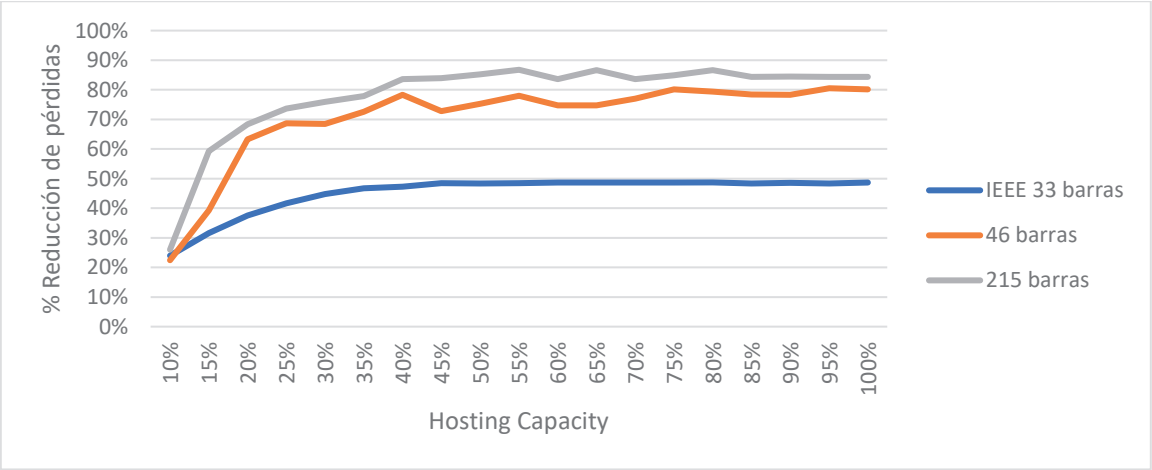


Ilustración 1. % de Reducción de pérdidas por sistema vs % de HC habilitado

En la Tabla 3, se presentan los resultados divididos en: el valor del Hosting Capacity habilitado, seguido de la capacidad nominal del transformador alimentador del circuito, la reducción de pérdidas respecto al valor inicial sin participación de FNCER, la potencia nominal instalada FNCER en todo el sistema, el valor de HC utilizado por el algoritmo para la respuesta optima, cantidad de barras con participación de FNCER.

Se puede evidenciar que el sistema a IEEE de 33 barras presenta una reducción de pérdidas del 48,08% con una participación de 4 usuarios con FNCER, por otro lado, en los sistemas reales la

[2] Los resultados completos pueden ser consultados a los autores a través del correo electrónico.

reducción de pérdidas es del 72,43% y 83,97%, con participación FNCER en 8 y 10 barras, para los sistemas de 46 y 215 barras respectivamente.

Tabla 3 Consolidado de resultados

	IEEE 33	46 Barras	215 Barras
Hosting Capacity [%]	45	45	45
Capacidad nominal de la Subestación [kVA]	5000	35	45
Reducción de pérdidas [%]	48,08	72,43	83,97
Potencia instalada FNCER [kW]	2235	15	19,75
Hosting Capacity utilizado [%]	44,7	42,85	43,88
Barras con participación FNCER	4	8	10

Para todos los casos la respuesta del algoritmo es un HC de 45%, sin que se presente una mejora, es decir el óptimo del algoritmo genético, teniendo en cuenta las violaciones a restricciones operativas o contraflujos en los transformadores de conexión.

El porcentaje de barras con participación FNCER para el sistema IEEE de 33 nodos es del 12%, no obstante para los sistemas reales se tiene lo siguiente: 46 barras (rural), una intervención del 17% de las barras, y 215 barras (urbano), una intervención del 4% de las barras.

4.5. Análisis de resultados.

Es importante resaltar que este primer acercamiento indica que los valores del HC establecidos en la normatividad colombiana se pueden reconsiderar, no obstante, se requiere de una muestra mayor de redes en niveles 1 y 2, rurales y urbanas, para obtener una conclusión con una mayor certeza.

Ahora bien, de acuerdo con la normatividad colombiana el HC es del 50% para los circuitos con FNCER de sistemas fotovoltaicos con almacenamiento en nivel 1, no obstante, se pudo deducir que, habilitar esta capacidad para un solo usuario puede conllevar inconvenientes operativos en la red y sobre costos para los demás usuarios por el aumento de pérdidas.

Fue posible deducir que, si la integración se hace planificada, es decir ocupado el óptimo operativo de la red, el porcentaje de integración puede ser del 50%, aunque, debido a que actualmente no hay una coordinación entre usuarios, se considera que el valor es alto por lo que se recomienda reducirlo hasta tanto el Regulador implemente mecanismos para esta coordinación.

Se pudo deducir de las pruebas que en redes urbanas de nivel 1, se deben fijar límites de conexión ya que, aunque se realice una ubicación optima de los generadores, el porcentaje de participación es bajo sin que se presenten problemas operativos, además de que se podrían presentar situaciones de acaparamiento del HC.

5. CONCLUSIONES

De acuerdo con lo establecido en la normatividad colombiana, es necesario que para el sector eléctrico, se planteen mecanismo que impulsen e incentiven la integración de FNCER en el territorio nacional, dentro de los sistemas de distribución. Es en este sentido que se logra evaluar la normativa colombiana y particularmente el Hosting Capacity para los niveles de tensión 1 y 2; así como la implementación del algoritmo modificado de Chu-Beasly como herramienta para la ubicación óptima de generadores bajo la regulación colombiana, para el mejoramiento de las condiciones operativas en

los sistemas propuestos, con aumento en la inclusión de FNCER. Logrando mediante la ubicación de generación distribuida, una reducción de pérdidas de energía; permitiendo así, que muchos usuarios participen.

Se pudo evidenciar que el algoritmo genético modificado de Chu-Beasly, permite la determinación de un punto óptimo operativo para los sistemas de distribución de energía eléctrica, para todos los porcentajes de Hosting Capacity. Cabe resaltar que el método realiza una alta exploración del espacio de solución, garantizando una población diversa en todo el ciclo generacional y hallando respuestas de buena calidad con un esfuerzo computacional bajo.

Se pudo deducir que la utilización completa del Hosting Capacity por parte de un solo usuario podría causar afectaciones negativas sobre las tensiones y los valores de las pérdidas en todos los niveles de tensión, para valores inferiores al actual HC o para un aumento futuro.

Por lo anterior, se pudo deducir que la regulación Colombia tiene oportunidades de mejora en cuanto al HC, que permita una mayor integración de FNCER sin la posibilidad de un acaparamiento de la red por un solo usuario, así mismo, se requiere de ajustes que permita garantizar la operación segura y confiable del SIN, lo que sugiere que es necesaria una coordinación del Regulador y los OR para integración optima de esta tecnología, por lo que se requiere de incentivar a los OR para implementar algoritmos similares que les permita determinar las mejores condiciones operativas.

Por lo que inicialmente se consideran necesarias modificaciones normativas que utilicen técnicas avanzadas de optimización, con el objetivo de facilitar la adopción de FNCER en niveles de distribución más bajos que contribuyan a los objetivos de transición energética del país.

6. BIBLIOGRAFÍA

[1] Congreso de Colombia, «Ley 1715 de 2014,» Función Pública, 13 Mayo 2014. [En línea]. Available: www.funcionpublica.gov.com. [Último acceso: 12 Enero 2025].

[2] Comision de Regulación de Energía y Gas -CREG-, «CREG 024 de 2014,» Alejandría, 7 Marzo 2014. [En línea]. Available: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/. [Último acceso: 7 Enero 2025].

[3] Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG-, «CREG 174 de 2021,» Alejandría, 07 Octubre 2021. [En línea]. Available: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/. [Último acceso: 12 01 2025].

[4] Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG-, «Circular 021 de 2019,» Alejandría, 01 Marzo 2019. [En línea]. Available: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/. [Último acceso: 12 01 2025].

[5] R. S. Zulpo, R. C. Leborgne y A. S. Bretas, «Optimal location and sizing of distributed generation based on power losses and voltage deviation,» *2014 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition - Latin America (PES T&D-LA),* nº doi: 10.1109/TDC-LA.2014.6955180., pp. 1-4, 2014.

[6] X. Xia, F. Xu, J. Ye, J. Shi, W. Xu y X. Zong, «Renewable Energy Hosting Capacity Assessment and Optimization in Power Distribution System Considering Uncertainty,» *2022 IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia (I&CPS Asia),* nº doi: 10.1109/ICPSAsia55496.2022.9949894, pp. 1344-1349, 2022.

[7] W. Liu, L. Li, J. Hu, X. He, Y. Zhang y J. Wu, «robabilistic Hosting Capacity Evaluation of Distribution Network Considering Impacts of Demand Response and Energy Storage

System,» *2023 5th Asia Energy and Electrical Engineering Symposium (AEEES),* nº doi: 10.1109/AEEES56888.2023.10114108, pp. 818-822, 2023.

[8] F. Luo, Z. Jliao y W. Wei, «Maximum Hosting Capacity Evaluation Method of Solar Energy in Integrated Energy Distribution System based on enhanced-SOCP,» *021 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM),* nº doi: 10.1109/PESGM46819.2021.9638052., pp. 01-05, 2021.

[9] M. d. Santos Nepomuceno, L. W. De Oliveira, W. D. Nascimento Silva, I. D. De Melo y B. H. Dias, «Distributed Generation Hosting Capacity Evaluation for Distribution Systems Through an Optimal Power Flow,» *2023 Workshop on Communication Networks and Power Systems (WCNPS),* nº doi: 10.1109/WCNPS60622.2023.10344817, pp. 1-6, 2023.

[10] M. B. Setyonegoro, R. Irnawan, L. M. Putranto, E. Firmansyah, W. Y. Atmaja, N. Adi, Z. Arifin, R. Gusti, D. Prastianto y Sarjiya, «Study of rooftop PV hosting capacity in 20 kV systems in facing distributed generation penetration, Results in Engineering,,» *ELSEVIER,* vol. 23, nº 102517, ISSN 2590-1230,, 2024.

[11] T. T. De Oliveira, M. H. Bollen y N. Etherden, «A hosting capacity based approach toward distribution system planning for high PV penetration,,» *Electric Power Systems Research, ELSEVIER,* vol. 238, nº 111138, ISSN 0378-7796,, 2025.

[12] V. C. Moro, F. C. T. rindade, F. B. Costa y B. D. Bonatto,, «Distributed generation hosting capacity analysis: An approach using interval-affine arithmetic and power flow sensitivities,,» *Electric Power Systems Research, ELSEVIER,* vol. 226, nº 109946, ISSN 0378-7796,, 2024.

[13] X. X. Xiaoyang Chen, J. Wang, L. Fang, F. Xue y E. G. Lim, «Cooperative multi-agent deep reinforcement learning based decentralized framework for dynamic renewable hosting capacity assessment in distribution grids,,» *Energy Reports, ELSEVIER,* Vols. %1 de %2Volume 9, Supplement 10,, nº ISSN 2352-4847,, pp. 441-448, 2023.

[14] W. F. Zong y Y. Jing, «ast solution algorithm for opti- mal placement of distributed generations,» *IEEE Power Engi- neering and Automation Conference,* nº doi: 10.1109/PEAM.2011.6135002., pp. 1-4, 2011.

[15] R. Shivarudraswamy, D. N. Gaonkar y N. S. Jayalakshmi , «GA based optimal location and size of the distributed generators in distribution system for different load conditions,» *IEEE 1st International Confe- rence on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (IC- PEICES,* nº doi: 10.1109/ICPEICES.2016.7853256, pp. 1-4, 2016.

[16] J. E. Beasly y P. C. Chu, «A Genetic Algorithm for the Generalized Assignment Problem,» *Computers Operations Research,* Vols. %1 de %224, Issue 1, nº ISSN 0305-0548, pp. 17-23, 1997.

[17] V. Püvi y M. Lehtonen, «Evaluating distribution network optimal structure with respect to solar hosting capacity,,» *Electric Power Systems Research, ELSEVIER,* vol. 216, nº 109019, ISSN 0378-7796,, 2023.

[18] R. Cespedes, «New method for the analysis of distribution networks,» *IEEE Transactions,* vol. 5, nº 1, pp. 391-396, 1990.

Comité de Estúdios C5 – Mercados de Electricidad y Regulación

TRES DÉCADAS DE LA CREACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO: *ANÁLISIS Y BALANCE ENTRE RESILIENCIA, EFICIENCIA, SEGURIDAD Y EL AVANCE DEL SECTOR.*

D.M. PEREZ*
XM S.A.
Colombia
dmperez@xm.com.co

Resumen *– El sector eléctrico colombiano ha recorrido un largo camino desde las reformas significativas de 1994, que dieron lugar a la creación de la Ley de Servicios Públicos (Ley 142) y la Ley Eléctrica (Ley 143). Estas leyes han sido fundamentales para consolidar un sector eléctrico robusto que se enfoca en la calidad, seguridad, confiabilidad, suficiencia y sostenibilidad en todos los eslabones de la cadena de suministro de energía eléctrica. Los desafíos de la incorporación de energías renovables a gran escala en el sistema requieren que el sector enfrente una nueva dinámica y lleve a cabo reformas que permitan seguir manteniendo los principios fundamentales que garanticen la confiabilidad en el suministro y la sostenibilidad en el largo plazo.*

Palabras clave: Balance, eficiencia, seguridad, resiliencia, regulación, mercado de energía, sector eléctrico, transformación, transición energética.

1 INTRODUCCIÓN

A lo largo de estas tres décadas, el sector eléctrico colombiano ha enfrentado y superado numerosos desafíos, adaptándose a las condiciones cambiantes del mercado y las demandas energéticas del país. La Ley 142 de 1994 introdujo un nuevo régimen para los servicios públicos domiciliarios, mientras que la Ley 143 estableció un marco para la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad. Estas reformas permitieron la liberalización del mercado eléctrico, incorporando la desintegración vertical, que en el sector eléctrico colombiano implicó separar las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía, que antes podían ser realizadas conjuntamente por las empresas. Este proceso, iniciado con la Constitución de 1991 y las Leyes 142 y 143 de 1994, tiene como objetivo mejorar la eficiencia del servicio, fomentar la competencia en generación y comercialización, y mantener la transmisión y distribución como monopolios, por sus características y por las economías de escala resultantes. De allí, que la regulación impone límites a la integración vertical para prevenir prácticas anticompetitivas y garantizar la sostenibilidad operativa y financiera de las empresas del sector [1], estos cambios que buscaron promover la competencia, eficiencia en todas las actividades de la cadena de valor, además dieron lugar a la participación del sector privado en diversas actividades del sector, en busca nuevas inversiones que permitiera la sostenibilidad a largo plazo.

Así mismo, el mercado mayorista de energía, que comenzó a operar en 1995, ha sido un componente clave en esta transformación, permitiendo transacciones competitivas en la bolsa de energía, a su vez que garantiza operación segura y confiable, para en el suministro en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Este mercado ha facilitado la integración de nuevas tecnologías y actualmente, busca abordar las crecientes preocupaciones para avanzar hacia una transición energética sostenible. Colombia se enfrenta al desafío de incorporar cerca del doble de su capacidad de generación actual para el año 2030, con un enfoque en las Fuentes de Energía Renovables No Convencionales (FERNC). Este esfuerzo requiere una planificación integral que considere factores técnicos, regulatorios, eficiencia y sostenibilidad a largo plazo en todas las actividades de la cadena de suministro de electricidad.

* Calle 12 Sur # 18 – 168 Bloque 2. Medellín, Colombia.

Este trabajo se basa en el análisis histórico de la políticas, normatividad y regulación más influyentes en el crecimiento y la estabilidad del sector eléctrico colombiano. Este análisis incluye un examen de cómo estas políticas han impulsado la resiliencia del sector, abordando su capacidad de respuesta ante eventos críticos, como el fenómeno de El Niño desde 1994, la estabilidad del suministro y los ajustes regulatorios implementados para mitigar sus efectos, así como las necesidades identificadas para continuar avanzando en la modernización del sector eléctrico colombiano.

2 EVOLUCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO

El análisis de la evolución del sector eléctrico colombiano en las últimas tres décadas revela avances significativos en resiliencia, eficiencia y seguridad. Sin embargo, también destaca la necesidad de ajustes regulatorios y estructurales para enfrentar los nuevos retos de la transición energética y asegurar un desarrollo sostenible.

Sin embargo, de cara a los nuevos desafíos que trae la transición energética, surge un interrogante relevante a resolver, ¿cómo es el balance entre la resiliencia, eficiencia, seguridad?, cual ha sido el avance del sector eléctrico colombiano frente a las condiciones críticas que dieron lugar a las reformas de 1994, ¿cómo es el nivel de cumplimiento de los principios rectores de estas leyes fundamentales para el sector? La respuesta a estos interrogantes, podrían dar señales de las mejoras o modificaciones que se deberían acometer en el sector colombiano de cara a la transición energética:

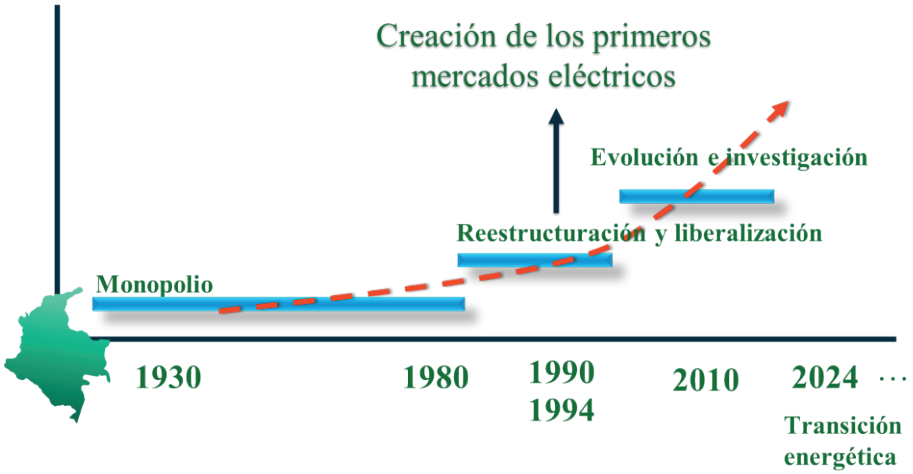


Fig. 1. Esquema general de la evolución del mercado colombiano.

Colombia espera incorporar en su matriz eléctrica, aproximadamente el doble de su generación actual, en los próximos 5 años, es decir hacia 2030, y se espera que esta nueva capacidad de generación sea a partir de las Fuentes de Energía Renovables No Convencionales - FERNC (Figura 2), por lo que es importante avanzar en este nuevo desafío, sin embargo, también es importante en la medida que se avanza, a su vez analizar, como ha sido el desarrollo del sector, hasta este momento y qué aspectos de esos que fueron los planteados inicialmente que van desde la aplicación de reformas estructurales hasta la adopción de nuevas tecnologías y estrategias destinadas a hacer frente a las crecientes preocupaciones medioambientales como se muestra en la Figura 1, deberían mejorarse.

Acorde con [1], la reforma del sector eléctrico se ha desarrollado como un paquete coherente de medidas aplicadas según una secuencia lógica:

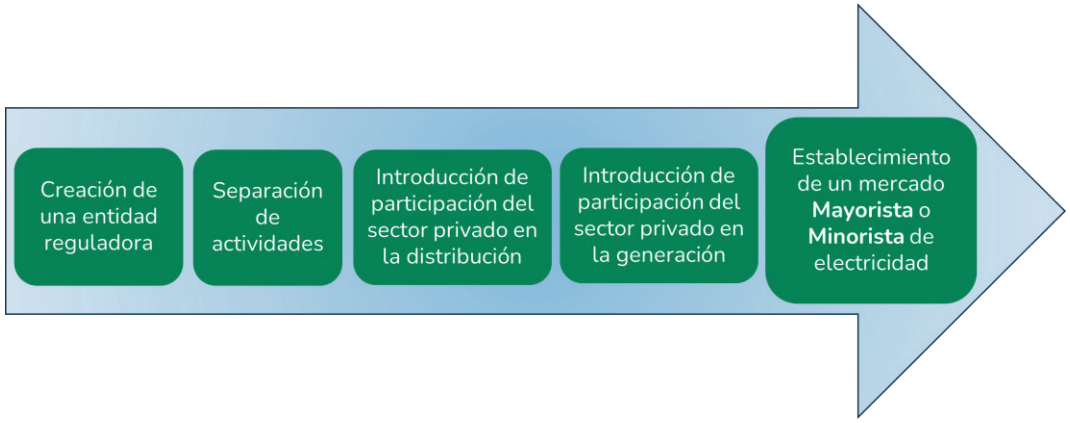


Fig. 2. Desarrollo de reformas en el sector eléctrico **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**

2.1 Conformación de un marco institucional que garantiza la estabilidad del sector

En las últimas tres décadas, y en gran medida a partir de las Leyes 142 y 143 de 1994, con la creación de la estructura organizacional del sector eléctrico colombiano como la conocemos actualmente, se ha logrado consolidar un sector articulado, que vela por la institucionalidad, que trabaja de manera conjunta para su avance, logrando que gracias a esta conformación se hayan logrado superar los inconvenientes, de la crisis energética del 1992 (entre el 2 de marzo de 1992 y el 7 de febrero de 1993), cerca que 12 meses que llevaron al sistema colombiano a enfrentar un racionamiento de energía histórico, que dejó a su vez graves consecuencias económicas y sociales.

Desde entonces la estructura organizacional del sector colombiano, se encuentra conformada los lineamientos de la política pública dirigida por la Presidencia de la República, y con una rama de poder público a cargo de la Rama Legislativa, que para el sector energético está representada por la Comisión Quinta, así mismo, las funciones de coordinación son ejercidas por el Departamento Nacional de Planeación (DNP), en la Fig. 3, se muestra cómo las diferentes entidades gubernamentales y privadas interactúan para gestionar el sector energético en Colombia:

- **Dirección**:
  - Ministerio de Hacienda
  - Planeación (UPME)
  - Regulación (CREG)
- **Control y Vigilancia**:
  - Superservicios
  - Industria y Comercio Infraestructura
- **Operación y Administración**:
  - CNO-Gas
  - CNO
  - CAC
  - XM
- **Actividades / Agentes**: Generación, Transmisión, Distribución, Comerciaización
- **Apoyo Gremios y Asociaciones**: Andesco, ANDEG, Asocodis, ACOLGEN, Acosol, Ser Colombia
- **Coordinación y Seguimiento**: CACSEE
- **Consumidor Final**: Usuarios Regulados (UR) y Usuarios No Regulados (UNR)
- **Inversionistas y Promotores:** empresas extranjeras que participan en las convocatorias de expansión de generación y transmisión de energía



Fig. 3. Estructura organizacional del sector eléctrico colombiano. Elaboración propia.

3 PRINCIPALES HITOS EN LA EVOLUCIÓN DEL MERCADO COLOMBIANO

Durante el período de 1930 a 1980, el sector eléctrico en Colombia estuvo dominado por un monopolio estatal, sin competencia y con el estado controlando todas las actividades relacionadas con la generación, transmisión y distribución de electricidad1. En la década de 1990, se iniciaron las primeras reformas para liberalizar el mercado eléctrico, introduciendo leyes clave como la Ley 142 y la Ley 143, que establecieron un marco institucional para el sector, regulando los servicios públicos y modificando el rol del estado para incluir funciones de dirección, regulación, control y vigilancia [3].

En el año 2000, se inició la operación del mercado mayorista bajo un esquema competitivo para la generación y comercialización de energía, incluyendo la creación del mercado del día anterior (bolsa de energía), contratos a largo plazo, mecanismos de cobertura y un mercado competitivo no regulado. Durante el período de 2003 a 2018, se fortaleció la integración regional con países vecinos como Ecuador, realizando transacciones internacionales de electricidad y aumentando la interconexión entre Colombia y Ecuador. En 2017, se tomó la Decisión CAN 816 para mejorar la integración regional.

Entre 2004 y 2023, Colombia se configuró como un país exportador de energía, con exportaciones que ascendieron a 118 millones de USD y las importaciones a 49.5 millones de USD. En 2006, se implementaron mecanismos de cargo por confiabilidad para asegurar la disponibilidad de energía y garantizar la confiabilidad del suministro en el mediano y largo plazo. En 2021, la Ley 2099 declaró la transición energética como política de estado, fortaleciendo la incorporación de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) y promoviendo la diversificación energética y la digitalización del sector. En 2023, se propusieron cambios en el funcionamiento del mercado para incorporar nuevas tecnologías y mantener la eficiencia y competencia.

La evolución del mercado eléctrico colombiano, impulsada por leyes como la Ley 142, la Ley 143 y la Ley de Transición Energética (Ley 2099 de 2021), ha beneficiado significativamente la seguridad, confiabilidad, eficiencia, resiliencia y sostenibilidad del suministro energético. La implementación de mecanismos de cargo

por confiabilidad y la modernización del mercado han asegurado la disponibilidad de energía y la transparencia en el mercado. Además, la promoción de energías renovables y la digitalización del sector han mejorado la eficiencia y la sostenibilidad, mientras que la integración regional y las transacciones internacionales han fortalecido la resiliencia del sistema. Estos avances han creado un sistema eléctrico más robusto, eficiente y adaptable, capaz de enfrentar los desafíos futuros y asegurar un suministro de energía confiable y sostenible.

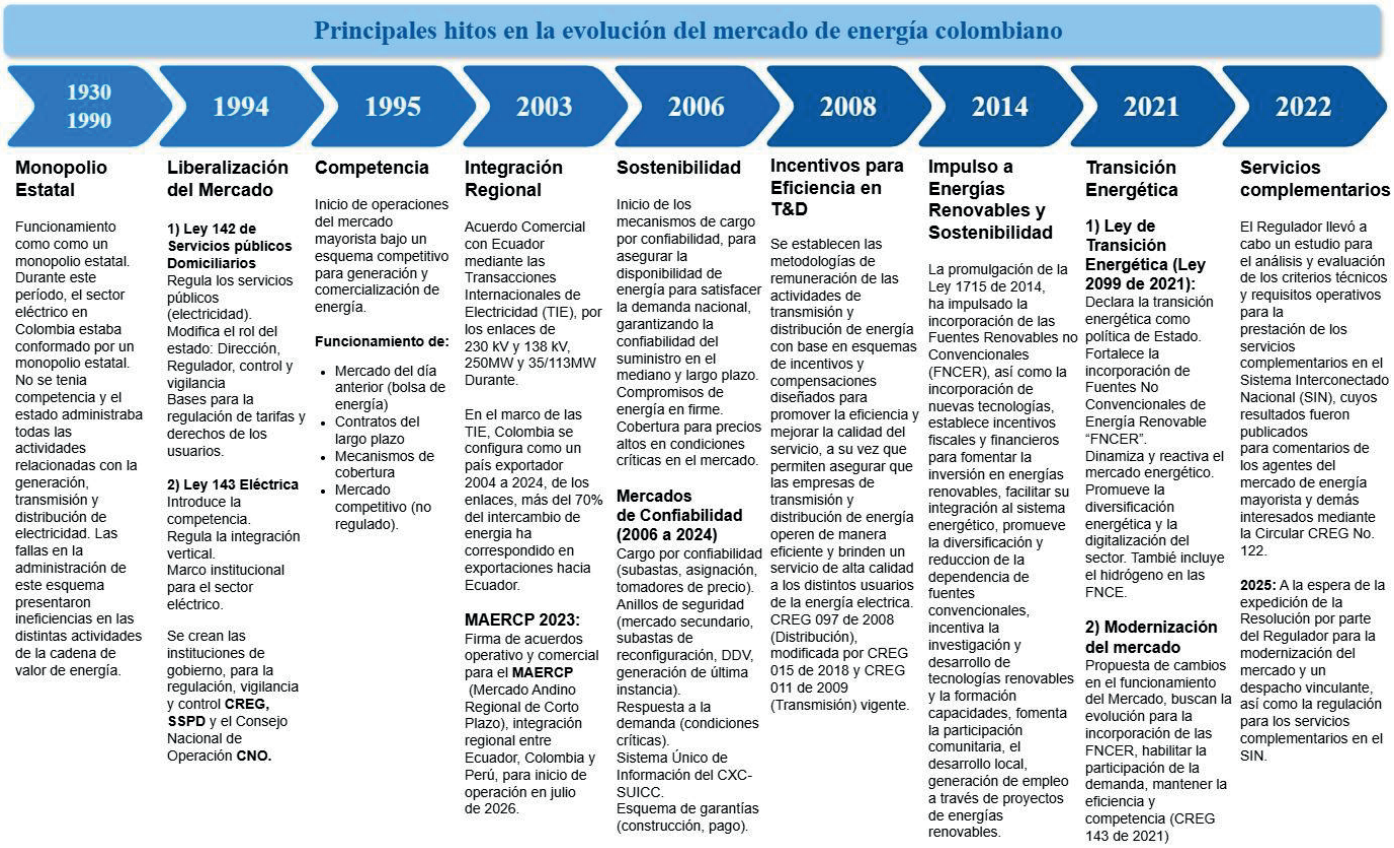


Fig. 4. Hitos relevantes en la evolución del mercado colombiano. Elaboración propia

A partir de la Ley 1715 de 2014, se expidió diferente normatividad y regulación, a fin de promover el desarrollo de los DER, el almacenamiento de energía, la participación de los usuarios, la integración de las FERNC, la digitalización de las medidas (AMI) y la electrificación del transporte: aspectos respecto sus respectivas regulaciones en Colombia:



Fig. 5. Impulso a Energías Renovables y Sostenibilidad. Elaboración propia.

En 2019, se promulgaron varias normativas importantes que abarcan diferentes aspectos del sector energético:

1. **CREG 030-2018**: Esta resolución se centra en la regulación de la generación distribuida y la autogeneración a pequeña escala, promoviendo la participación activa de los usuarios en el mercado energético.
2. **CREG 098-2019**: Esta resolución establece los lineamientos para la integración de sistemas de almacenamiento de energía y tecnologías de medición inteligente, mejorando la eficiencia y la seguridad del suministro.
3. **Res UPME 463-2018**: Esta resolución fomenta la eficiencia energética mediante la implementación de tecnologías avanzadas y prácticas operativas responsables.
4. **Res MME 40483-2019**: Esta resolución regula la implementación de sistemas de medición avanzada (AMI), que permiten una mejor gestión de la demanda y la oferta.
5. **Ley 1964-2019**: Esta ley promueve la adopción de vehículos eléctricos y el transporte público eléctrico, contribuyendo a la electrificación del transporte y la reducción de emisiones.
6. **CREG 060-2019**: Esta resolución regula la integración de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) en el sistema eléctrico, promoviendo la diversificación energética y la sostenibilidad.

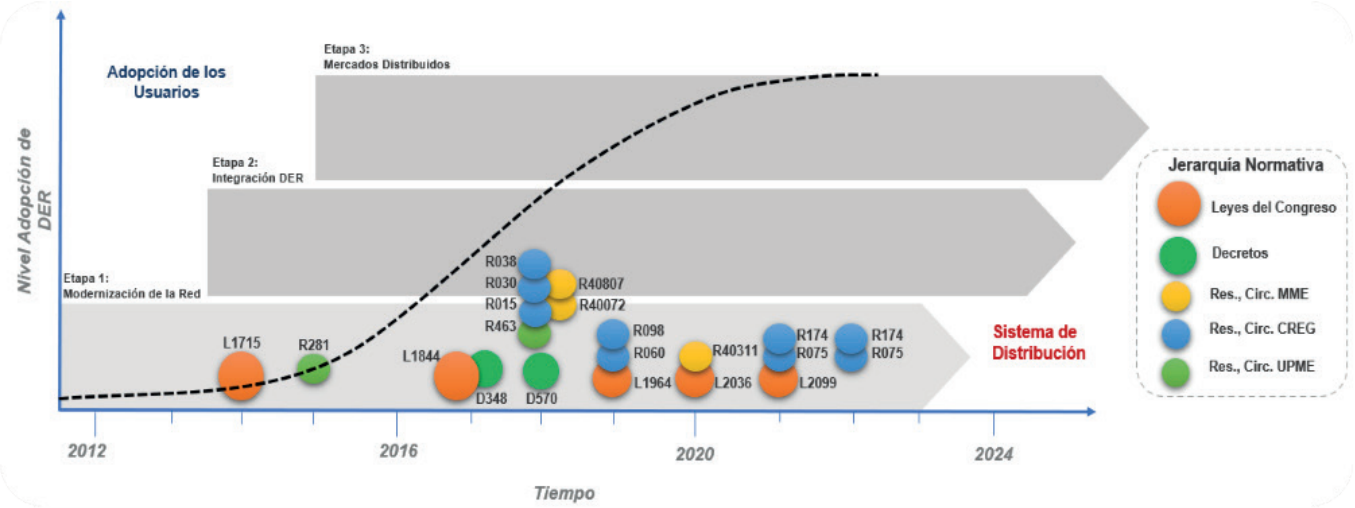


Fig. 6. Avance en normatividad para las DER en Colombia. Tomado de [9]

La promulgación de estas normas en 2019 tuvo un impacto significativo en el sector eléctrico colombiano. Estas regulaciones no solo impulsaron la adopción de tecnologías limpias y la modernización del mercado, sino que también fortalecieron la resiliencia, eficiencia y sostenibilidad del sistema eléctrico, como por ejemplo, la implementación de tecnologías de medición avanzada y la promoción de la generación distribuida y la autogeneración a pequeña escala han permitido una mejor gestión de la demanda y la oferta, mejorando la calidad y seguridad del suministro energético, de otro se ha definido la integración de sistemas de almacenamiento de energía, como parte de esquemas que permiten mejorar la confiabilidad de suministro en la red, como alternativas a la expansión del sistema de transmisión nacional.

El año 2019 fue un año crucial para la evolución del sector eléctrico colombiano, marcado por la implementación de varias normativas clave que han sentado las bases para un mercado energético más resiliente, eficiente y sostenible. No obstante, pese a tener ya regulación y lineamientos suficientes para

avanzar (Fig. 6), no se tiene aún los lineamientos de política y regulatorios para avanzar en el nivel de adopción de las DER hacia mercados distribuidos [9].

Finalmente, del análisis histórico de la evolución del sector eléctrico colombiano Fig. 4., se puede concluir que al 2021 y 2022 se tenía una importante dinámica regulatoria que buscaba promover la modernización del mercado, la incorporación de las fuentes renovables a gran escala, y promover mecanismos que permitieran mantener la eficiencia, sostenibilidad resiliencia y seguridad del sector. No obstante, a 2025, no se han tenido mayores avances que permitan continuar avanzando en la modernización del mercado de energía y el avance en la transición energética, mientras que el incremento de generación variable sigue impactando el sistema. Es prioritario para Colombia, retomar las acciones que permitan continuar definiendo los lineamientos operativos y de mercado que definen la incorporación segura, eficiente y confiable de esta nueva capacidad de generación en el sistema.

4 ANÁLISIS Y BALANCE ENTRE RESILIENCIA, EFICIENCIA, SEGURIDAD Y EL AVANCE DEL SECTOR

4.1 Confiabilidad y Resiliencia

Para abordar la planificación integral de un sistema energético con alta dependencia de fuentes renovables, es esencial considerar diversos factores para desarrollar soluciones eficaces que impulsen el cumplimiento de los objetivos y lograr alcanzar un desarrollo sostenible. Estos factores incluyen el diseño técnico necesario para asegurar el funcionamiento óptimo del sistema eléctrico, garantizando su seguridad, resiliencia, flexibilidad, así como los marcos regulatorios adecuados, así como la eficiencia a lo largo de la cadena de suministro de la electricidad.

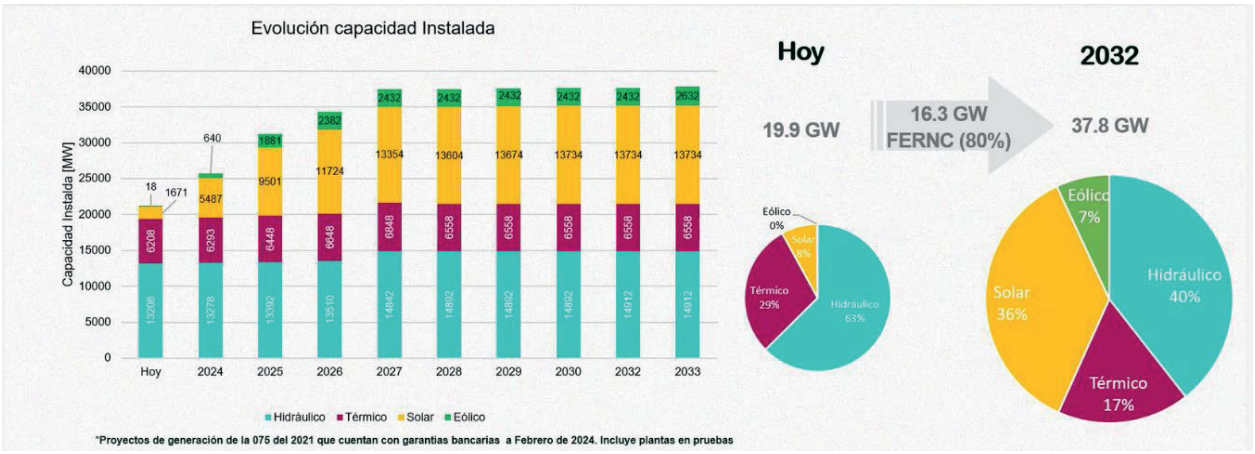


Figura 2. Evolución capacidad instalada (fuente: CND - XM)

La incorporación de fuentes de energía renovable en el mercado eléctrico ha tenido un impacto significativo tanto en la estructura del mercado como en los usuarios finales. La integración de energías renovables, como la solar y la eólica, ha contribuido a la diversificación de la matriz energética, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles, disminuyendo las emisiones de gases de efecto invernadero y ha incentivado la innovación tecnológica en el sector. Para los usuarios finales, el aumento de la generación renovable contribuye en la competitividad del mercado, de cara a una formación de precios más eficiente, al diseño e implementación de nuevos servicios acorde con el nivel de penetración de renovables. No obstante, la variabilidad inherente a las fuentes renovables también ha planteado desafíos en términos del diseño del

mercado, la gestión de la red, la necesidad de infraestructura de almacenamiento, generación distribuida y respuesta a la demanda entre otros.

4.2 Flexibilidad y seguridad

La flexibilidad en el sector eléctrico es esencial para gestionar la variabilidad de la generación renovable y asegurar un suministro de energía confiable. La implementación de baterías y sistemas de almacenamiento permite cubrir picos de demanda y absorber excedentes en horas de alta generación renovable. Además, la participación activa de la demanda y los servicios complementarios son fundamentales para mantener la estabilidad del sistema. Estos mecanismos no solo mejoran la eficiencia operativa, sino que también fortalecen la resiliencia del sistema eléctrico al permitir una respuesta rápida a las fluctuaciones en la oferta y la demanda.

Para garantizar la seguridad y flexibilidad del sistema eléctrico en Colombia, es crucial continuar avanzando en las definiciones regulatorias y técnicas para la incorporación de mecanismos de servicios complementarios. Estos servicios proporcionan flexibilidad y seguridad tanto en la carga como en la generación, mejorando el equilibrio entre ambas, permitiendo la incorporación de las fuentes renovables a gran escala. La innovación es esencial para integrar fuentes de energía renovable variable (FNCER) y avanzar en la transición energética. En este sentido es importante poder contar con diferentes instancias de mercado para los servicios complementarios, que permitan a los agentes gestionar sus desviaciones de generación debido a la variabilidad del recurso, logrando eficiencias para el sistema y la demanda. Esto también abre oportunidades para que nuevas tecnologías y agentes participen en estos mecanismos, transformando el sector eléctrico y beneficiando al sistema.

4.3 Retos identificados para el avance del sector eléctrico colombiano

Acorde con los análisis técnicos, regulatorios y de la evolución del sector colombiano a la fecha, a continuación, se destacan algunos de los retos identificados, que permitirán, que el sistema colombiano continue siendo, eficiente, seguro, confiable, resiliente y sostenible. Según el horizonte temporal de corto, mediano y largo plazo:

- **Corto Plazo:**
  - Coordinación sectorial, preservar el fortalecimiento institucional
  - Estabilidad regulatoria y avance en la regulación del mercado de energía
  - Definición de nuevos roles y la incorporación de nuevos participantes de mercado
  - Rediseño del mercado eléctrico: mercado de corto plazo, mercado de confiabilidad, participación de la demanda, mercado de servicios complementarios.
  - Estabilidad e incentivos para generar inversión extranjera directa para apalancar las inversiones requeridas en transmisión, generación y distribución de energía
  - Armonización regulatoria y sectorial para resolver las barreras en la expansión de la generación y la transmisión.
  - Educación en aspectos económicos, técnicos, ambientales, sociales, políticos y regulatorios.
  - Creación de empleo

- **Mediano Plazo:**
  - Avance en el desarrollo de comunidades energéticas
  - Implantación de microrredes
  - Desarrollo de centrales eléctricas virtuales
  - Desarrollo de almacenamiento de energía, para servicios complementarios, flexibilidad, confiabilidad del sistema de transmisión y complementariedad para la generación de energía.

- **Largo Plazo:**
  - Integración masiva de DER y DERMs y desarrollo de mercados distribuidos.
  - Desarrollo de la energía transactiva.
  - Incorporación del hidrógeno verde. El gran reto para Colombia es *¿cómo poder integrar el hidrógeno*

verde de forma sostenible?.

- Desarrollo de proyectos de interconexión regional que apalanquen los compromisos de reducción de emisiones y objetivos de generación renovable.
- Cómo desarrollar los planes de movilidad eléctrica y cumplir con las metas del Plan Energético Nacional (PEN 2050), que estiman 250 GWh/día adicionales

5 CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

La modernización del mercado eléctrico colombiano está avanzando hacia un modelo más flexible y descentralizado, con una alta penetración de prosumidores y recursos energéticos distribuidos (DER), las baterías y los sistemas de almacenamiento juegan un papel crucial al permitir cubrir picos de demanda y absorber excedentes en horas de alta generación renovable. Así mismo, se están desarrollando nuevos mecanismos de mercado intradiario para gestionar la variabilidad renovable y fomentar el crecimiento de contratos bilaterales entre generadores renovables y grandes consumidores. Este enfoque no solo promueve una mayor competencia y eficiencia, sino que también fortalece la participación de la demanda y la exportación de excedentes renovables hacia países vecinos. En resumen, el futuro del mercado eléctrico colombiano se perfila como un sistema más resiliente, innovador y sostenible, capaz de enfrentar los desafíos energéticos del siglo XXI, sin embargo, se requiere seguir avanzando en la expedición de la regulación y la normatividad aplicable que permita dar los lineamientos del mercado.

Los desafíos que enfrenta el sector eléctrico y la economía colombiana en el contexto de la transición energética requieren identificar las barreras regulatorias, estructurales y de inversión que podrían obstaculizar su avance. Estos análisis permitirán obtener una visión clara de la dinámica regulatoria en Colombia, evaluando si ésta ha fomentado un sector resiliente, eficiente y preparado para integrar fuentes de energía renovable no convencional (FERNC). Además, se identifican las áreas de la regulación que requieren ajustes para abordar los nuevos retos del sector y promover una transición energética equitativa y sostenible.

6 BIBLIOGRAFÍA

[1] García Rendón J., Pérez Botero, S. “Regulación y desintegración vertical: Algunas consideraciones para el sector eléctrico colombiano”. Ecos de Economía No. 20. Medellín, abril 2005, pp. 129- 156.

[2] Banco Mundial 2020. https://www.bancomundial.org/es/topic/energy/overview.

[3] Congreso de la República de Colombia. Ley 142 de 1994. “Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios”. 1994.

[4] Congreso de la República de Colombia. Ley 143 de 1994. “Por la cual se establece el régimen de generación, transmisión, distribución, interconexión y comercialización de electricidad en Colombia”. 1994.

[5] Resolución CREG 071 de 2006.

[6] Resolución CREG 097 de 2008

[7] Resolución CREG 011 de 2009

[8] Resolución CREG 143 de 2021

[9] García Rendón J., Pérez Orozco D. “Mecanismos para la remuneración de los recursos energéticos distribuidos (DER) para su incorporación en el mercado eléctrico colombiano”. Universidad EAFIT. Escuela de Economía y Finanzas. Tesis de maestría en Economía Aplicada. Medellín. 2023.

Comité de Estúdios C5 – Mercados de Electricidad y Regulación

INNOVACIÓN EN EL DISEÑO DE MERCADOS ELÉCTRICOS: IMPACTO FUTURO Y COMPARATIVO ENTRE EE.UU., INGLATERRA, AUSTRALIA, CHILE Y COLOMBIA

A.H. CASTRO*
XM S.A.
Colombia
acastro@xm.com.co

C. E. VALLEJO
NESO
Inglaterra
carlos.vallejobetancur@nationalenergyso.com

Resumen *– Este documento aborda los desafíos y las principales innovaciones aplicadas en el diseño de mercados eléctricos, enfocado en los aspectos requeridos para la integración de energías renovables, la digitalización, y la participación activa de la demanda entre otros. Se exploran los modelos regulatorios y las estructuras de mercado adoptadas en diferentes países para enfrentar estos retos. El enfoque comparativo permite identificar fortalezas y debilidades en sus respectivos diseños de mercado y su capacidad para enfrentar la transición energética.*

Palabras clave: Diseño de mercados eléctricos, innovación, política energética, lecciones aprendidas, flexibilidad.

1 INTRODUCCIÓN

La transformación de los mercados eléctricos a nivel global es un aspecto importante para la toma de decisiones de los actores de la industria energética (e.g reguladores, participantes y usuarios). El diseño, la operación y la innovación de estos mercados son factores determinantes para la eficiencia, la resiliencia y la sostenibilidad de los sistemas eléctricos de potencia. En este artículo se exploran los enfoques de mercados eléctricos de cinco países y se analizan aspectos fundamentales asociadas con la innovación en el diseño de los mercados. Inicialmente presenta una descripción general de los desafíos en el diseño de mercados eléctricos. En la sección 3, se detallan los modelos y las estructuras de mercado adoptadas en diferentes países, para identificar posteriormente fortalezas y debilidades en sus respectivos diseños. En la sección 4, se discuten las innovaciones y nuevos modelos de negocio que están transformando el sector eléctrico. En la sección 5, se realiza la comparación entre los mercados objeto de estudio. Finalmente se presentan las conclusiones y se proponen áreas de trabajo futuro.

2 DESAFÍOS EN EL DISEÑO DE MERCADOS ELÉCTRICOS

El diseño de los mercados eléctricos debe evolucionar para adaptarse a los cambios tecnológicos y las necesidades de sostenibilidad. Entre los desafíos actuales que enfrentan estos mercados se encuentran la integración de energías renovables intermitentes y la necesidad de mantener la estabilidad del sistema. Existen diversos modelos de mercado que están en constante evolución para manejar mejor la variabilidad y la incertidumbre asociadas con las energías renovables, enfatizando la importancia de la formación de precios y la incorporación eficiente de mercados de capacidad. Además, la aparición de tecnologías emergentes, como el almacenamiento de energía y la respuesta de la demanda, requiere esquemas de integración que mejoren la eficiencia, confiabilidad y flexibilidad del mercado.

Asimismo, están surgiendo nuevos modelos de negocio en el sector eléctrico debido a la transición energética y la digitalización. Entre las innovaciones tecnológicas que impulsan estos nuevos modelos de negocio se encuentran las redes inteligentes, los contadores inteligentes y las plataformas digitales. Estas tecnologías están transformando la forma en que se gestiona y distribuye la energía, permitiendo una mayor eficiencia, control en el consumo y la producción de electricidad. Los usuarios también están desempeñando un papel creciente como prosumidores (i.e. consumidores que también producen energía) y agregadores (i.e. entidades que agrupan la demanda de múltiples consumidores) en el mercado eléctrico. La formación de

precios en los mercados eléctricos involucra la interacción entre oferta y demanda, los costos de generación y las restricciones de red. Los esquemas seleccionados para determinar los precios varían desde modelos de recepción de ofertas competitivas hasta esquemas de precios basados en costos auditados. Aún en los mercados considerados más competitivos se encuentran reglas asociadas con el monitoreo y acciones para prevenir el ejercicio de poder de mercado, buscando garantizar una competencia justa. Así mismo dada la creciente participación de recursos renovables con alta variabilidad, los esquemas de formación de precio deben adaptarse para capturar nuevas eficiencias, pasando a tener precios incluso cercanos al tiempo real [1].



Figura 1. Esquema conceptual de la estructura de diseño de mercados

La estructura del mercado eléctrico se puede organizar en dos horizontes temporales fundamentales, cada uno con sus propios mecanismos y objetivos específicos, tal como se aprecia en la **Figura 1**. En el corto plazo, se incluyen cinco elementos principales: el mercado del día anterior, que establece las primeras posiciones de generación y demanda; el mercado intradiario, que permite ajustes más granulares; el mercado en tiempo real, para ajustes inmediatos; los servicios complementarios, que aseguran la estabilidad del sistema; y el mecanismo de balance, que mantiene el equilibrio constante entre oferta y demanda. Todos estos elementos deben operar bajo controles para mitigar el poder de mercado. El horizonte de largo plazo se enfoca en asegurar la suficiencia y adecuación del sistema a futuro. Este segmento se complementa con dos mecanismos fundamentales: los contratos y mecanismos de capacidad (i.e. en Colombia mecanismo de cargo por confiabilidad). El componente de contratos incluye tanto la contratación bilateral entre agentes como los derivados financieros, que proporcionan herramientas para la gestión de riesgos. Por su parte, el mecanismo de capacidad se implementa principalmente a través de subastas, que aseguran la disponibilidad de recursos suficientes para mantener la confiabilidad del sistema a largo plazo. Esta estructura integrada permite que el mercado eléctrico funcione de manera eficiente, balanceando las necesidades inmediatas de operación con los requerimientos de inversión y planificación a largo plazo. Los diferentes mecanismos se complementan entre sí para proporcionar señales económicas adecuadas a todos los participantes del mercado, asegurando tanto la eficiencia operativa como la suficiencia de recursos para el futuro.

3 MERCADOS ELÉCTRICOS OBJETO DE ESTUDIO

3.1 Estados Unidos: PJM y CAISO

Los mercados eléctricos de PJM y CAISO representan estructuras avanzadas de diseños de mercados eléctricos que integran múltiples mecanismos temporales y funcionales para garantizar la eficiencia y confiabilidad del sistema. El núcleo de ambos mercados se centra en dos componentes principales: el Mercado del Día Anterior (DAM) y el Mercado en Tiempo Real (RTM), cada uno diseñado para cumplir funciones específicas en la operación del sistema eléctrico. Esta estructura dual permite una gestión eficiente de los recursos de generación y demanda, mientras mantiene la estabilidad del sistema a través de diversos mecanismos de control y optimización. El mercado DAM de PJM opera bajo una instancia mercado de corto plazo donde se establecen precios de liquidación horarios para el día siguiente, basados en un proceso de optimización que integra ofertas de generación, ofertas incrementales, así como programas de transacciones bilaterales. Este mercado incorpora requisitos de confiabilidad y obligaciones de reserva, resultando en programas horarios vinculantes y Precios Marginales Localizados (LMP) que reflejan con precisión los costos de producción en ubicaciones específicas del sistema. Así mismo, el DAM de CAISO implementa un enfoque integrado que comprende funciones de mitigación de poder de mercado, determinación de requisitos de confiabilidad y un mercado integrado a plazo, permitiendo la presentación de ofertas hasta una semana antes del día de operación. Los mercados en tiempo real de ambos mercados funcionan como mecanismos de balance que ajustan continuamente las posiciones establecidas en el DAM. El RTM de PJM utiliza un Despacho Económico de Seguridad (SCED) que opera en intervalos de 5 minutos, calculando precios de

liquidación para períodos de 15 minutos y aplicando mecanismos de mitigación de poder de mercado. CAISO, por su parte, implementa un RTM que incluye procesos secuenciales como la Programación Horaria Anticipada (HASP), el Compromiso de Unidades a Corto Plazo (STUC), el Predespacho en Tiempo Real (RTPD) y el Despacho Económico en Tiempo Real (RTED), cada uno diseñado para optimizar diferentes aspectos de la operación del sistema. Ambos mercados han desarrollado mecanismos sofisticados para gestionar los riesgos asociados a la congestión de la red y asegurar la eficiencia económica del sistema. PJM opera un mercado de Derechos de Transmisión Financiera (FTR) que permite a los participantes gestionar los riesgos de congestión, y CAISO utiliza un sistema de precios nodales y servicios complementarios para mantener la estabilidad del sistema. La integración de estos diversos componentes se realiza mediante sistemas de liquidaciones múltiples que facilitan la gestión eficiente de las desviaciones y proporcionan señales económicas claras para todos los participantes del mercado, asegurando tanto la eficiencia operativa como la confiabilidad del sistema a largo plazo [2], [3].

3.2 Inglaterra

El primer paso hacia la liberación del mercado eléctrico fue la implementación del "Electricity Pool of England & Wales", en el cual los generadores y la demanda estaban obligados a adquirir la electricidad usando el "pool" como plataforma y de esta manera incentivar la competencia y la eficiencia, sin embargo tras un poco más de una década, debido a su complejidad, problemas de gobernanza y dificultades de supervisión por parte de entidades independientes, este mercado fue reemplazado por "New Electricity Trading Arrangements" -NETA- en 2001. NETA reemplazó el "electricity pool" por un mercado únicamente de energía y autodespachado, eliminando los pagos por capacidad. También introdujo cuatro productos que aún son relevantes en el mercado tales como el "forward market", "power Exchange", mecanismo de balanceo (i.e balance mechanism) y el mecanismo "imbalance settlement". En 2005 NETA fue extendido a Escocia formando un mercado unificado cubriendo toda Gran Bretaña [4].

Los cambios introducidos por las reformas previamente descritas constituyen la base del mercado británico en la actualidad. Este mercado es operado en diferentes estampas de tiempo, cada una, se rige por diferentes mecanismos para la formación del precio de la electricidad. En el mercado del Day-Ahead los participantes presentan requerimientos de demanda y suministro de electricidad (bids & offers) las cuales son utilizadas para balancear la oferta y la demanda para cada hora del siguiente día, formando así el precio horario (i.e spot price) que corresponde al precio en el cual oferta y demanda se equilibran. Este mercado incluye a su vez la disponibilidad y requerimientos de electricidad en los países vecinos conectados mediante interconexiones, aunque después de la salida del Reino Unido de la Unión Europea la participación se realiza mediante subastas explicitas u otro tipo de mecanismo implícito acordado con cada una de las interconexiones. El mercado intradiario es el momento donde los participantes ajustan sus posiciones más cerca del cierre del mercado y el tiempo real, durante el día se llevan a cabo dos subastas intradiaras (IDA1 y IDA2) y existe un mercado continuo que se mantiene abierto hasta 15 minutos antes del tiempo real. Este mercado continuo, administrado por EPEX, tiene una mayor liquidez permitiendo a los participantes ajustar sus posiciones rápidamente respondiendo cambios en el mercado. El mercado de tiempo real está constituido por el balancing mechanism (BM) que es utilizado para ajustar la generación en tiempo real, balanceando el sistema. El operador del mercado National Energy System Operator (NESO) realiza subastas en tiempo real en donde paga a los participantes por modificar su posición y mantener balanceado el sistema. El Reino Unido ha logrado un progreso significativo en la descarbonización de su sector eléctrico, reduciendo las emisiones en alrededor del 68% desde 2010 y recientemente el gobierno actualizó su objetivo de descarbonizar completamente el sistema de energía para el año 2030 (previamente el objetivo estaba planteado para 2035) [6]. De manera paralela el Reino Unido ha llevado a cabo una revisión del mercado eléctrico, de manera que los cambios en el sistema en su camino a la descarbonización sean adecuadamente asimilados y apalancados por el nuevo mercado. Esta revisión, conocida como REMA (Review of Electricity Market Arrangements) fue puesta en marcha en 2022 y plantea abordar los mayores desafíos que experimenta el mercado, tales como aumentar la inversión en tecnologías bajas en carbono, mejorar la flexibilidad del sistema, proporcionar señales de localización eficientes, mantener la operabilidad del sistema y gestionar la volatilidad de los precios [7].

Varias de las propuestas previamente planteados en esta revisión han sido descartadas después de la primera actividad de consulta realizada en 2022. Actualmente se encuentra vigente la segunda actividad de consulta

en la cual se abarcan propuestas más detalladas para abordar los desafíos planteados inicialmente. La segunda revisión, enfatiza la importancia de mantener la fijación marginal de precios, ajustar el esquema Contratos por Diferencias -CfD- para las nuevas necesidades del sistema y desarrollar un apoyo específico para tecnologías como generación con mecanismos de captura de carbono (CCUS), aprovechamiento del hidrogeno y almacenamiento de larga duración. También destaca la necesidad de fortalecer las señales de mercado para que reflejen de mejor manera el estado del sistema, como por ejemplo la introducción de un mercado zonal. A su vez también analiza la viabilidad de adoptar un despacho centralizado y las reformas al Mecanismo de Balance para asegurar una operación eficiente del sistema [8]. En conclusión, el mercado eléctrico del Reino Unido ha experimentado transformaciones significativas en las últimas décadas, adaptándose a los retos y oportunidades que presenta la transición hacia un sistema más sostenible y descarbonizado. Con iniciativas como CP30 y REMA, el Reino Unido se posiciona a la vanguardia de la innovación en energía limpia, demostrando un compromiso firme con la reducción de emisiones y la adopción de tecnologías avanzadas que aseguren un suministro eléctrico confiable, eficiente y ambientalmente responsable para el futuro.

3.3 Chile

La matriz energética chilena al 2024 presenta una capacidad total instalada de 31.5 GW, con una composición diversificada que incluye un 35% de energías renovables no convencionales, un 25% de hidroeléctrica y un 40% de generación térmica (gas natural, carbón y diésel). El modelo de operación del mercado energético chileno se basa en un esquema marginalista, caracterizado por un despacho centralizado basado en costos marginales, un mercado spot para transferencias de energía entre generadores y contratos bilaterales de largo plazo para el suministro a clientes. Entre las fortalezas del sistema se destacan un marco regulatorio estable, un alto nivel de competencia en generación, una fuerte integración de energías renovables, un sistema de transmisión robusto y un mercado financiero desarrollado para contratos de energía. Sin embargo, también presenta debilidades como la alta dependencia de combustibles importados, la concentración geográfica de la generación, la vulnerabilidad ante eventos climáticos extremos, las barreras de entrada para nuevos participantes y la complejidad en la coordinación del sistema. Los retos y desafíos a corto plazo incluyen la integración de sistemas de almacenamiento, la modernización de la red de transmisión y la gestión de la intermitencia renovable. A mediano y largo plazo, los objetivos se centran en la descarbonización completa de la matriz, el desarrollo de infraestructura para la exportación de energía, la implementación de redes inteligentes y la electrificación del transporte y la industria.

La transformación del mercado eléctrico chileno hacia un sistema basado en ofertas representa una evolución significativa del modelo actual basado en costos auditables. Esta transición requiere una arquitectura de mercado que integre eficientemente múltiples elementos fundamentales para garantizar su funcionamiento óptimo. El diseño propuesto se fundamenta en un mercado diario unificado (DAM) que opera bajo un esquema de precios marginales (pay-as-clear), superando las limitaciones del actual sistema de costos auditables que restringe la capacidad de los generadores para reflejar adecuadamente sus costos de oportunidad, particularmente en el caso de los recursos hidroeléctricos. La estructura propuesta incorpora mecanismos complementarios para asegurar la confiabilidad y eficiencia del sistema. En primer lugar, se plantea la implementación de contratos financieros a largo plazo (PPAs) en lugar de contratos físicos, facilitando la inversión en generación de bajas emisiones y mejorando la gestión de riesgos. Complementariamente, se propone un mercado de capacidad flexible que se adapte a la creciente participación de energías renovables variables, combinado con provisiones de escasez para garantizar la suficiencia de recursos. La mitigación del poder de mercado se aborda mediante una estrategia dual que combina medidas preventivas ex-ante con mecanismos correctivos ex-post, asegurando la integridad del mercado. Un aspecto innovador del diseño es la incorporación de ofertas virtuales y un tratamiento específico para los recursos hidroeléctricos que permite una gestión más eficiente de sus costos de oportunidad. Esta arquitectura integral busca equilibrar la eficiencia económica con la confiabilidad operativa, estableciendo las bases para un mercado eléctrico más dinámico y adaptable a las necesidades futuras del sistema chileno [9].

3.4 Australia

El mercado eléctrico de Australia, administrado por el Australian Energy Market Operator (AEMO), se caracteriza por su estructura diseñada para garantizar la operación segura y confiable del sistema eléctrico. Este mercado se compone principalmente de dos instancias de negociación: el mercado de energía de corto plazo (Short-Term Energy Market - STEM) y el mercado en tiempo real (Real-Time Market - RTM). El STEM es un mercado financiero vinculante de energía donde la participación es voluntaria. Este mercado opera para el día siguiente (Day-ahead) y proporciona la oportunidad para que los agentes ajusten sus posiciones de compra/venta de energía en función de sus contratos. La información de los contratos y nuevas ofertas de compra/venta de energía se envía al STEM con un plazo desde siete días previos y hasta las 8:00 am del día anterior a la operación. AEMO publica los resultados de este mercado a las 11:30 am del día previo a la operación. Estos contratos son negociados fuera de AEMO y a través de agentes, donde la oferta agrega todos los recursos de generación del agente vendedor y la oferta de compra agrega el consumo de todos los compradores representados por el agente comprador. El RTM permite el despacho seguro y eficiente en tiempo real de los recursos registrados en el mercado, con el objetivo de ajustar o balancear las diferencias de las posiciones netas de los contratos (Net Contract Position - NCP) del Day-ahead y el mercado de servicios complementarios (Essential System Services - ESS). El mercado ESS incluye tres servicios principales: regulación de frecuencia co-optimizada, regulación de frecuencia no co-optimizada y restauración del sistema.

En el RTM, todos los recursos disponibles mayores a 10 MW deben enviar ofertas de precio tanto para el mercado de energía como para el ESS. Este mercado cuenta con varios horizontes de programación de despacho previo a la operación real, incluyendo uno con programación previa desde una semana antes y otro de dos días antes. AEMO cierra el mercado del día siguiente a las 8:00 am y publica el despacho detallado para la operación real a las 12:00 pm, con intervalos de 5 minutos. Durante la operación, se tiene un programa de despacho con un horizonte de 2 horas, con instrucciones de despacho cada 5 minutos que se repiten con una frecuencia de cada 5 minutos cerca de la operación real. Esto resulta en instrucciones electrónicas que deben recibir, confirmar y responder todos los agentes con recursos en operación. Todos los recursos programables y semi-programables deben participar en el RTM y cumplir con los criterios de comunicación electrónica. Aunque los intervalos de despacho son de 5 minutos, la liquidación se realiza por intervalos de 30 minutos, con una transición planificada a liquidaciones de 5 minutos a partir del 1 de octubre de 2025. Los agentes que se desvían de su NCP quedan expuestos al precio nodal del mercado de tiempo real. Los recursos programados en el despacho cuentan con un rango de tolerancia de desvío en MW, específico para cada recurso, definido entre AEMO y el agente según las reglas del mercado mayorista de electricidad. Para los recursos semi-programables como eólico y solar, se permite una desviación positiva de 6 MW. En síntesis, el mercado eléctrico de Australia, gestionado por AEMO, está diseñado para facilitar una operación eficiente y segura del sistema eléctrico, integrando recursos renovables y gestionando desviaciones en tiempo real mediante un sistema de liquidaciones múltiples y servicios complementarios [10], [11].

3.5 Colombia

El Mercado Eléctrico Colombiano fue reestructurado en los 90s, como respuesta a los problemas de suministro de la energía y al racionamiento que se presentó en 1992. Su diseño fue formulado tomando elementos del diseño de mercado en Inglaterra y está cerca de cumplir tres décadas de funcionamiento. El Mercado de Energía Mayorista (MEM) opera bajo un esquema de bolsa de energía con ofertas diarias de precio único, complementado con contratos bilaterales para la gestión de riesgo de precio. El despacho se realiza centralmente por el Centro Nacional de Despacho (CND), donde los generadores ofertan precios y disponibilidad para cada hora del día siguiente. La formación del precio de bolsa se determina por el mayor precio ofertado requerido para cubrir la demanda. Actualmente el ente regulador por medio del proyecto de Resolución CREG 143 de 2021, presentó la propuesta para la modernización del mercado de corto plazo, incorporando mercado del día anterior, sesiones de mercado intradiario, cooptimización del mercado y servicios complementarios, como parte de las medidas para la incorporación de fuentes de generación variable.

Los mercados eléctricos analizados presentan diferentes niveles de madurez y sofisticación en su diseño e implementación, en la siguiente tabla se presenta su comparación:

Características	PJM	CAISO	Inglaterra	Colombia	Chile	Australia (NEM)
Capacidad Instalada (2024)	185 GW	80 GW	75 GW	20 GW	31.5 GW	65 GW
Mix de Generación	Gas (40%), Nuclear (33%), Renovables (20%), Carbón (7%)	Gas (45%), Renovables (35%), Hidro (15%), Nuclear (5%)	Gas (40%), Renovables (45%), Nuclear (15%)	Hidro (68%), Térmica (30%), Renovables (2%)	Térmica (40%), Hidro (25%), Renovables (35%)	Carbón (45%), Gas (20%), Renovables (35%)
Diseño de Mercado	Nodal (LMP)	Nodal (LMP)	Zonal	Uniforme	Nodal	Zonal
Mercado Día Anterior	Sí (ofertas complejas)	Sí (ofertas complejas)	Sí (ofertas simples)	Sí (precio único diario)	Sí (basado en costos)	Sí (ofertas simples)
Mercado Intradiario	Cada 5 min	Cada 15 min	Media hora	No	No	Cada 5 min
Mercado de Capacidad	RPM (Reliability Pricing Model)	Resource Adequacy	Capacity Market	Cargo por Confiabilidad	No	No
Servicios Complementarios	Co-optimizados	Co-optimizados	Mercado separado	Mercado separado	Mercado separado	Co-optimizados
Almacenamiento	3.5 GW	4.5 GW	4 GW	No	0.5 GW	3 GW
Gestión de Congestión	FTRs	CRRs	No	No	No	IRSRs
Mitigación de Poder de Mercado	Ex-ante y ex-post	Ex-ante y ex-post	Ex-post	Ex-post	Ex-post	Ex-post
Participación de Demanda	Alta	Media	Alta	Baja	Baja	Media
Integración Renovables	Alta	Muy Alta	Muy Alta	Media	Media	Alta
Operador del Sistema	PJM	CAISO	National Grid ESO	XM	Coordinador Eléctrico Nacional	AEMO

Tabla 1. Comparación entre los mercados objeto de estudio

PJM y CAISO destacan como los mercados avanzados, con estructuras nodales completas que implementan Precios Marginales Localizados (LMP), co-optimización de servicios complementarios y mecanismos sofisticados de gestión de congestión a través de derechos financieros de transmisión (FTRs y CRRs). Estos mercados también lideran en la integración de recursos renovables y almacenamiento, con una participación activa de la demanda y mecanismos robustos de mitigación de poder de mercado tanto ex-ante como ex-post. Inglaterra, por su parte, ha logrado una notable integración de energías renovables bajo un esquema zonal más simple, mientras que Australia (NEM) ha desarrollado un mercado con alta frecuencia de despacho (cada 5 minutos) y una creciente participación de renovables. Los mercados de Colombia y Chile presentan características distintivas que reflejan sus realidades regionales. Colombia opera bajo un esquema de bolsa con precio único diario y una alta dependencia hidroeléctrica (68%), complementado por un mecanismo de cargo por confiabilidad para asegurar la expansión del sistema. Chile, por su parte, cuenta con un sistema basado en costos auditados con una creciente participación de renovables (35%), aunque ambos mercados muestran un desarrollo limitado en aspectos como mercados intradiarios, participación de la demanda y desarrollo de mercados de servicios complementarios.

4 INNOVACIÓN EN EL DISEÑO DE MERCADOS ELÉCTRICOS

La sostenibilidad a largo plazo de los mercados eléctricos depende de su capacidad para evolucionar y adaptarse a un entorno en constante cambio. Los diseños de mercado deben ser lo suficientemente flexibles para incorporar nuevas tecnologías y modelos de negocio, mientras mantienen la integridad del sistema y la eficiencia económica. Es fundamental que las intervenciones regulatorias y las distorsiones del mercado se minimicen, permitiendo que los mecanismos de mercado generen resultados eficientes alineados con el interés público. La implementación exitosa de estos principios requiere un equilibrio cuidadoso entre la innovación y la estabilidad, asegurando que los mercados puedan cumplir sus objetivos fundamentales de manera sostenible. En la **Figura 2** se ilustran elementos a considerar para el diseño de mercados eléctricos de futuro, los cuales se describen en la **Tabla 2**.

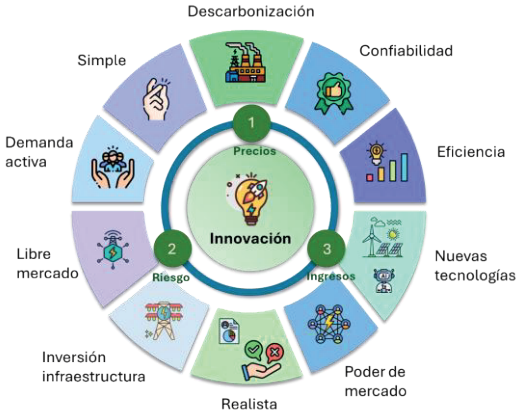


Figura 2. Innovación en el diseño de mercados eléctricos de futuro. Adaptado de [12]

Componente	Descripción y Objetivos
Descarbonización	Facilitar la participación de recursos de generación con cero emisiones de carbono. Los mercados deben adaptarse para acomodar una rápida transición hacia energías limpias, proporcionando oportunidades claras para la participación de recursos de cero emisiones.
Confiabilidad	Asegurar que los costos incrementales de confiabilidad no excedan lo que los usuarios estarían dispuestos a pagar o los beneficios incrementales obtenidos. El sistema debe mantener un suministro estable y seguro.
Eficiencia	Promover la eficiencia tanto a corto como a largo plazo, asegurando el despacho optimizado de los recursos de menor costo y facilitando la entrada y salida eficiente del mercado bajo condiciones de incertidumbre.
Nuevas Tecnologías	Capacidad de integrar nuevas tecnologías según evolucionen las necesidades, adaptándose a los cambios tecnológicos. El diseño debe ser flexible para incorporar innovaciones futuras.
Poder de Mercado	Minimizar el ejercicio del poder de mercado y la manipulación, estableciendo mecanismos de control y supervisión efectivos para prevenir abusos.
Realista	Contar con diseños que sean práctica y realistamente implementables, considerando las limitaciones y capacidades existentes del sistema.
Inversión Infraestructura	Permitir el financiamiento adecuado de recursos necesarios para entregar una confiabilidad costo-efectiva, basada en una asignación eficiente del riesgo. Evitar que los consumidores asuman costos de decisiones de inversión inadecuadas.
Libre Mercado	Minimizar las distorsiones e intervenciones que impedirían o limitarían la capacidad de los mercados para lograr resultados eficientes, consistentes con el interés público.
Demanda Activa	Facilitar la participación del lado de la demanda y la flexibilidad de la red, permitiendo una respuesta activa de los consumidores a las señales del mercado.
Simple	Mantener un diseño de mercado claro y comprensible, evitando complejidades innecesarias que podrían dificultar su operación efectiva.

Tabla 2. Componentes para la innovación en el diseño de mercados eléctricos. Adaptado de [12]

5 FORTALEZAS Y ASPECTOS POR REFORZAR

A continuación, se presenta una tabla comparativa que resume las fortalezas y los puntos por reforzar de los mercados eléctricos analizados. Esta comparación destaca las características clave de cada mercado, proporcionando una visión general de sus ventajas y desafíos específicos

Mercado	Fortalezas	Puntos por reforzar
PJM	Precios nodales avanzados, co-optimización de energía y reservas, mercado de capacidad maduro, alta participación de la demanda	Complejidad del sistema, alto costo de administración, dependencia de gas natural, desafíos en almacenamiento
CAISO	Integración de renovables, gestión de rampas, mercado intradiario eficiente, alta capacidad de almacenamiento	Congestión, precios negativos, coordinación regional, volatilidad de precios, dependencia de importaciones
Inglaterra	Alta penetración de renovables, mercado de capacidad efectivo, fuerte participación de la demanda, sistema de balanceo robusto	Señal de localización limitada, altos costos de balanceo, dependencia de interconexiones, costos de restricciones
Colombia	Sistema hidroeléctrico robusto, cargo por confiabilidad, marco regulatorio estable, bajos costos operativos, alta confiabilidad	Alta dependencia hidroeléctrica, limitada participación de la demanda, ausencia de mercado intradiario, formación de precios simple
Chile	Sistema basado en costos, alta integración de renovables, marco regulatorio estable, mercado de contratos líquido, señales claras para inversión	Ausencia de mercado intradiario, limitada flexibilidad del sistema, baja participación de la demanda, concentración de mercado
Australia (NEM)	Despacho de alta frecuencia, alta liquidez del mercado, fuerte integración de renovables, sistema de liquidación eficiente, participación activa de la demanda	Alta dependencia del carbón, volatilidad de precios, coordinación entre estados, estabilidad de red, limitadas interconexiones regionales

Tabla 3. Fortalezas y aspectos a reforzar

6 CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

El diseño moderno de los mercados eléctricos se organiza en múltiples estampas temporales que permiten una operación eficiente y confiable del sistema. La base de esta estructura es el 1) Mercado del Día Anterior (DAM), donde se establecen las posiciones iniciales de generación y demanda para el día siguiente. Este marco se refina a través del 2) Mercado Intradiario, que opera en intervalos de minutos a horas, y el 3) Mercado en Tiempo Real, que permite ajustes finales para mantener el balance del sistema. La integración de estos mercados se realiza mediante un sistema de liquidaciones múltiples que facilita la gestión eficiente de las desviaciones y proporciona señales económicas claras para todos los participantes.

La operación eficiente del sistema se sustenta en componentes estructurales críticos como el 4) Mercado de Servicios Complementarios y la 4) co-optimización de energía y reservas, que garantizan la estabilidad y confiabilidad del sistema. Los esquemas de formación de precios son fundamentales para dar las señales de eficiencia de corto y largo plazo. Estos elementos se complementan con mecanismos específicos para asegurar la flexibilidad y adecuación de recursos, especialmente importantes en el contexto de una creciente penetración de generación renovable variable.

La transición energética hacia una matriz baja en carbono presenta desafíos significativos que requieren adaptaciones en el diseño del mercado. La integración masiva de generación renovable demanda nuevos mecanismos para gestionar la variabilidad y asegurar la disponibilidad de recursos flexibles. En este contexto, la participación de agentes financieros y la implementación de ofertas virtuales mejoran la liquidez y eficiencia del mercado, mientras que los sistemas de mitigación del poder de mercado previenen comportamientos anticompetitivos. El del diseño de mercado de cada país depende del balance adecuado de todos estos elementos para balancear múltiples objetivos: eficiencia económica, confiabilidad operativa, flexibilidad para la integración de renovables y una gestión adecuada de riesgos, todo ello adaptado a las características específicas del sistema eléctrico de potencia.

7 BIBLIOGRAFÍA

[1] Glachant, J. “Handbook on Electricity Markets”. 2021. ISNN 978 1 78897 994 8.

[2] Fleten et al "*The reliability pricing model and coal-fired generators in PJM*". 2024

[3] Nyangon et al "*Principal component analysis of day-ahead electricity price forecasting in CAISO and its implications for highly integrated renewable energy markets*" 2023

[4] Liu et al. "*Evolution and reform of UK electricity market*" 2022
[5] NESO: Capacity Market Portal. Recuperado de: https://www.neso.energy/what-we-do/energy-markets/electricity-market-reform-emr-delivery-body/capacity-market-portal
[6] ESO: Review electricity market arrangements first consultation. 2024
[7] NESO: Clean power 2030. Recuperado de https://www.neso.energy/publications/clean-power-2030
[8] Review of electricity market arrangements (REMA): second consultation. Recuperado de: https://www.gov.uk/government/consultations/review-of-electricity-market-arrangements-rema-second-consultation
[9] ECCO International, Inc. (2023). Design of a Bid-based Wholesale Energy Market, Ancillary Services and Capacity Market in Chile. ECCO International, Inc.
[10] CSIRO. "Australian electricity market análisis report to 2020 and 2030". 2020
[11] YU et al "System strength challenges: an overview of energy transition in Australia's National Electricity Market". IEEE. 2021
[12] Ela et al. "*Electricity Market of the Future*" 2021. 10.1109/mpe.2020.3033396International

Comitê de Estudos C5 – Mercados de Eletricidade e Regulação

PEQUENOS REATORES MODULARES NUCLEARES – AVALIAÇÃO DE IMPACTOS REGULATÓRIOS, NORMAS E POLÍTICAS PÚBLICAS NO BRASIL

ROBERTO TADEU SOARES PINTO*
UFABC – Universidade Federal do ABC
Brasil
roberto.tadeu@ufabc.edu.br

PATRÍCIA TEIXEIRA LEITE ASANO
UFABC - Universidade Federal do ABC
Brasil
patricia.leite@ufabc.edu.br

FABIANA FERREIRA OLIVEIRA
UNIFESP – Universidade Federal de São Paulo
Brasil
f.ferreira07@unifesp.br

Resumo
Pequenos Reatores Modulares Nucleares estão sendo considerados como uma alternativa para geração de eletricidade em países com economias avançadas apresentando resultados promissores de pontos de vista ambientais, econômicos e técnicos, derivados de pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I). Neste contexto, se verificam esforços da Agência Internacional de Energia Atômica (AIEA) na organização de possíveis padronizações de regulação envolvendo tecnologias decorrentes, aplicações, ciclo de combustível, gerenciamento de resíduos e descomissionamento. A Infraestrutura necessária e modelos de negócios envolvendo os Governos, Mercados, Instituições de Pesquisa, Universidades e outros agentes também são avaliados na viabilização dos projetos pela agência. O envolvimento dos 180 Estados-Membros associados a AIEA acontecem, em maior ou menor grau, a depender da expertise com energia nuclear. No Brasil, se avaliam os possíveis impactos em termos regulatórios, normas e políticas públicas, frente as possibilidades de integração desta fonte a matriz de energia elétrica que serão objeto de discussão e análise no presente artigo.

Palavras-chave: Pequenos Reatores Modulares Nucleares - SMRs – Regulação – Normas

1 INTRODUÇÃO

As expectativas da comunidade nuclear global quanto aos possíveis avanços da utilização de Pequenos Reatores Modulares Nucleares *(SMRs)* para geração de eletricidade e colaboração com o Acordo de Paris [1]. Neste sentido, vale mencionar as principais característica e desafios que são destacados na literatura vigente:

Principais Características [2,3,9]:

- ✓ Pequena Escala: *SMRs* são projetados para potencias elétricas superiores a 10 MWe até 300 MWe[1];
- ✓ Modularidade: Possibilita a construção em módulos pré-fabricados e transporte seguro;
- ✓ Flexibilidade: Podem ser utilizados para geração de energia elétrica, calor, produção de hidrogênio, dessalinização de água, aquecimento industrial, descarbonização de processos industriais e transporte marítimo;
- ✓ Energía limpa: Fornece energia limpa e firme[2] em conformidade ao Acordo de Paris.

*Avenida dos Estados, 5001 – Santo André – SP – Brasil – CEP 09280-560

[1]MWe (megawatts elétricos): mede a energia elétrica efetivamente gerada e fornecida à rede elétrica.

[2]Energia firme é a capacidade de uma usina de fornecer eletricidade de forma contínua e previsível, independentemente das variações de demanda ou das condições climáticas.

Principais desafios a comunidade nuclear global, os governos nacionais e a sociedade [3,4,5,6,10]:

- ✓ Regulação e Normatização;
- ✓ Comprovação dos resultados técnicos, econômicos e ambientais e de segurança;
- ✓ Custo inicial e Desenvolvimento tecnológico;
- ✓ Confiança e credibilidade da sociedade na utilização de energia nuclear em novos contextos (*SMRs*).

De acordo com a Agência Internacional de Energia (AIE), quase metade das reduções de emissões necessárias para atingir o líquido zero até 2050 terão que vir de tecnologias que ainda não foram comercializadas. Neste sentido, de acordo com a Agência internacional de Energia Atômica (AIEA) os *SMRs* podem representar a próxima onda de inovação nuclear e desempenhar um papel crítico na descarbonização do setor elétrico e de outros setores industriais [2,3].

No Brasil, a contar da publicação do Plano Nacional de Energía 2050 – PNE 2050 [5,6,7] foram considerados possíveis cenários com a implementação de *SMRs* na Matriz Elétrica Brasileira. Neste sentido, aconteceram eventos promovidos pelos Agentes Institucionais, Agentes Econômicos, Universidades, Institutos de Pesquisa, Associações e outros com foco na avaliação e estudos de impactos nos diferentes seguimentos [7,8,9,10,11,12,13].

Por outro lado, com a publicação da Lei nº 14.222, 15 de outubro de 2021 e Resolução CBDPN 28/12/2023, avaliados neste artigo, foi possível o entendimento dos papeis e responsabilidades dos diferentes atores institucionais e dos agentes econômicos com vista a composição de Redes de Inovação do Setor Elétrico-RISE [12,13].

Assim, sob a ótica regulatória, na seção 2 se avaliam as principais ações e resultados da AIEA, já na seção 3 se avalia o Estado da Arte, na seção 4 se avaliam no Brasil a estrutura de governança regulatória e impactos decorrentes da implementação de *SMRs* em diferentes setores, na seção 5 é realizada uma análise *SWOT*. Por fim, na seção 6 são apresentadas as conclusões e referências bibliográficas.

2. AIEA - REGULAÇÃO e POLÍTICAS PÚBLICAS

A Agência Internacional de Energia Atômica - AIEA é o fórum intergovernamental central do mundo para cooperação científica e técnica no campo nuclear. Neste sentido, a agência trabalha para usos seguros, protegidos e pacíficos da ciência e tecnologia nuclear, contribuindo para a paz e segurança internacionais e para os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável das Nações Unidas [2,3].

No âmbito dos *SMRs*, a AIEA realiza várias ações no sentido de promover harmonização regulatória e suporte aos Estados-membros como o Fórum de Reguladores, disponibilização de plataformas técnica e regulatória, entre outros recursos, como será detalhado a seguir [2,3,4].

Em razão da importância estratégica dos *SMRs*, envolvendo questões ambientais, econômicas, energéticas e de inovação, no âmbito da AIEA se estabeleceu em 2014 o Fórum de Reguladores para compartilhar conhecimento e experiência regulatória entre Estados-Membros e outras partes interessadas.

Em agosto de 2022, ocorreu a junção oficial das equipes do Fórum com as equipes da Iniciativa de Harmonização e Padronização Nuclear (NHSI) da AIEA para Coordenação do Processo, alavancar as revisões de outros órgãos reguladores e desenvolvimento de plataformas que serão avaliadas a seguir [2,3,4].

Como suporte aos Estados-Membros, a AIEA lançou duas plataformas interconectadas SMR e NHSI [2,3].

A plataforma *SMR* possibilita várias atividades e aplicações como desenvolvimento, implantação antecipada e supervisão de projetos. Cabe destacar que a plataforma foi projetada para facilitar a cooperação entre os Estados-membros e outras partes interessadas, apoiando a implantação segura de SMRs em todo o mundo.

A plataforma *NHSI* visa promover a harmonização e padronização das avaliações de projeto, construção, regulamentação e indústria do *SMR*. A iniciativa contempla duas trilhas complementares: a *NHSI Regulatory Track* e a *NHSI Industry Track*, detalhadas a seguir.

A trilha *NHSI Industry* Track foca nas possibilidades industriais de padronização para desenvolvimento, fabricação, construção e operações de SMR.

Os objetivos da trilha *NHSI Regulatory Track* visam aumentar a colaboração regulatória entre os Estados-Membros, evitar a duplicação de esforços, aumentar a eficiência e consolidação de posições regulatórias comuns sem comprometer a segurança nuclear e a soberania nacional. Para atingir esses objetivos, foram desenvolvidos programas de trabalho que se baseiam em cumprimentos de atividades para a harmonização das abordagens regulatórias.

Para cumprimento das atividades inerentes aos objetivos do *NHSI Regulatory Track* foram estabelecidos grupos de trabalho para realização de atividades e avanços na implementação de *SMRs* a nível mundial:

- ✓ WG1: Grupo de trabalho para compartilhamento de informações de pré-licenciamento/licenciamento para facilitar revisões colaborativas e revisões multinacionais. Este grupo avalia as informações, os obstáculos, e define as próximas etapas e as partes interessadas necessárias para identificar soluções potenciais.
- ✓ WG2: Grupo de trabalho para desenvolvimento de processos, critérios e estruturas de referência para revisões regulatórias multinacionais de pré-licenciamento.
- ✓ WG3: Grupo de trabalho focado no suporte contínuo de revisões conjuntas com outros reguladores, em reuniões planejadas para tal fim, com vistas ao aprimoramento de melhores práticas em termos globais.

Assim, sob a orientação da AIEA e participação, em maior ou menor grau, dos Estados-Membros, estão em curso ações dos grupos de trabalho mencionados, iniciadas em 2014 e com previsão de conclusão em 2026, e plataformas para alinhamentos regulatórios e de projetos de *SMRs* [2,3].

3. ESTADO DA ARTE

Segundo dados da AIEA (2024) e outras entidades, os *SMRs* desenvolverão um papel fundamental na transição energética suprindo energia firme e limpa bem como inovação e oportunidades em muitos setores. Nesse sentido, a indústria de energia nuclear, os Governos, Mercados, Universidades, Institutos de Pesquisa e outros agentes, investirão em inovação em tecnologia, design de mercado, financiamento, regulamentação e entrega de projetos [2,3,4,7].

Neste contexto, de acordo com [7], existem diferentes tecnologias de reatores e tipos de refrigerantes:

- ✓ Reatores resfriados a água
  Reatores de água pressurizada (*PWRs*), reatores de água fervente (*BWRs*) e reatores de água pesada pressurizada (*PHWRs*)
- ✓ Reatores resfriados a gás de alta temperatura *(HTGR*);
  Reatores utilizam gases como hélio ou dióxido de carbono para resfriamento e transferência de calor que podem ser aproveitados em processos industriais, dessalinização e produção de hidrogênio.
- ✓ Reator de sal fundido (*MSR*);
  Utilizam cloreto ou flúor fundido como refrigerantes e como medidas de segurança passivas**,** caso o reator superaquecer, o combustível pode drenar para uma área onde pode solidificar e evitar derretimentos.

- ✓ Reator resfriado por metal líquido
  Benefícios de segurança passiva sobre reatores de água, pois as ligas utilizadas (chumbo-bismuto ou sódio líquido), como meio de transferência de calor não desaceleram os nêutrons tanto quanto a água.
- ✓ Reator resfriado por tubo de calor
  Os tubos de calor transferem energia térmica de forma rápida e passiva através de um vácuo de uma fonte de energia para um dissipador de energia.

Há mais de 80 projetos propostos para *SMRs* e microrreatores nucleares *MRs* em todo o mundo. Tal condição reflete o amplo interesse nas tecnologias com reatores nucleares e competitividade com outras fontes de energia [2,7].
Na Figura 1, são apresentados projetos que estão sendo desenvolvidos envolvendo governos, universidades, parcerias público-privadas e outros agentes.

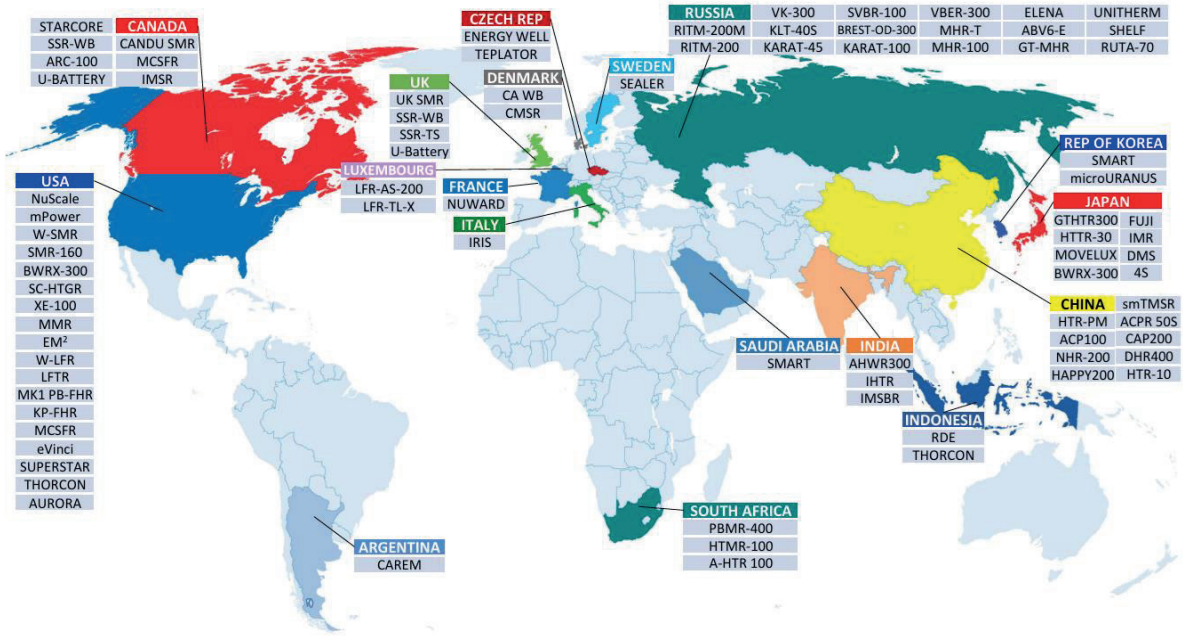


Fig. 1. Mapa do desenvolvimento do conceito SMR (IAEA 2020): Fonte: AIEA (2024)

Com relação a figura 1, seguem dados disponíveis na AIEA [2,3] referentes aos seguintes Estados-Membros no tocante a implementação de *SMRs*, domínio da Tecnologia e Regulação:

Argentina
Desenvolvedor de tecnologia do CAREM; órgão regulador ativo no licenciamento de *SMR*; CAREM em fase final de construção para operação em 2023.

Brasil
Um acordo prático foi assinado entre a AIEA e a Associação Brasileira para Desenvolvimento de Atividades Nucleares - ABDAN em 2021 sobre cooperação na área de tecnologia e aplicações de energia nuclear, incluindo *SMRs*.

No Brasil, vale ressaltar, que se encontra em desenvolvimento o projeto RMB que tem por objetivo a construção de um reator de pesquisa multipropósito, instalações laboratoriais e infraestrutura associada. Tal condição será, no futuro breve, um diferencial importante para conquista da independência tecnológica.

Canadá
Implementando o Roteiro de *SMRs* do Canadá; órgão regulador ativo na revisão de projetos de *SMRs*; concessionárias (OPG e Bruce Power) estão colaborando para implantação em curto prazo. A OPG selecionou um local para construção.

China
Desenvolvedor de tecnologia de vários projetos de *SMRs*; órgão regulador ativo no licenciamento de *SMRs*.

Coréia do Sul
Laboratório nacional e universidades nacionais ativos no apoio ao desenvolvimento internacional de tecnologia *SMRs*.

Estados Unidos
Desenvolvedor de tecnologia de vários *SMRs*, incluindo microrreatores; órgão regulador ativo em *SMRs*; Aprovação de projeto em 2020, planejado para começar a gerar energia em 2029.

França
Desenvolvimento de tecnologia; órgão regulador ativo em licenciamento de *SMR*.

Japão
Desenvolvendo design e tecnologia de *SMRs* do tipo *BWR* e *HTGR*; operando um reator de teste de alta temperatura na Agência de Energia Atômica do Japão.

Reino Unido
Desenvolvedor de tecnologia; órgão regulador ativo em *SMRs* e reatores modulares avançados.

Rússia
Desenvolvedor de tecnologia de vários *SMRs*; órgão regulador ativo no licenciamento de *SMRs*; planejando iniciar a construção do RITM-200N em 2024 na região de Yakutia para operação alvo em 2028.

A seguir, será avaliado o Estado da Arte no Brasil, a luz dos conteúdos apresentados nas seções 1,2 e 3.

4. REGULAÇÃO E POLÍTICAS PÚBLICAS NO BRASIL

Em conformidade ao Artigo 21, inciso XXIII, da Constituição Federal do Brasil, a competência para explorar instalações nucleares de qualquer natureza é exclusivamente atribuída à União. Tal condição tem prevalecido e garantido a expansão e operação da indústria de energia nuclear (IEN). No entanto, ocorreram algumas alterações como será detalhado a seguir:

O Brasil é Estado-membro da Agência Internacional de Energia Atômica - AIEA e, neste contexto, acompanha e/ou participa das ações, detalhadas na seção 2, no que se refere a regulação dos *SMRs* [2,3]. Por outro lado, no Brasil, se verificam ações organizadas pelos agentes institucionais, agentes econômicos e outras instituições pontuando sobre a importância dos *SMRs*, possibilidades de inserção na Matriz Elétrica Brasileira e ajustes na regulação. [,5,6,7,8,9,10,11,13,].

Assim, Políticas Públicas, Normas e Procedimentos Regulatórios poderão ter como base as orientações da AIEA e outras entidades com vistas a harmonização global no que concerne ao Brasil [2,3,4,13]. Neste sentido, serão avaliadas na linha do tempo, a contar de 2018, ações realizadas pelo Governo Federal na governança monopolista do setor nuclear com vistas a possíveis flexibilizações e adaptações a modelos internacionais de mercado, se aplicável [8,9,10]

Assim, em 2018 com a publicação do Decreto nº 9600 de 5 de dezembro foi definida a Política para o Setor de Energia Nuclear que contemplava um conjunto de diretrizes norteadoras, em observância à soberania nacional e outras condições, entre as quais elencou 19 objetivos gerais com destaque para:

- Preservar o domínio da tecnologia nuclear no País;
- Atender às decisões futuras do setor energético quanto ao fornecimento de energia limpa e firme, por meio da geração nucleoelétrica;
- Garantir o uso seguro da tecnologia nuclear e fortalecer as atividades relacionadas com o planejamento, a resposta a emergências e eventos relacionados com a segurança nuclear e a proteção física das instalações nucleares;
- Promover a conscientização da sociedade brasileira, de forma transparente, a respeito dos benefícios do uso da tecnologia nuclear e das medidas que permitam o seu emprego de forma segura;
- Fomentar a pesquisa, o desenvolvimento e a inovação da tecnologia nuclear;
- Fomentar a pesquisa e a prospecção de minérios nucleares no País;
- Incentivar a produção nacional de minérios nucleares e de seus subprodutos, inclusive nas ocorrências associadas a outros bens minerais, com vistas ao atendimento da demanda interna e das exportações;
- Incentivar a formação continuada de recursos humanos necessários ao desenvolvimento da tecnologia nuclear e a sua fixação nesse setor;
- Estimular a capacitação técnico-científica e industrial compatível com as necessidades do setor nuclear;
- Incentivar o planejamento e a execução de projetos destinados ao setor nuclear, com vistas a garantir a fixação e a otimização do capital intelectual formado no País; e
- Garantir o gerenciamento seguro dos rejeitos radioativos.

Em 2020, os 19 objetivos mencionados foram contemplados no Plano Nacional de Energia para o período até 2050 – PNE2050 [5]. Assim, tal plano contempla um conjunto de estudos que dão suporte ao desenho da estratégia de longo prazo (30 anos). Nesse sentido, o PNE2050 pode ser entendido como um processo dividido em 3 etapas:(i) o desenho da estratégia (ii) a implementação da estratégia (Plano de Ação) e (iii) o monitoramento dos efeitos e resultados. Em tais condições são considerados vários cenários de demanda e oferta de energia, inclusive com a possibilidade de inserção de SMRs e efeitos decorrentes na matriz elétrica.

Segundo [5], no âmbito de estudos inerentes a utilização de energia nuclear, incluindo as novas tecnologias dos SMRs, foram avaliadas as perspectivas tecnológicas e principais desafios.

Com relação as perspectivas, no Brasil, a opção tecnológica foi por reatores a água pressurizada *PWR*, a tecnologia mais adotada em todo o mundo, com mais de 60% das usinas em operação. Essa opção será mantida para Angra III. Após 2030, novos projetos poderão se basear em tecnologias de *PWR*, *SMR* e reatores de quarta geração, caso essas últimas alcancem maturidade tecnológica e competitividade.

Seguem os desafios, identificados em 2020:

- ✓ Comunicar de forma efetiva o papel de energia nuclear
- ✓ Promover adequações institucionais, legais e regulatórias à expansão da energia nuclear
- ✓ Expansão da capacidade termonuclear associada a implementação da Política Nuclear Brasileira
- ✓ Garantir a segurança das instalações nucleares e do fornecimento e transporte de combustíveis
- ✓ Expandir a vida útil de reatores e definir regras de descomissionamento
- ✓ Ampliar o conhecimento sobre os recursos minerais nacionais aplicáveis ao ciclo do combustível nuclear

Em 2021, A Lei nº 14.222, 15 de outubro de 2021 - criou a Autoridade Nacional de Segurança Nuclear (ANSN), sem aumento de despesa, por cisão da Comissão Nacional de energia Nuclear (CNEN). Neste sentido esclareceu que:

“Art. 2º A ANSN tem como finalidade institucional monitorar, regular e fiscalizar a segurança nuclear e a proteção radiológica das atividades e das instalações nucleares, materiais nucleares e fontes de radiação no território nacional, nos termos do disposto na Política Nuclear Brasileira e nas diretrizes do governo federal”

“Art. 7º Compete privativamente ao Comando da Marinha regular, licenciar, fiscalizar e controlar os meios navais com plantas nucleares embarcadas, quanto: I - às atividades nucleares, aos materiais nucleares e às fontes de radiação relativos a: a) segurança nuclear; b) proteção radiológica; e c) segurança física; e II - ao transporte do combustível nuclear utilizado nos meios navais.”

Por outro lado, no Brasil houve a publicação da Resolução CBDPN 28/12/2023 (reproduzida na Tabela I) do Comitê de Desenvolvimento do Programa Nuclear Brasileiro, definindo atribuições, papéis e responsabilidades para atividades de caráter nuclear.

TABELA I - REPRODUÇÃO RESOLUÇÃO CBDPN 28/12/2023

Nº	Diretrizes	Órgão(s) Responsável(eis)
1	Avaliar a viabilidade da expansão de usinas termonucleares no Sistema Elétrico Brasileiro	Ministério de Minas e Energia com apoio da EPE* e ENBPar / Eletronuclear *Empresa de Pesquisa Energética
2	Estabelecer oportunamente o Referencial Metodológico Nacional para a escolha de sítios para a instalação de novas usinas nucleares na forma de documento-guia com base em metodologias consagradas e nos fatores determinantes observados pelo Governo Federal	
3	Aplicar o Referencial Metodológico Nacional para escolha de sítios para a instalação de novas usinas nucleares no território nacional para a identificação de áreas potenciais.	
4	Avaliar conveniência e amplitude da flexibilização do monopólio da União para construção e operação de reatores nucleares para fins de geração de energia para uso civil.	Ministério de Minas e Energia (MME)
5	Atualizar e revisar o arcabouço normativo para identificação de locais no que concerne aos aspectos de Segurança nuclear, proteção radiológica e proteção física	Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN)
6	Desenvolver arcabouço regulatório considerando a perspectiva da evolução tecnológica durante as próximas décadas, abarcando o processo de seleção de sítios para novas tecnologias de reatores, como a implantação de pequenos reatores modulares (SMRs), atualmente em processo de licenciamento em diversos países.	
7	Atualizar e revisar o arcabouço normativo para identificação de locais para construção de novas usinas nucleares, no que concerne aos aspectos de sua competência legal, incluindo orientações preliminares à etapa de obtenção da Licença Prévia, no rito do licenciamento ambiental.	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
8	Estabelecer os critérios e parâmetros técnicos e operacionais (alternativas tecnológicas, requisitos de segurança, características e de projeto) para expansão da matriz nuclear.	Eletronuclear e Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional
9	Desenvolver Nota Técnica Complementar, considerando a implantação de Modelos da Geração III+ e SMRs, incluindo conjunto de especificações técnicas e critérios para identificação de possíveis novos locais que sejam de interesse para instalação de reatores	

Fonte: CNEN (dez/2024)

Conforme [8], com as publicações mencionadas da Lei nº 14.222/2021 e Resolução CBDPN 28/12/2023, em 2025, sob a ótica de regulação, a inserção dos *SMRs* será avaliada pelas seguintes instituições, a depender das aplicações:

- ✓ Autoridade Nacional de Segurança Nuclear (ANSN): Regulação Técnica
- ✓ Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN): Normas Técnicas (*On Shore*)
- ✓ Marinha do Brasil (MB): Regulação Técnica (*Off Shore*)
- ✓ Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL): Regulação Econômica (Energia Elétrica)

Em 2023, conforme [7], com vistas a formulação de políticas e no planejamento energético de longo prazo foram realizados estudos e avaliações preliminares considerando um aumento na energia nuclear operacional de 2 Gigawatts em 2022 para 8–10 Gigawatts até 2050. No contexto regulatório, nesta etapa das avaliações, foram identificadas necessidades de alterações em 13 Normas da CNEN. O detalhamento das alterações poderá ser verificado em [7].

5. BRASIL - ANÁLISE *SWOT*

O Brasil apresenta condições peculiares em termos de disponibilidade de energias renováveis e energias não renováveis [5,6,7]. Neste sentido, em termos de possíveis integrações de *SMRs* a matriz elétrica brasileira segue avaliação *SWOT*, não exaustiva, das Forças, Fraquezas, Oportunidades e Ameaças baseadas nos conteúdos explorados nas referências bibliográficas.

Forças

- ✓ O Brasil já possui *expertise* com energia nuclear e uma matriz elétrica diversificada.
- ✓ O Brasil domina o ciclo do urânio, desde a mineração até o enriquecimento.
- ✓ Possui centros de pesquisa avançados e um histórico de desenvolvimento de tecnologia nuclear.
- ✓ O Brasil está desenvolvendo o projeto RMB de Reator de Pesquisa Multipropósito

Fraquezas

- ✓ Alto Custo Inicial (o que pode dificultar o financiamento).
- ✓ Regulação não adequada (Alterações e/ou novas normas deverão ser providenciadas)
- ✓ Dependência de Tecnologia Externa (O Brasil ainda não desenvolveu um SMR nacional)
- ✓ Baixa Aceitação Pública (Aplicação de campanhas adequadas de comunicação e esclarecimentos).
- ✓ Economia de Escala (Dependência de aprovação e realização de projetos)

Oportunidades

- ✓ Mercado de Energia para Regiões Remotas e Autoprodução, a depender da Regulação.
- ✓ Aumento de opções com energia firme para o operador nacional do sistema (ONS)
- ✓ Exportação de Tecnologia – Futuramente, após conclusão do RMB, o Brasil poderá desenvolver e exportar *know-how* em *SMRs*
- ✓ Acordos Internacionais – Parcerias com outros países podem acelerar a implementação dos *SMRs*
- ✓ Uso em Mineração e Indústrias – *SMRs* podem fornecer energia estável para setores como mineração e siderurgia, que precisam de alta demanda energética.

Ameaças

- ✓ Concorrência com fontes de energias renováveis e fontes de energias não renováveis
- ✓ Regulação: Normas não adequadas aos *SMRs* inviabilizarão aprovação de projetos
- ✓ Resíduos: Reavaliação e/ou geração de normas para o tratamento de resíduos.
- ✓ Opinião Pública: A resistência popular, incluindo ONGs, pode dificultar a aprovação de projetos.
- ✓ Restrições Internacionais: Tecnologia nuclear envolve acordos e monitoramentos internacionais, o que pode configurar alguma dificuldade futura.

6. CONCLUSÕES

A despeito dos esforços e compromissos assumidos pelos Governos Nacionais no Acordo de Paris, o desenvolvimento dos Pequenos Reatores Modulares Nucleares configura como uma possibilidade de solução importante, no futuro próximo, no tocante a descarbonização do setor elétrico, fornecimento de energia limpa e firme, associadas a outras características como modularidade, flexibilidade e segurança energética.

Em termos de desafios, conforme a Agência Internacional de Energia (AIE), quase metade das reduções de emissões necessárias para atingir o líquido zero até 2050 terão que vir de tecnologias que ainda não foram comercializadas. Neste sentido, a comunidade nuclear global por meio da AIEA e outras entidades estão empenhados na viabilização de soluções seguras, frente aos requisitos rigorosos da energia nuclear. Assim, como exemplos de diferentes parcerias e projetos na Fig.1 foram apresentados exemplos importantes de parcerias entre o(s) Estado(s) e Mercado(s) em diferentes contextos.

No Brasil, os desafios inerentes a transição energética, garantia de suprimento, soluções tecnológicas são avaliadas em diferentes cenários para possibilitar a construção de Planos Nacionais de Energía como o PNE 2050 com foco no ano de 2050 a partir de 2020. Neste contexto, como Estado-Membro da AIEA o acesso aos detalhamentos dos projetos em curso dos *SMRs* possibilitará acompanhamento das melhores práticas bem como atendimento a cargas com alto consumo de energia e outras aplicações.

Para os objetivos deste artigo, ficou claro que a Regulação é um item importante a ser tratado em conjunto com as Políticas Públicas e Normas aplicáveis em ambientes terrestres ou marítimos com as efetivas participações dos Agentes institucionais (ANSN, CNEN, MB, MME, EPE e ANEEL), Agentes econômicos, Universidades e Associações na construção das soluções e das Redes de Inovação do Setor Elétrico (RISE).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1.Acordo de Paris sobre o Clima, disponível em Acordo de Paris sobre o Clima | As Nações Unidas no Brasil_Acessado em 12/11/2024

2.International Atomic Energy Agency. Technology roadmap for small modular reactor deployment / International Atomic Energy Agency. Vienna : International Atomic Energy Agency, 2021. | Series: IAEA nuclear energy series, ISSN 1995–7807 ; no. NR-T-1.18 | Identifiers: IAEAL 21-01425 | ISBN 978–92–0–110021–4 (paperback : alk. paper) | ISBN 978–92–0–110121–1 (pdf) | ISBN 978–92–0–110221–8 (Nuclear power plants. Classification: UDC 621.039.5 | STI/PUB/1944.Disponível em Technology roadmap for small modular reactor deployment. Acessado em 1/12/2024

3. International Atomic Energy Agency. Title: Lessons learned in regulating small modular reactors / International Atomic Energy Agency. Description: Vienna : International Atomic Energy Agency, 2022. | Series: IAEA TECDOC series, ISSN 1011–4289 ; no. 2003 | Includes bibliographical references. Identifiers: IAEAL 22-01516 | ISBN 978–92–0–125022–3 (paperback : alk. paper) | ISBN 978–92–0–124922–7 (pdf) Subjects: LCSH: Nuclear reactors — Safety measures. | Nuclear reactors — Security measures. | Nuclear reactors — Nuclear energy. In TE-2003web (1).pdf_Acessado em 3/12/2024

4.Government of Canada. DIS-16-04, Small Modular Reactors: Regulatory Strategy, Approaches and Challenges. In DIS-16-04, Small Modular Reactors: Regulatory Strategy, Approaches and Challenges.Acessado em 15/10/2024

5.Plano Nacional de Energía 2050 / Ministério de Minas e Energía. Empresa de Pesquisa Energética.Brasilia:MME / 2020.Acessado em15/11/2024.In Publicações

6.Brasil, Ministério de Minas e Energía, Empresa de Pesquisa Energética
Plano Decenal de Expansão de Energía 2034 / Ministério de Minas e Energia.Empresa de Pesquisa Energética.Brasília:MME/EPE,2024 1v.:il. In Relat_rio_PDE_2034_e_Anexo_II___Proposi__o_de_Diretrizes_para_elabora__o_do_PDE_2035.pdf Acessado em 20/11/2024.

7.Christensen et al. Joint Study: A Preliminary Assessment of Opportunities and Challenges for Small Modular Reactors in Brazil. In INL-RPT-22-67191_ 2023-02-21 FINAL.pdf. Acessado em 15/10/2024

8.CASTRO, J.N. et al. Subsídios para difusão dos Pequenos Reatores Modulares no Brasil. Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 110. In: GESEL – Grupo de Estudos do Setor Elétrico – UFRJ, 2022.Disponível em GESEL publica TDSE 110 "Subsídios para difusão dos Pequenos Reatores Modulares no Brasil" - Gesel. Accessado em 20/11/2024

9.C.R. da Silva; L.C. Gonçalves and J.R. Maiorino Small Modular Reactors and Perspectives for their Application in Brazil 2021 International Nuclear Atlantic Conference – INAC 2021
Virtual meeting, Brazil, November 29 – December, 2021. In template.dvi. Acessado em 23/11/2024

10.Rodrigues, N.Raeder,F. Pequeños reatores modulares(SMRs) desafíos em segurança, gestão de residuos e aceitação pública. Ensaio Energético, 16 de abril, 2023. Disponível em Pequenos reatores modulares (SMRs): desafios em segurança, gestão de resíduos e aceitação pública – Ensaio Energético. Acessado em 23/11/2024

11.Rodrigues, N. (2022). Raeder, F. Avaliando o potencial dos Small Modular Reactors (SMRs) para a indústria nuclear. *Ensaio Energético*, 12 de julho, 2022.Disponível em Avaliando o potencial dos Small Modular Reactors (SMRs) para a indústria nuclear – Ensaio Energético. Acessado em 23/11/2024

12. Workshop GESEL "Rede de Inovação do Setor Elétrico". Realização GESEL em 2018. Disponível em Workshop GESEL debate Redes de Inovação do Setor Elétrico - Gesel. Acesso em 10 de dezembro de 2024

13. SILVA, Rafael Silveira et al. Regulação no Brasil: de onde e por onde já caminhamos. Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisas/CONLEG/ Senado, julho 2020 (Texto para Discussão nº 282). Disponível em TD nº 282, de 2020: Regulação no Brasil: de onde e por onde já caminhamos. Acesso em 10 de dezembro de 2024

Comité de Estúdios C5 – Mercados de Electricidad y Regulación

EL ROL CENTRAL DEL USUARIO FINAL EN EL DISEÑO DEL MERCADO ELÉCTRICO: INTEGRACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y GESTIÓN ACTIVA DE LA DEMANDA

D.M. PEREZ*
XM S.A.
Colombia
dmperez@xm.com.co

A.H. CASTRO
XM S.A.
Colombia
acastro@xm.com.co

Resumen *–Los mercados eléctricos han evolucionado significativamente en las últimas dos décadas, impulsados por la necesidad de mejorar la eficiencia, la sostenibilidad y la resiliencia de los sistemas eléctricos. La transición hacia fuentes de energía renovables, la digitalización y el empoderamiento de los usuarios han redefinido los enfoques tradicionales. Hoy, la tendencia se centra en un cambio fundamental en la concepción de estos mercados: poner al usuario final en el centro del diseño.*

Palabras clave: Mercados eléctricos, usuario final, nuevos roles, resiliencia, regulación, transición energética.

1 INTRODUCCIÓN

En el diseño de los mercados eléctricos, el usuario final de la energía eléctrica se ha convertido en un elemento central. La transición hacia sistemas energéticos más sostenibles y eficientes no solo implica la integración de fuentes renovables y tecnologías innovadoras, sino también la reconfiguración de las dinámicas de consumo y participación activa de los usuarios.

El empoderamiento del usuario, considerado un agente activo y no solo un consumidor pasivo, plantea nuevos paradigmas en la gestión de la demanda, la oferta eléctrica y nuevos servicios. Los usuarios tienen la capacidad de influir en la estabilidad y el equilibrio del sistema a través de decisiones informadas y el uso de tecnologías como los medidores inteligentes, sistemas de almacenamiento y generación distribuida entre otros.

Este trabajo se centra en abordar cómo el diseño del mercado eléctrico necesita evolucionar para poner al usuario en el centro, considerando la regulación, las políticas de incentivos y las herramientas tecnológicas que facilitan esta transformación. En la primera parte se presentan los aspectos de evolución y transformación de los mercados eléctricos, relacionados con la entrada de generación variable y digitalización. En la segunda sección, se presenta el rol activo del usuario, considerando los efectos en sus patrones de consumo y suministro de electricidad, gracias a la incorporación de generación y almacenamiento distribuido. Así mismo se presenta la pirámide de clasificación de usuarios. En la siguiente sección, se plantean los elementos propuestos para tener en cuenta en el diseño del mercado eléctrico enfocado en el usuario. A continuación, se describen algunos esquemas de servicios centrados en el usuario y ejemplos de casos de aplicación. En la sección seis, se incluyen los desafíos para el diseño de mercados enfocados en el usuario y finalmente se presentan las conclusiones y trabajo futuro.

2 EVOLUCIÓN Y TRANSFORMACIÓN DE LOS MERCADOS ELÉCTRICOS

Históricamente, los mercados eléctricos fueron diseñados para maximizar la eficiencia operativa y asegurar la estabilidad del suministro. Sin embargo, este enfoque tradicional no consideraba al usuario final como un

* Calle 12 Sur # 18 – 168 Bloque 2. Medellín, Colombia.

actor relevante en las decisiones de mercado. La liberalización de los mercados eléctricos a nivel mundial llevó a un enfoque más competitivo, lo cual incentivó a las empresas a mejorar sus servicios y reducir los costos. Sin embargo, en muchas regiones, estas mejoras se limitaban al segmento de generación, mientras que el usuario final seguía teniendo una participación pasiva.

La transición energética, impulsada por compromisos internacionales para mitigar el cambio climático, ha traído consigo nuevas dinámicas de generación y consumo. La incorporación masiva de energías renovables, la creciente electrificación de otros sectores y la digitalización del sistema han hecho necesario reconsiderar el diseño del mercado, poniendo al usuario en el centro de la toma de decisiones.

2.1 Entrada de generación variable y distribuida

La incorporación de fuentes de energía renovable en el mercado eléctrico ha tenido un impacto significativo tanto en la estructura del mercado como en los usuarios finales. La integración de energías renovables, como la solar y la eólica, ha contribuido a la diversificación de la matriz energética, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles, disminuyendo las emisiones de gases de efecto invernadero y ha incentivado la innovación tecnológica en el sector. Para los usuarios finales, el aumento de la generación renovable contribuye en la competitividad del mercado, de cara a una formación de precios mas eficiente, al diseño e implementación de nuevos servicios acorde con el nivel de penetración de renovables. No obstante, la variabilidad inherente a las fuentes renovables también ha planteado desafíos en términos del diseño del mercado, la gestión de la red, la necesidad de infraestructura de almacenamiento, generación distribuida y respuesta a la demanda entre otros.

2.2 Digitalización

La digitalización de la infraestructura eléctrica está transformando permanentemente la industria energética y permitiendo su descarbonización y descentralización. En el sector eléctrico, la digitalización impulsa el intercambio de información en tiempo real, lo que permite dar acceso a los usuarios finales a nuevos productos y servicios, que lo convierten en un actor más relevante en la toma de decisiones y diseño de los mercados eléctricos. La digitalización tuvo sus inicios en los segmentos de transmisión y grandes activos de generación. Al aumentar la disponibilidad y usabilidad de los datos sobre el estado de la red eléctrica, se puede lograr una optimización del funcionamiento del sistema. Así mismo la digitalización, facilitó la creación de mercados mayoristas competitivos y su integración a nivel regional. Más recientemente, la digitalización ha ampliado su alcance para cubrir las redes de distribución y las instalaciones de los usuarios, permitiendo una reducción de costos y una mejora en la calidad del servicio. También ha sentado las bases para el establecimiento de mercados minoristas innovadores que empoderan a los usuarios finales y brindan oportunidades para la entrada de nuevos participantes, desafiando los enfoques existentes de regulación del sector [1].

3 ROL DEL USUARIO ACTIVO EN EL MERCADO

En la actualidad, la tecnología permite a los usuarios finales ser más activos en la forma en que consumen y gestionan la energía. Conceptos como la generación distribuida, las comunidades energéticas y la participación en esquemas de respuesta de la demanda han aumentado la relevancia del usuario en el mercado. Este empoderamiento, sin embargo, solo es posible si el diseño del mercado fomenta una infraestructura adecuada y un marco regulatorio que habilite la participación de los usuarios.

Los avances en tecnologías de medición y gestión de datos han hecho posible contar con información en tiempo real sobre el consumo de energía. Esto, a su vez, ha dado lugar a nuevas soluciones, como los precios dinámicos, que ajustan el precio de la energía según la oferta y la demanda en momentos específicos del día. De esta manera, se incentiva a los consumidores a modificar sus patrones de consumo en favor de un sistema más equilibrado y eficiente.

3.1 Comportamiento de la curva de consumo y generación del usuario

El comportamiento variable del consumo y producción de electricidad del usuario, debido a la adopción de nuevas tecnologías distribuidas ha venido cambiando. Al respecto la Fig. 1, representa la curva de consumo de un usuario con generación solar integrada. Al respecto se observa que la diferencia entre la carga neta y la generación solar representa el consumo de electricidad proveniente de la red eléctrica. Durante las horas de mayor generación solar, esta diferencia se reduce, llegando incluso a ser negativa, lo que indica que hay un excedente de energía que puede ser inyectado a la red o almacenado.

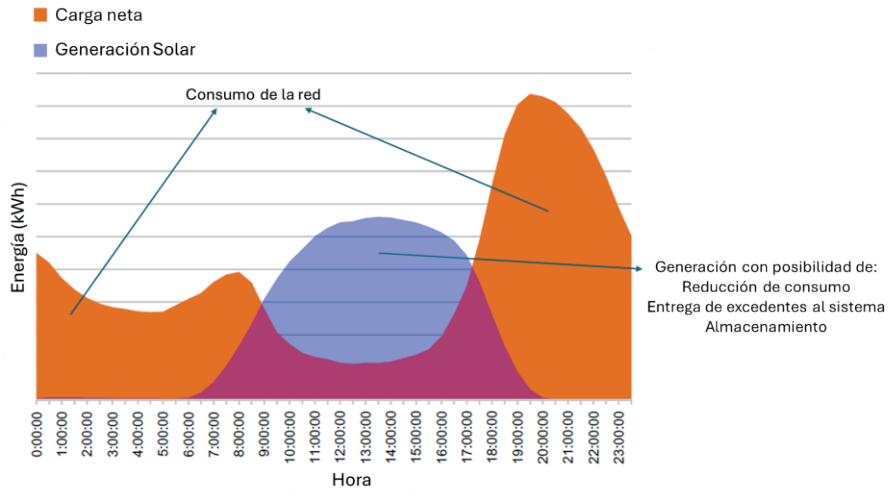


Fig. 1. Cambios en el perfil de consumo y suministro de electricidad de los usuarios. Adaptado de [5]

Esta gráfica ilustra los beneficios potenciales de la integración de la generación solar distribuida, ya que puede contribuir a reducir la demanda de la red, optimizar el uso de la electricidad y promover un sistema eléctrico más eficiente y sostenible.

3.2 Pirámide de la clasificación de los usuarios

Uno de los desarrollos más importantes en el sector eléctrico es la "estratificación" (del inglés *customer stratification*) de los usuarios tradicionales hacia los prosumidores y prosumagers. Los usuarios se pueden clasificar así:

- Usuarios tradicionales: compran toda su electricidad de la red bajo una tarifa regulada
- Prosumidores: producen y consumen electricidad, de acuerdo con su capacidad instalada
- Prosumagers: usuarios que producen, consumen electricidad y hacen inversiones en almacenamiento

Mediante la instalación de paneles solares fotovoltaicos en los techos, los usuarios pueden invertir en generación distribuida a pequeña o mediana escala (e.g usuarios residenciales o industriales), produciendo y consumiendo energía de la red, lo que los convierte en prosumidores. Algunos de estos usuarios pueden avanzar aún más, invirtiendo en almacenamiento distribuido (e.g. vehículos eléctricos, esquemas de baterías entre otros), permitiéndoles almacenar el exceso de generación para su uso posterior, clasificándose así como prosumagers, donde a medida que siguen cayendo los precios del almacenamiento, más prosumidores se convertirán en prosumagers. Los ajustes y movimientos en esta "estratificación" dependen de tres factores fundamentales como lo son: las tarifas de electricidad (especialmente en el mercado minorista), la política energética y la incorporación de nuevas tecnologías [1].

La estratificación de los usuarios tendrá implicaciones importantes, como desafíos para el modelo de mercado tradicional de electricidad entre los distintos participantes (e.g generadores, distribuidores,

comercializadores), la aparición de nuevos actores, el desplazamiento de costos entre diferentes grupos de usuarios y la revisión de esquemas sobre subsidios entre otros.

En la Fig. 2 acorde con [6], se presenta la pirámide de clasificación de los usuarios. En la base en el "status quo", se encuentran aquellos usuarios que ya sea por aversión al cambio o por desconocimiento, se mantienen estáticos ante las nuevas posibilidades del mercado. En etapas superiores y acorde con modelos de mercado mas autónomos, los usuarios pasan a la etapa de producir, consumir y almacenar, conformando incluso modelos de "microgrids", donde inicia se establecen las bases para desarrollar nuevos modelos de negocio como el intercambio "peer to peer – P2P", donde los usuarios incluso pueden llegar a niveles de estar aislados de la red "off grid". El estado de avance, depende entre otros del diseño de mercado enfocado en el usuario, el cual será analizado en la siguiente sección.

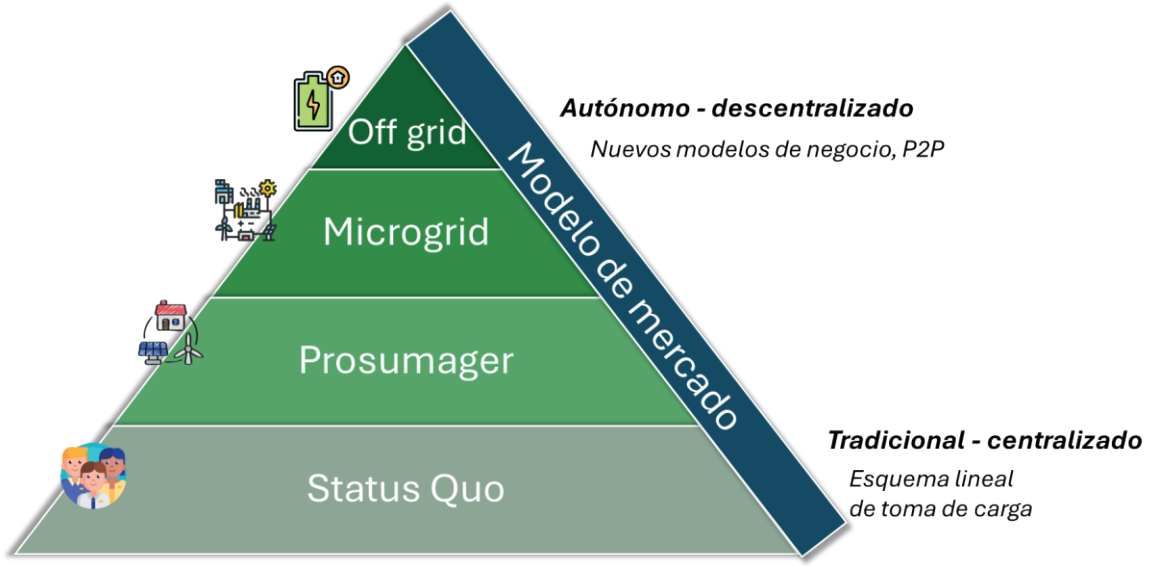


Fig. 2 Pirámide de clasificación del usuario. Adaptado de [6]

4 DISEÑO DE MERCADO ENFOCADO EN EL USUARIO

El diseño de un mercado centrado en el usuario no solo debe considerar aspectos económicos, sino también sociales y ambientales. Un consumidor empoderado no solo busca el menor precio, sino también opciones más sostenibles y equitativas. Por ello, los reguladores y diseñadores de mercado deben implementar políticas que ofrezcan información clara, incentivos adecuados y protección a los consumidores vulnerables.

Acorde con [4] entre los principales aspectos para desarrollar un diseño de mercado enfocado en el usuario final se encuentran: la respuesta de la demanda y precios dinámicos, la incorporación masiva de recursos distribuidos y fuentes de generación renovales, los intercambios de energía "peer to peer" P2P, el uso de Big Data e Inteligencia Artificial, el desarrollo y uso de Nuevas Tecnologías, retos sociales, ambientales y política energética y la integración de Mercados Energéticos. En la Fig. 3, se ilustran estos elementos de diseño de mercado:

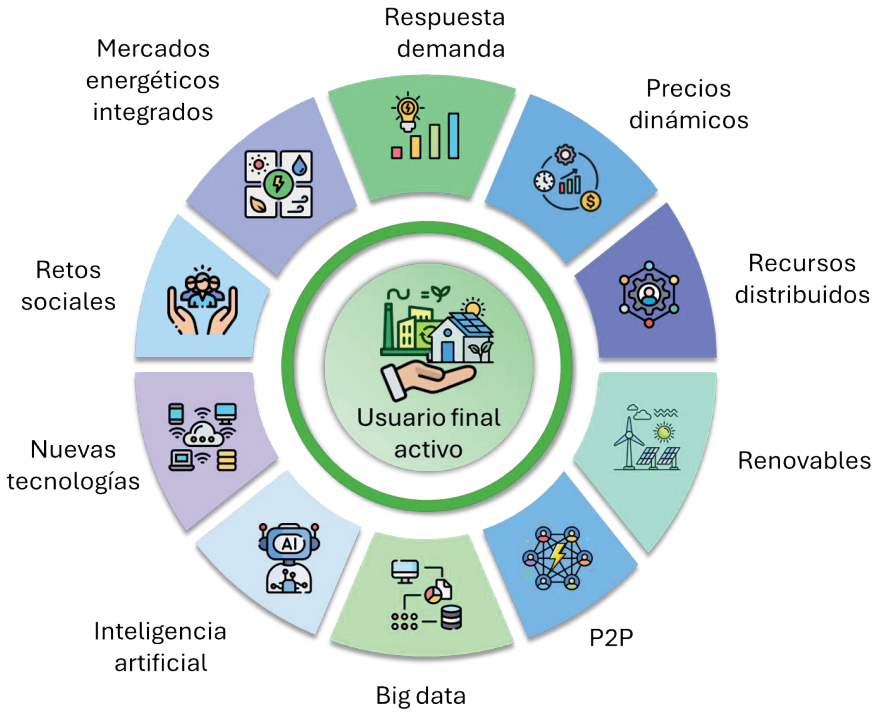


Fig. 3 Elementos de diseño de mercado enfocado en el usuario final. Adaptado de [4]

A continuación se describen los elementos principales del diseño de mercado eléctrico enfocado en el usuario final:

4.1 Respuesta de la demanda y precios dinámicos

Para profundizar los análisis de beneficios hacia la demanda, es importante evaluar cómo las nuevas estructuras de mercado centradas en el usuario pueden traducirse en beneficios tangibles, como la reducción de costos y el acceso a tarifas dinámicas que reflejen los precios en tiempo real. Así mismo, un análisis de los esquemas de respuesta de la demanda también permitiría identificar cómo la participación activa en la gestión del consumo durante momentos pico reduce la necesidad de generación adicional, beneficiando tanto al sistema como al usuario en términos de eficiencia y sostenibilidad. Es clave la participación de la demanda en la formación de precio de corto plazo, para corregir una falla del mercado asociada con determinar el precio únicamente con las ofertas de suministro de la electricidad desde la generación.

4.2 Recursos distribuidos y renovables

A medida que la instalación de Recursos Energéticos Distribuidos (DER, por sus siglas en inglés), como la autogeneración, la respuesta a la demanda, el almacenamiento de electricidad y los sistemas de control de energía, se expande en hogares y negocios a lo largo del nivel de distribución del sistema eléctrico, la relación entre el usuario y el mercado de electricidad está evolucionando [4].

Por su parte las fuentes renovables, han demostrado ser cruciales para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y propender por estabilizar los costos de la energía a largo plazo, beneficiando tanto al medio ambiente como a los consumidores. Los vehículos eléctricos, al disminuir las emisiones de CO2 y otros contaminantes, mejoran la calidad del aire y, cuando se combinan con energías renovables, maximizan los beneficios ambientales.

El almacenamiento de energía eléctrica permite una mayor integración de estas fuentes renovables al equilibrar la oferta y la demanda, mejorando la estabilidad de la red y proporcionando a los usuarios una mayor confiabilidad en el suministro eléctrico. Además, los recursos energéticos distribuidos, como los paneles solares en los techos, empoderan a los usuarios para realizar ajustes a sus consumos y producción de electricidad, lo que no solo reduce sus costos, sino que también contribuye a la resiliencia de la red. En

conjunto, estos cambios están configurando un sistema energético más sostenible, resiliente y beneficioso para los usuarios.

4.3 Intercambio Peer to Peer

El intercambio de energía eléctrica peer-to-peer (P2P) es un modelo emergente que permite a los prosumidores o prosumagers a vender y comprar electricidad directamente entre ellos, sin necesidad de intermediarios tradicionales como las empresas de distribución o comercialización. Este modelo se basa en tecnologías avanzadas como blockchain y los contratos inteligentes, que garantizan la transparencia, la seguridad y la eficiencia de las transacciones [6].

Las plataformas diseñadas para el intercambio P2P, ayudan a aliviar congestión de red y habilitar la prestación de servicios complementarios. Así mismo este intercambio puede aumentar la eficiencia del sistema energético al reducir las pérdidas de transmisión y distribución, ya que la energía se consume cerca de donde se produce y al eliminar intermediarios de la cadena de prestación del servicio, los costos de transacción se reducen, lo que puede resultar en precios más competitivos para los usuarios finales.

4.4 Big data e inteligencia artificial

La integración de herramientas Big Data para el diseño de mercados eléctricos enfocados en el usuario en el usuario está cambiando rápidamente la gestión del consumo y distribución de la energía eléctrica. Esta tecnología permite la recopilación y análisis de grandes volúmenes de datos en tiempo real, facilitando usos de Inteligencia Artificial, para la predicción precisa de la demanda eléctrica y de otros energéticos. Esto ayuda a equilibrar la oferta y la demanda, reduciendo los costos operativos y mejorando la estabilidad del suministro eléctrico. Además, la personalización de servicios y tarifas basada en el análisis de datos de consumo individual puede mejorar la satisfacción del cliente y fomenta el uso eficiente de la energía.

Adicionalmente en el mercado eléctrico acorde con IRENA, se tienen las siguientes aplicaciones de la IA:

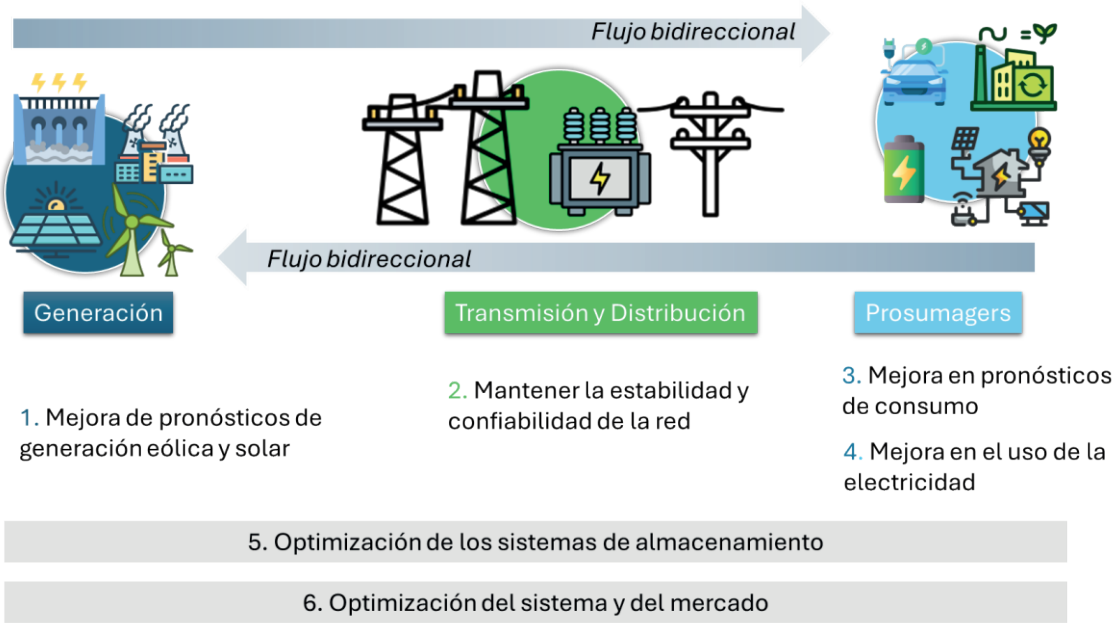


Fig. 4 Aplicaciones de IA en el sistema eléctrico. Adaptado de [10]

A nivel de servicios de red, la IA permite realizar diagnósticos anticipados respecto a necesidades de mantenimientos de líneas y equipos, lo cual favorece la disponibilidad de los activos, logrando condiciones óptimas de operación del sistema, estabilidad y confiabilidad de la red. A nivel del consumo, y específicamente para los prosumagers, la IA mejora los pronósticos de consumo y permite ganar eficiencias

mejorando los patrones del uso de la electricidad y almacenamiento. Es de anotar que, de manera integral, la IA permite optimizar el uso de sistemas de almacenamiento, del sistema y del mercado.

4.5 Nuevas tecnologías

El diseño de un mercado eléctrico basado en el usuario, apoyado por nuevas tecnologías, está transformando la forma en que se genera, distribuye y consume la energía. Este enfoque se centra en la integración de 1) infraestructuras avanzadas, 2) medición inteligente, 3) redes inteligentes, 4) aplicaciones y dispositivos inteligentes, todo lo anterior bajo criterios de ciberseguridad, para crear un sistema eléctrico más eficiente, resiliente, confiable y centrado en el usuario.

La modernización de la infraestructura eléctrica es fundamental para soportar la integración de tecnologías avanzadas. Esto incluye la actualización de las redes de transmisión y distribución para manejar la generación distribuida y la variabilidad de las fuentes renovables.

La medición inteligente (Advanced Metering Infrastructure, AMI) permite la recopilación y análisis en tiempo real de datos de consumo energético. Los medidores inteligentes proporcionan a los usuarios información detallada sobre su consumo, lo que facilita la gestión de la demanda y la eficiencia energética. Además, estos sistemas permiten la implementación de tarifas dinámicas y programas de respuesta a la demanda, incentivando a los usuarios a ajustar su consumo en función de las condiciones del mercado.

Las redes inteligentes mejoran la resiliencia del sistema, permiten la integración de recursos energéticos distribuidos y facilitan la participación activa de los usuarios en el mercado eléctrico. Así mismo as aplicaciones y dispositivos inteligentes permiten a los usuarios monitorear y controlar su consumo energético de manera más efectiva. Las aplicaciones móviles y los dispositivos conectados, como termostatos inteligentes y sistemas de gestión de energía, proporcionan a los usuarios herramientas para optimizar su consumo y reducir costos [8]

La ciberseguridad es un componente crítico en el diseño de mercados eléctricos basados en el usuario. La protección de los datos y la infraestructura energética contra ciberataques es esencial para garantizar la confiabilidad y seguridad del sistema. Las estrategias de ciberseguridad incluyen la implementación de protocolos de seguridad avanzados, la monitorización continua de amenazas y la capacitación de los usuarios y operadores en prácticas de seguridad [9]

4.6 Retos sociales, ambientales y de política energética

Las comunidades energéticas representan un modelo emergente en el sector eléctrico, donde grupos de prosumidores generan, consumen y comparten energía renovable de manera colectiva. Este enfoque promueve la descentralización y democratización de la energía, permitiendo a los miembros de la comunidad tener un mayor control sobre su producción y consumo eléctrico.

La participación de las comunidades en la toma de decisiones y la implementación de proyectos energéticos es importante para maximizar los beneficios sociales. Además, la educación y concienciación sobre el uso eficiente de la energía pueden empoderar a los usuarios, promoviendo prácticas sostenibles con el medio ambiente y con el consumo consciente de energía eléctrica.

En cuanto a la política energética, es vital diseñar marcos regulatorios que fomenten la competencia y la innovación, al tiempo que protejan a los usuarios. Las políticas deben incentivar la inversión en tecnologías limpias, la modernización de la infraestructura eléctrica y la construcción de los diseños de mercado requeridos.

4.7 Mercados energéticos integrados

Un elemento importante que aporta en la definición de modelos de mercado centrados en el usuario consiste en la integración de mercados energéticos, tales como electricidad, gas natural, recursos de calefacción, enfriamiento, necesidades de combustibles entre otros. Esta visión integral hacia suplir las necesidades energéticas de usuarios (principalmente de mediana escala), aprovecha las bondades de la complementariedad, la suficiencia energética, la cual requiere un acoplamiento en los servicios energéticos, que se puede dar usando las tecnologías emergentes y la prestación de nuevos servicios como los que se describen en la sección 5.

5 ESQUEMAS DE SERVICIOS CENTRADOS EN EL USUARIO

Acorde con los elementos descritos en las secciones anteriores y debido a la creciente presión de los usuarios, los competidores y el mercado en general por servicios públicos más eficientes, se requiere un cambio en la estrategia empresarial, pasando de modelos centralizados a modelos enfocados en el usuario final. Además, la oferta debe pasar de la entrega de productos masivos e indiferenciados al suministro de soluciones personalizadas. Estos nuevos productos y servicios pueden ayudar a involucrar y retener a los usuarios, así como a establecer nuevas fuentes de ingresos y áreas de crecimiento para las empresas de servicios públicos [5].

Acorde con lo anterior, una aproximación a los modelos de mercado enfocados en el usuario de energía corresponde a servicios: 1) integrados, 2) personalizados y 3) simples y rápidos. A continuación, se describen estos modelos:

Servicio	Descripción
Integrado	Servicios mas allá de la entrega de electricidad, que incluyen servicios financieros, suministro de equipos entre otros
Personalizado	Valor agregado individual para cada usuario Soluciones a la medida para el hogar o industria
Simples y rápidos	Fácil de usar para el usuario Interacción sin esfuerzo con las plataformas Entrega de valor a los usuarios y sistema de beneficios adicionales

Tabla 1. Principales modelos de mercado centrados en el usuario. Adaptado de [5]

Las compañías enfocadas en atención al usuario han implementado este tipo de modelos, ofreciendo distintos productos más allá de la energía eléctrica y buscando satisfacer las necesidades de los distintos grupos de usuarios. Es de anotar que la implementación de este tipo de modelos requiere un esquema de mercado mayorista que acople y reconozca al usuario final, como eje principal del sistema eléctrico.

En la siguiente tabla se da un ejemplo de casos de aplicación de estos modelos, describiendo la propuesta de valor, el beneficio para los usuarios, las oportunidades y las barreras:

	Simple y rápido	Personalizado	Integrado
Ejemplo de aplicación	Empresa: Ohmconnect País: USA – California https://www.ohmconnect.com/	Empresa: Wattcost País: Australia https://www.wattcost.com/	Empresa: Powershop País: Australia, NZ https://www.powershop.co.nz/
Propuesta de valor	Interfaz simple, reducción de costos de transacción por el volumen de usuarios, conocimiento del comportamiento del consumo de electricidad.	Servicios individuales, seguimiento a comportamiento de cada usuario para su toma de decisiones energéticas	Servicios empaquetados, combinando otros productos a mayor escala. Transparencia en el valor de la energía
Beneficios para los usuarios	Ahorros en las facturas de electricidad, medición de reducción de emisiones, usuarios responsables de su consumo	Control total de equipos inteligentes en el hogar o industria, confort y valor personalizado (monitoreo)	Integración de servicios de mantenimiento, de financiación de equipos, reducción de costos de inversión
Oportunidades	Potencial del mercado de usuarios,	Uso eficiente de los datos de	Aprovechamiento de la base

	Simple y rápido	Personalizado	Integrado
	replicar el modelo de negocio en otros lugares	consumo del usuario, lealtad	de clientes y los datos de usuarios existentes; iniciativa temprana en la transformación de los servicios públicos.
Barreras	Ahorros leves, adversidad al cambio	Costos de los sistemas, baja compatibilidad con otros proveedores de servicios	Competencia entre servicios a la medida

Tabla 2. Comparación entre modelos centrados en el usuario. Adaptado de [5]

La incorporación de este tipo de servicios requiere identificar y trazar mapas de acción para superar los desafíos, los cuales se detallan en la siguiente sección.

6 DESAFÍOS PARA PONER AL USUARIO EN EL CENTRO

La implementación de cambios en el diseños de mercados eléctrico y la implementación de nuevos servicios centrados en los usuarios, enfrentan diversos desafíos. La vinculación entre el Mercado Mayorista de Electricidad y Minorista, es clave para fomentar la participación y diseño de servicios enfocados en el usuario final. Los aspectos a considerar incluyen los criterios de diseño para: 1) enfocarse en el usuario, 2) el diseño de tarifas e 3) innovación, tal como se presenta en la siguiente figura:



Fig. 5 Retos del diseño de mercado enfocado en el usuario. Adaptado de [11]

Dentro del enfoque centrado en el usuario los desafíos incluyen el manejo de adversidad al cambio por parte de los usuarios, la transparencia en los costos reflejados en la factura de electricidad, la promoción de medidas de eficiencia energética, la protección y apoyo al usuario, todo bajo el marco de entregar una "experiencia de usuario" que genere valor. Otro de los bloques de desafíos corresponde al diseño de tarifas dinámicas, donde se tenga la vinculación del traslado de costos entre el mercado mayorista y minorista, costos diferenciados por tiempo de uso, comparación y facilidad de cambio de tarifas, mecanismos de control de consumo y producción de electricidad. Finalmente en el campo de la innovación, existen retos adicionales como la construcción de software de gestión de la energía (e.g. integrando electricidad, gas natural, calefacción entre otros), herramientas aplicadas para las transacciones P2P, seguimiento a los niveles de consumo y producción, implementación de equipos inteligentes (i.e medidores, artefactos, equipos, electrodomésticos), y la incorporación de recursos distribuidos.

Adicional a los retos de diseño de mercado, a nivel del intercambio de datos, en la siguiente figura se presenta un esquema de los principales desafíos:

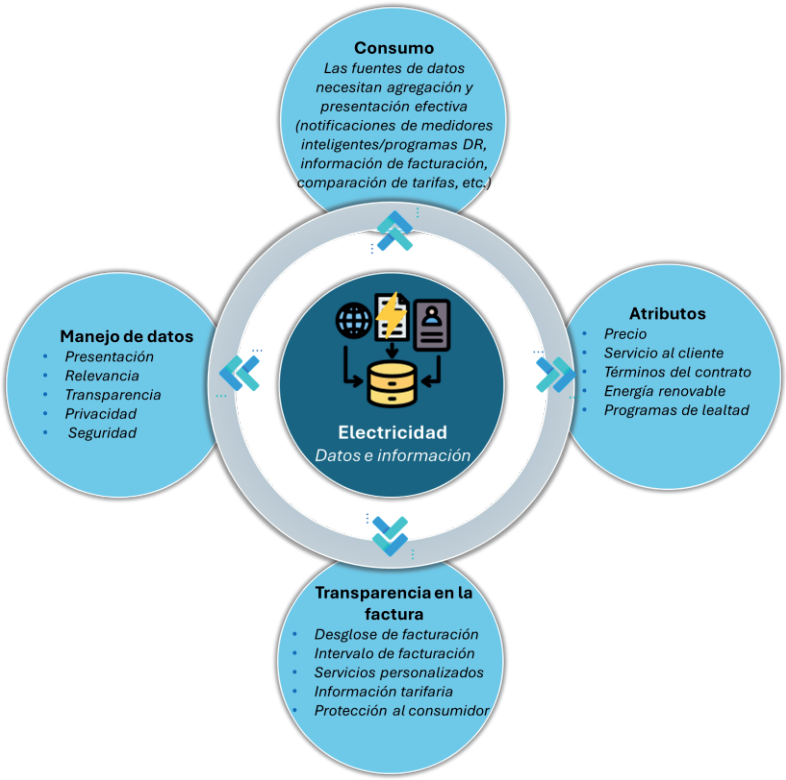


Fig. 6 Retos del uso de datos para el modelo de mercado enfocado en el usuario. Adaptado de [11]

Los intercambios de información para la transmisión de datos entre los usuarios, requiere tener en cuenta la forma para el manejo de datos en cuanto a su presentación, los datos relevantes, la transparencia (i.e simplicidad), la privacidad y seguridad (i.e. aplicación de ciberseguridad). Así mismo los atributos de la información, deben entregar información preferiblemente en tiempo real respecto a los precios, consumo, al servicio al cliente (con los servicios descritos en la Tabla 1), los contratos "inteligentes", la identificación de la fuente de energía (e.g si proviene de energía renovable) y otros servicios que se puedan diseñar para mantener la lealtad del usuario final ante su proveedor de energía (ver Tabla 2). Así mismo la factura requiere un diseño especializado, donde se presente información de valor agregado al usuario acerca de su consumo, información tarifaria, y otros servicios diferenciales.

7 CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

Los mercados eléctricos se encuentran en una etapa de transformación profunda, donde la clave del éxito reside en reconocer al usuario final como un actor esencial. Desde un enfoque basado en la eficiencia operativa, se ha evolucionado hacia un modelo que valora la participación activa del consumidor, habilitada por tecnologías emergentes y la digitalización. El futuro del mercado eléctrico depende de su capacidad para diseñar reglas que favorezcan la interacción con los usuarios y promuevan un sistema más sostenible, equitativo y resiliente.

En respuesta a los desafíos descritos en la sección 6 y como parte del trabajo futuro, los desarrollos para diseñar el mercado, deben considerar integraciones adicionales entre la aplicación de Big Data e IA, para encontrar soluciones y métricas para mantener al usuario informado. Otro aspecto consiste en el diseño de mecanismos de energías transactivas y nuevas aplicaciones de IoT (i.e sigas del inglés Internet of the things), que combinen distintas plataformas digitales de transacciones de electricidad. Adicionalmente es requerido que el usuario esté informado de los precios dinámicos y automatismos para acceder a programas de respuesta de la demanda, donde bajo condiciones preestablecidas, se activen de forma automática ajustes en los programas de consumo y suministro de electricidad. En búsqueda de la eficiencia, sigue siendo campo de

estudio la aplicación de teoría de juegos, para optimizar los modelos de formación de precios. Otro elemento a considerar, consiste en la electrificación de otros procesos de consumo energético, tales como procesos de calefacción, donde la integración de mercados descrito en el numeral 4.7, hace parte del conjunto de acciones para crear un modelo de mercado centrado en el usuario. Dentro del trabajo futuro se debe analizar la formación del usuario final, quien usualmente no conoce a detalle el funcionamiento del mercado y debe tener acceso a capacitación acerca del costo, consumo y suministro de electricidad.

8 BIBLIOGRAFÍA

[1] Rosetto et al "*Digitalization of the electricity infrastructure: a key enabler for the decarbonization and decentralization of the power sector*". 2021. https://doi.org/10.4337/9781839106057.00015

[2] Glachant, J. "*Handbook on Electricity Markets*". 2021. ISNN 978 1 78897 994 8.

[3] Mckinsey. *El impacto potencial de los vehículos eléctricos en los sistemas de energía globales*. Recuperado de https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/the-potential-impact-of-electric-vehicles-on-global-energy-systems/es-cl

[4] Hampton et al. "*Developing future retail electricity markets with a customer-centric focus*" Energy Policy, Volume 168, 2022, 113147, ISSN 0301-4215, https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113147.

[5] Sioshansi, F. "*Consumer, Prosumer, Prosumager*". 2019. ISSN 978-0-12-816835-6. Páginas 127-151, https://doi.org/10.1016/C2018-0-01192-5

[6] International Renewable Energy Agency (IRENA). (2020). Innovation landscape brief: Peer-to-peer electricity trading

[7] López Ibor. (2023). P2P y comunidades energéticas: desafíos legales para nuevos actores y mercados. Recuperado de https://www.ejilopezibor.com/abogados-comunidades-energeticas-energias-renovables-contratos-peer-to-peer/

[8] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2018). Análisis de resultados Taller AMI 3.0 Proyecto: Especificaciones y requisitos de la arquitectura de información de un centro de gestión de medida y caracterización de la demanda del usuario basado en medición inteligente.

[9] Redalyc. (2023). Sistemas de medición avanzada en Colombia: beneficios, retos y oportunidades. Recuperado de: Sistemas de medición avanzada en Colombia: beneficios, retos y oportunidades

[10] International Renewable Energy Agency (IRENA). (2019). Artificial Intelligence and Big Data Innovation Landscape Brief

[11] Hampton et al "*Customer engagement strategies in retail electricity markets: A comprehensive and comparative review*". Energy Research & Social Science. 2022

MEDICIÓN DEL RIESGO DE CRÉDITO EN EL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA COLOMBIANO

J. CARDONA*
XM
Colombia
jcardona@xm.com.co

Y.A. LASSO
Superintendencia Financiera
Colombia
yalasso@superfinanciera.gov.co

Resumen *– El presente trabajo propone un modelo estadístico para la medición del riesgo de crédito de los participantes del mercado de energía colombiano, adaptándose a los diferentes perfiles de las empresas participantes. El modelo se fundamenta principalmente en variables de desempeño de estos participantes en el mercado, las cuales directa o indirectamente entregan señales de salud financiera de estos.*

En el marco de este trabajo se plantean tres objetivos específicos que guían el desarrollo del estudio. En primer lugar, se realizó una caracterización de los participantes del mercado, clasificándolos según sus características y roles dentro del mercado de energía. Este análisis permitió establecer las bases para identificar los factores financieros, operativos y transaccionales que influyen directamente en su capacidad de pago, lo que a su vez delimitó el alcance del modelo propuesto.

En segundo lugar, se identificaron las variables clave para la medición del riesgo de crédito mediante una revisión exhaustiva de la literatura relacionada con modelos estadísticos utilizados en diferentes sectores económicos. Asimismo, se seleccionaron indicadores específicos del mercado de energía mayorista colombiano, integrando tanto variables financieras como de desempeño operacional, que resultaron determinantes para el análisis del riesgo de crédito.

Finalmente, se desarrolló un modelo estadístico ajustado a las características específicas del mercado de energía mayorista colombiano. Este modelo incorpora las variables relevantes seleccionadas y, mediante un proceso de calibración, ofrece una valoración precisa del riesgo de crédito para diferentes tipos de participantes del mercado. La flexibilidad del modelo permite adaptarlo a las particularidades de uno o varios tipos de actores del mercado, maximizando su aplicabilidad y utilidad.

Palabras clave: *Riesgo de crédito, mercado de energía mayorista colombiano, metodología AHP e indicadores financieros*

1 INTRODUCCIÓN

En un mundo donde la energía eléctrica es uno de los principales motores de desarrollo económico, la estabilidad financiera de los mercados de electricidad se convierte en un pilar fundamental para garantizar el suministro de energía a los usuarios. En Colombia, el mercado de energía mayorista es un mercado altamente regulado y desde el punto de vista de la sostenibilidad financiera, el regulador colombiano ha emitido resoluciones particulares que buscan minimizar los riesgos asociados al incumplimiento de las obligaciones de los participantes, en estas se han implementado mecanismos financieros rigurosos, como el uso de garantías de pago y cumplimiento, encargos fiduciarios y procedimientos de limitaciones de suministro. Estos mecanismos han dado lugar a un entorno donde los niveles de incumplimiento históricamente han sido bajos, lo que posiciona a este mercado dentro de la categoría de carteras de bajo default (Low Default Portfolio, LDP).

A pesar de este marco regulatorio robusto, el mercado de energía colombiano enfrenta retos importantes, como la diversidad de los participantes, desde grandes empresas integradas verticalmente hasta pequeñas comercializadoras, y la limitada actualización de la información financiera disponible. Por otro lado, el modelo de riesgo crediticio propuesto en la Resolución CREG 072 de 2002, que establece un modelo estadístico de tipo logístico, ha servido de referencia, pero su sensibilidad a datos extremos plantea desafíos en un mercado tan diverso como el colombiano.
En este contexto, la necesidad de un enfoque más dinámico y preciso para la medición del riesgo de crédito se vuelve evidente. Dado lo anterior, a lo largo de este trabajo, se propone un modelo estadístico, que no solo reduce la dependencia de la información financiera tradicional, sino que integra variables de desempeño en el mercado de energía que tienen una alta frecuencia de actualización. Este modelo tiene el potencial de ofrecer una visión más robusta y actualizada del riesgo de crédito en el mercado energético colombiano, contribuyendo a una mayor seguridad financiera y sostenibilidad del sector, facilitando la generación de alertas tempranas.

2 OBJETIVO

Desarrollar un modelo estadístico ajustado al mercado de energía mayorista colombiano, el cual consistirá en proponer un modelo estadístico que integre variables relevantes de mercado e indicadores financieros que a través de un proceso de calibración entregue la valoración del riesgo de crédito de los diferentes participantes del mercado de energía mayorista colombiano. El modelo podrá estar diseñado para uno o varios tipos de participantes.

3 ESTRUCTURA DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA EN COLOMBIA

En Colombia, el mercado de energía mayorista opera principalmente a través de la bolsa de energía, la cual es administrada por XM SA ESP. Este mercado puede definirse como un mercado de grandes bloques en el que los participantes realizan transacciones a través de la bolsa de energía o mercado de corto plazo donde la volatilidad del precio de la energía es muy alta [1]. Por esta razón existen mecanismos regulados que permiten efectuar coberturas de precio mediante contratos OTC o mejor conocidos en el mercado colombiano como contratos bilaterales de largo plazo, los mecanismos de comercialización anónima y futuros con el subyacente de energía eléctrica.

De acuerdo con XM S.A. ESP. Operador del sistema interconectado nacional y administrador del mercado de energía mayorista, para octubre de 2024 el mercado de energía mayorista colombiano cuenta con 325 participantes clasificados de la siguiente forma :

Tabla I. Número de agentes registrados en el mercado

Actividad	**Participantes**	***Actividad***	**Participantes**
Comercializador	138	*Transmisor Nacional*	15
Generador	134	*Transmisor Regional*	9
Operador de red	29	***Total***	**325**

Datos tomados del operador del mercado colombiano [2]

4 LOS RIESGOS FINANCIEROS EN EL MERCADO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA

La industria eléctrica colombiana enfrenta diversos riesgos financieros que impactan a los participantes, los cuales deben ser gestionados de forma eficiente para minimizar su impacto. En el presente capitulo se presentan los riesgos financieros que se identifican en el mercado mayorista de energía en Colombia:

4.1 Riesgo de mercado

El riesgo de mercado es la posibilidad de que una inversión experimente pérdidas debido a factores que afectan a todo el mercado financiero, como cambios en los precios de activos, tasas de interés, tipos de cambio y volatilidad de los precios, específicamente para el tema que nos ocupa en los precios de los activos que se negocian en el mercado mayorista de energía, lo que incluye el precio de la energía y otros productos derivados. En Colombia, el precio de la energía en la bolsa puede ser muy volátil debido a factores como la variabilidad climática, Políticas regulatorias y el comportamiento de la oferta y la demanda.

4.2 Riesgo de crédito y contraparte

El riesgo de crédito en el mercado mayorista de energía se refiere a la posibilidad de que una contraparte no cumpla con sus pagos [3]. el cual se evalúa mediante el análisis de solvencia y calidad crediticia.
Generadores y comercializadores enfrentan este riesgo cuando sus contrapartes incumplen contratos bilaterales. Además, los comercializadores pueden verse afectados por el impago de usuarios finales o problemas con líneas de crédito. Estos incumplimientos generan dificultades de liquidez que impactan la estabilidad financiera del mercado. No obstante, el sector eléctrico colombiano cuenta con un mercado de futuros donde las operaciones se liquidan y compensan a través de la Cámara de Riesgo Central de Contraparte, reduciendo el riesgo de incumplimiento al asumirlo dicha entidad.

4.3 Riesgo sistémico

El riesgo sistémico implica la posibilidad de un colapso de una parte clave de un mercado, generando un efecto dominó que afecta a múltiples participantes [4]. En el mercado mayorista colombiano, puede originarse por el incumplimiento de grandes generadores o comercializadores, así como por factores políticos o regulatorios. Una crisis sistémica podría llevar a la insolvencia de varios actores, afectando generadores, distribuidores, transmisores y comercializadores. Para mitigar estos riesgos, las autoridades han implementado normativas que exigen estrategias de gestión, como coberturas ante fluctuaciones de precios, evaluación de solvencia de contrapartes y controles para reducir el impacto del riesgo sistémico y crediticio.

5 VARIABLES RELEVANTES PARA EL DESARROLLO DEL MODELO

El desarrollo de un modelo de riesgo de crédito requiere considerar variables clave para una evaluación integral del perfil crediticio. En nuestra propuesta para un modelo en el mercado de energía mayorista colombiano, las agrupamos en tres categorías:

1. Indicadores financieros: incluyen endeudamiento, liquidez y rentabilidad, reflejando la salud financiera del solicitante.
2. Variables legales o administrativas: abarcan estructura organizativa, antigüedad y actividades en el mercado, fundamentales para evaluar estabilidad y confiabilidad.
3. Variables transaccionales: comprenden volumen de transacciones, incumplimientos y estrategias de cobertura, proporcionando información sobre comportamiento y posicionamiento en el mercado.

La combinación de estos factores permite construir un modelo sólido para la gestión del riesgo de crédito. A continuación, se detallan las variables seleccionadas, el proceso de depuración de datos y sus fuentes de información.

5.1 Indicadores financieros:

Seleccionamos 7 indicadores financieros a partir de la metodología CAMEL [5], el cual es un sistema de evaluación ampliamente utilizado por los organismos reguladores financieros para medir la solidez y el desempeño de las instituciones financieras. Adicionalmente, la información financiera que hace parte del modelo propuesto es consultada de la superintendencia de servicios públicos domiciliarios de Colombia, en la cual se publican los estados financieros anuales de las empresas prestadoras de servicios públicos. Los indicadores financieros seleccionados son: Margen neto, Razón corriente, Razón de cobertura de gastos financieros, Razón de cobertura de obligaciones a corto plazo, Ratio de endeudamiento, Ratio de solvencia, ROA,

5.2 Variables administrativas:

Las variables administrativas son esenciales para evaluar el riesgo de crédito, ya que proporcionan información sobre la estructura y el funcionamiento de la empresa dentro del mercado de energía mayorista. En este contexto, consideramos tres variables clave: Antigüedad de la empresa en el mercado, el número de actividades en el mercado y la Naturaleza de la empresa o tipo de propiedad (privada, pública o mixta).

5.3 Variables transaccionales

Las variables transaccionales son esenciales para evaluar el riesgo de crédito en el mercado mayorista de energía, especialmente para generadores y comercializadores. Su principal ventaja es su disponibilidad pública y actualización diaria, la cual es publicada a través de *Sinergox*[1], permitiendo un monitoreo continuo.

A continuación se presentan las variables seleccionadas, Capacidad de respaldo: Evalúa la solidez operativa y financiera de la empresa según la Resolución CREG 240 de 2020; Energía negociada en contratos bilaterales: Mide las obligaciones de compra y venta mensuales, reflejando la estabilidad de ingresos; Demanda atendida: Indica la cantidad de energía suministrada a usuarios finales, evidenciando la solidez comercial; Generación ideal: Representa la generación optimizada en un despacho sin restricciones de red; Porcentaje de compras en bolsa: Cuantifica la exposición a la volatilidad de precios y se calcula a partir de las variables anteriores; Incumplimientos en pago de facturas: Identifica morosidad en pagos de facturas según reportes de XM[2], regulados por la Resolución CREG 116 de 1998; Incumplimientos en garantías de pago: Registra los días de mora en la presentación de garantías, evidencia potenciales dificultades financieras de los participantes.

6 PROPUESTA DE MODELO A DESARROLLAR

La medición del riesgo de crédito en el mercado de energía colombiano es un proceso complejo que requiere la integración de múltiples variables y técnicas analíticas. Para abordar esta tarea, se propone la construcción de un modelo compuesto por dos submodelos tipo scoring independientes, uno basado en indicadores financieros y otro en variables transaccionales y administrativas.
Para estimar el peso que cada variable tiene en cada uno de los submodelos, se utiliza la técnica AHP (Analytic Hierarchy Process) [6] AHP es un método de toma de decisiones multicriterio que permite descomponer un problema complejo en una jerarquía de criterios y subcriterios, asignando pesos a cada uno basado en su importancia relativa.

6.1 Submodelo de scoring con indicadores financieros.

El primer submodelo se enfoca en los indicadores financieros, que son variables objetivas y fundamentales para evaluar la salud financiera de los participantes. Estos indicadores incluyen métricas que miden la liquidez, la rentabilidad y la gestión de los evaluados. Luego de aplicar el método AHP antes mencionado, el submodelo con indicadores financieros se puede describir a continuación:

Contamos con 7 indicadores seleccionados los cuales se representarán con la variable $X_{i,j}$ donde *i* corresponde al indicador y *j* corresponde al participante:

$$X_{i,j} = [X_{1,j}, X_{2,j}, X_{3,j}, X_{4,j}, X_{5,j}, X_{6,j}, X_{7,j}] \quad [1]$$

Donde:

$X_{1,j}$ = Razón corriente. $X_{2,j}$ = Margen neto. $X_{3,j}$ = Razón de cobertura de gastos financieros.
$X_{4,j}$ = Razón de cobertura de obligaciones a corto plazo. $X_{5,j}$ = Ratio de endeudamiento.
$X_{6,j}$ = Ratio de solvencia. $X_{7,j}$ = ROA.

Asimismo, como resultado de la aplicación del método AHP tendremos la variable W_i que representa el peso que cada indicador tiene sobre el modelo de scoring.

$$w_i = [w_1, w_2, w_3, w_4, w_5, w_6, w_7] \quad [2]$$

Donde:

w_1 = porcentaje de participación de la razón corriente en el submodelo w_2 = porcentaje de participación del margen neto en el modelo. w_3 = porcentaje de participación de la razón de cobertura de gastos financieros
w_4 = porcentaje de participación de la razón de cobertura de obligaciones a corto plazo. W_5 = porcentaje de participación del ratio de endeudamiento. W_6 = porcentaje de participación del ratio de solvencia. W_7 = porcentaje de participación del ROA.

El valor de esta variable es un valor entre 0 y 1 ya que representan la participación que cada indicador tiene sobre el modelo, asimismo siempre se debe cumplir que la sumatoria de w_i sea igual a 1.

Adicionalmente, antes de calcular el score de cada participante es necesario normalizar los valores de la variable $X_{i,j}$ para que al calcular el score una variable con resultados extremos afecte el resultado final del

[1] www.sinergox.xm.com.co
[2] https://www.xm.com.co/administración-financiera/limitación-de-suministro/informes-limitación-de-suministro

score del participantes, para esto se buscara que cada indicador tomara valores entre 0 y 1 aplicando el uso del percentil, es decir, para cada indicador a partir de los resultados de todos los participantes se calculará el percentil que representa el resultado del participante sobre el universo de los agentes analizados, por lo cual se generará la variable $\hat{X}_{i,j}$

Finalmente, para obtener el score de los participantes se aplicará la siguiente formula:

$$SCORE_{1_j} = \sum_i (\hat{X}_{i,j} \times w_i) \times 100 \quad [3]$$

Lo anterior, garantizará que el score del riesgo de crédito de sea un valor entre 0 y 100 donde cero es el peor score, participante con mayor probabilidad de incumplir y 100 el resultado perfecto para un participante.

6.2 Submodelo de scoring con variables transaccionales y administrativas.

El segundo submodelo se construye utilizando variables transaccionales y administrativas descritas en el numeral anterior. Es importante recordar que este submodelo solo aplica para las empresas participantes que desempeñan actividades de generación y comercialización.

Luego de aplicar el método AHP antes descrito, el submodelo con variables transaccionales y administrativas se puede describir a continuación:

Contamos con 7 variables seleccionadas los cuales se representarán con la variable Y_i donde *i* corresponde al indicador y *j* corresponde al participante:

$$Y_{i,j} = [Y_{1,j}, Y_{2,j}, Y_{3,j}, Y_{4,j}, Y_{5,j}, Y_{6,j}, Y_{7,j}] \quad [4]$$

Donde:

$Y_{1,j}$ = Antigüedad en el mercado (años) $Y_{2,j}$ = Número de actividades en el mercado

$Y_{3,j}$ = Naturaleza de la empresa, esta variable se codificará de la siguiente forma:

$Y_{3,j}$={0 si *j* es privada; 0,5 si *j* es mixta; 0,75 si *j* es pública} [5]

$Y_{4,j}$ = Relación entre la Capacidad de respaldo de operaciones en el mercado de venta (CROM1) y las obligaciones de venta del participantes (Demanda Comercial + Contratos de Venta). $Y_{5,j}$ = % Compras en bolsa.

$Y_{6,j}$ = Incumplimientos a presentación de garantías últimos 12 meses. $Y_{7,j}$ = Incumplimientos a pago de facturas últimos 12 meses.

Asimismo, como resultado de la aplicación del método AHP tendremos la variable W_i que representa el peso que cada variable tiene sobre el modelo de scoring.

$$w_i = [w_1, w_2, w_3, w_4, w_5, w_6, w_7] \quad [6]$$

Donde: w_i es el pero que tiene cada variable *i* sobre el modelo.

El valor de esta variable es un valor entre 0 y 1 ya que representan la participación que cada indicador tiene sobre el modelo, asimismo siempre se debe cumplir que la sumatoria de w_i sea igual a 1.

Igualmente, antes de calcular el score de cada participante es necesario normalizar los valores de la variable $Y_{i,j}$ para que al calcular el score una variable con resultados extremos afecte el resultado final del score del participantes, para esto se buscará que cada variable tome valores entre 0 y 1 aplicando el uso del percentil, es decir, para cada variable a partir de los resultados de todos los participantes se calculará el percentil que representa el resultado del participante sobre el universo de los agentes analizados. por lo cual se generará la variable $\hat{Y}_i$. Finalmente, para obtener el score de los participantes se aplicará la siguiente formula:

$$SCORE_{2_j} = \sum_i (\hat{Y}_{i,j} \times w_i) \times 100 \quad [7]$$

Lo anterior garantizará que el score del riesgo de crédito de sea un valor entre 0 y 100 donde cero es el peor score, participante con mayor probabilidad de incumplir y 100 el resultado perfecto para un participante.

6.3 Integración de los submodelos en un único score final.

Finalmente, se aplica a partir de los resultados de las pruebas de backtesting realizadas se evalúan las posibles combinaciones de asignación de peso a cada submodelo y se encuentra la combinación que mejor desempeño en términos de capacidad de predicción del modelo, para esto se hace uso del índice de Gini[3] una

[3] Economista y estadístico italiano Corrado Gini (1884-1965), quien introdujo este concepto en 1912 como parte de su trabajo sobre desigualdad económica y social. el cual se ha convertido en una métrica clave en la evaluación de la capacidad predictiva de modelos de clasificación, especialmente en sectores como el financiero.

técnica de regresión para combinar los scores de los dos submodelos independientes en un único score final, el cual responderá a la siguiente formulación matemática:

$$SCOREfinal_j = \alpha \, x \, SCOREsubmodeloIndFinanciero_j + (1-\alpha) \, x \, SCOREsubmodeloVarTransaccionales_j \quad [8]$$

Donde: α = parámetro que determinará el peso que se asignará al SCORE del submodelocompuesto por los variables transaccionales.

De esta manera el modelo propuesto permite integrar las evaluaciones financieras y transaccionales/administrativas, proporcionando una medida compuesta para estimar el riesgo de crédito. Adicionalmente, se incluye dentro de la modelación la condición de que en caso de que un participante no tenga evaluado uno de los dos submodelos por falta de información, el score final será igual al score del submodelo donde si se posee información.

7 RESULTADOS

Se presentan los resultados del backtesting, realizado con datos históricos del mercado de energía colombiano (abril 2020 - octubre 2024) y estados financieros reportados a la Superintendencia de Servicios Públicos (2019 - 2023). Su objetivo es evaluar la precisión de los modelos al compararlos con la realidad observada. Para ello, se realizaron dos estimaciones por año (enero y junio), acumulando 1810 ejecuciones en 9 periodos, con un promedio de 201 participantes calificados por periodo.

A pesar de que el mercado de energía colombiano es del tipo "low default portfolio", la tasa de defaults es baja, existen participantes con dificultades financieras recurrentes. Para evaluar la precisión de los modelos, se establecen criterios que permitan identificar a estos agentes de bajo desempeño mediante un análisis de estadística descriptiva, presentado a continuación.

7.1 Identificación de Participantes con dificultades financieras

Los procedimientos de limitación de suministro se activan cuando un participante incumple pagos de facturas o garantías financieras. Sin embargo, el análisis de datos reveló que un mismo participante puede enfrentar múltiples procedimientos por una única fecha de vencimiento, lo que llevó a un ajuste metodológico para cuantificar los incumplimientos reales.

Este análisis permitió identificar tendencias y validar la relación entre los modelos propuestos y la realidad del mercado. El objetivo es que los participantes con mayor historial de incumplimiento reciban un score más bajo, mejorando la detección de riesgos.

Principales hallazgos:

- Retiros del mercado: En el periodo analizado, 38 participantes fueron retirados por impago. No obstante, 29 de estos casos corresponden a empresas que nunca transaron y decidieron no asumir costos administrativos, configurando un *default estratégico*. Solo 9 participantes fueron retirados por incumplimientos reales (*default duro*).
- Empresas intervenidas: En casos donde un participante incumple, pero no puede ser retirado por su rol en la distribución, la regulación prevé un prestador de última instancia, figura aún inexistente en Colombia. En su lugar, la Superintendencia de Servicios Públicos asume el control. Esto ocurrió una vez en 2024.
- Identificación de participantes en riesgo: Dado el bajo número de *defaults*, es crucial evaluar incumplimientos en garantías y pagos. La frecuencia anual y la duración de la mora permiten clasificar a ciertos participantes con dificultades financieras, a quienes el modelo debe asignar un score bajo.

Finalmente, a partir de los análisis realizados podemos concluir que los participantes identificados con dificultades financieras y sobre los cuales basaremos la medición de la capacidad de predicción de los modelos propuestos son los que cumplen con alguna de las siguientes condiciones:

i. Participantes retirados por deuda diferentes a aquellos que presentan un default estratégico (no presentación de garantías por pago de servicios del administrador del mercado).
ii. Participantes intervenidos por la superintendencia de servicios públicos domiciliarios.
iii. Participantes con 5 o más presentaciones de garantías financieras tardías en los últimos 12 meses y cuya duración del incumplimiento de cada una en días sea superior a 3 días hábiles.
iv. Participantes con 2 o más pagos de factura tardíos en los últimos 12 meses y cuya duración de cada incumplimiento en días sea superior a 2 días hábiles.

De acuerdo a lo anterior, a continuación, se presenta el número de participantes identificados por año:

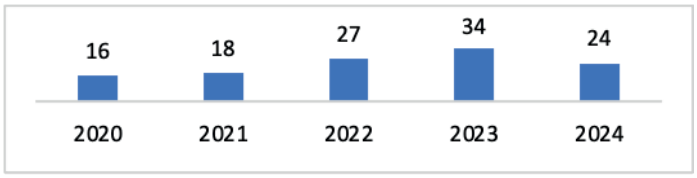


Fig. 1. Participantes con dificultades financieras por año

7.2 Resultados submodelo con variables administrativas y transaccionales.

Antes de presentar los resultados del submodelo, se debe empezar por presentar los pesos que se le asignaran a las variables las cuales son el resultado de aplicar la metodología AHP y para lo cual se realizaron sesiones con expertos del mercado de energía mayorista colombiano, los pesos asignados a cada una de las variables se presentan a continuación:

Tabla II. Pesos asignados a las variables administrativas y transaccionales

Naturaleza de la Empresa (w_1)	Antigüedad (w_2)	# Actividades (w_3)	CROM1/ Obligaciones Venta (w_4)	% Compras en Bolsa (w_5)	Incumplimientos a garantías (w_6)	Incumplimiento a facturas (w_7)
6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	35,00%	35,00%

Los resultados de la medición de consistencia de la asignación de pesos mediante la metodología AHP fue la siguiente:

Tabla III. Consistencia de la asignación de pesos

Índice	***CI*** *(Consistency Index)*	***RI*** *(Random Index)*	***CR*** *(Consistency Ratio)*
Resultado	14,28%	141,43%	10,01%

Asimismo, se presentan los resultados para los 9 periodos ejecutados en el proceso de backtesting y el cálculo del índice Gini que explica la capacidad predictiva del modelo:

Tabla IV. Resultados backtesting y cálculo del índice Gini

Rango SCORE	# de Malos	# Buenos	# Evaluados	% Malos	% Buenos	% Malos Acum.	% Buenos Acum.	% Total Acum.	p-q	x	y	x*y/2
70-80	0	8	8	0,0%	100,0%	0,0%	0,6%	0,5%	0,56%	0,56%	0,00%	0,00%
60-70	7	290	297	2,4%	97,6%	5,9%	20,8%	19,6%	14,88%	20,21%	5,88%	0,59%
50-60	9	511	520	1,7%	98,3%	13,4%	56,4%	53,1%	42,93%	35,61%	19,33%	3,44%
40-50	18	301	319	5,6%	94,4%	28,6%	77,4%	73,6%	48,78%	20,98%	42,02%	4,41%
30-40	10	162	172	5,8%	94,2%	37,0%	88,6%	84,7%	51,67%	11,29%	65,55%	3,70%
20-30	28	113	141	19,9%	80,1%	60,5%	96,5%	93,8%	36,01%	7,87%	97,48%	3,84%
10-20	40	47	87	46,0%	54,0%	94,1%	99,8%	99,4%	5,67%	3,28%	154,6%	2,53%
0-10	7	3	10	70,0%	30,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,00%	0,21%	194,1%	0,20%

Gini	**62,57%**
ROC	**81,28%**

Adicionalmente, se presenta las siguientes gráficas con el objetivo de presentar de una manera diferente la capacidad del modelo para diferenciar los participantes con buen y mal desempeño, el porcentaje que se presenta es el número de participantes que efectivamente tuvieron dificultades vs el rango de score que el modelo le asignó:

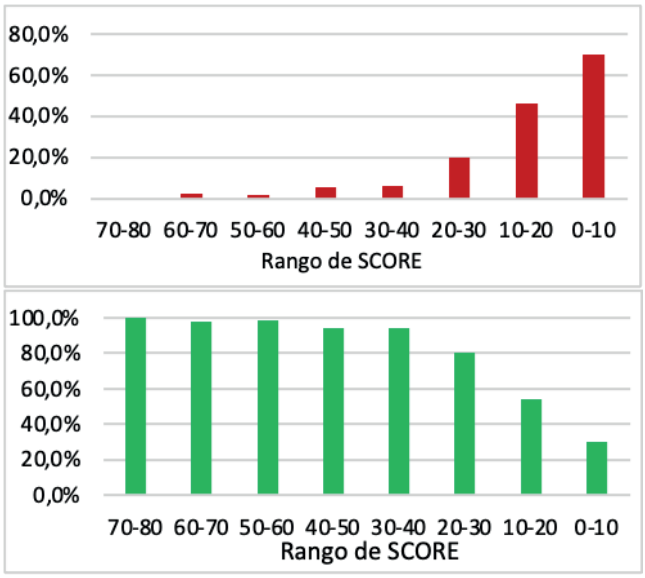


Fig. 2. Porcentaje de participantes con dificultades (izquierda) por rango de score y Fig. 3. Porcentaje de participantes con buen desempeño (derecha) por rango de score.

A partir de los resultados presentados para el submodelo de variables transaccionales podemos concluir que es un modelo con una capacidad de predicción adecuada.

7.3 Resultados submodelo con indicadores financieros.

Siendo consecuentes con los resultados presentados en el submodelo basado en variables transaccionales, lo primero es presentar el resultado de aplicar la metodología AHP en la asignación de los pesos o importancia de los indicadores financieros en el submodelo, para esta evaluación se contó con la participación de profesionales expertos en el sector financieros que enriquecieron la discusión y la asignación de los niveles de importancia.

Tabla V. Pesos asignados a las variables financieras

Razón Corriente (w_1)	Margen Neto (w_2)	ROA (w_3)	Endeudamiento (w_4)	Solvencia (w_5)	Cobertura de gastos financieros (w_6)	Cobertura obligaciones corto plazo (w_7)
10,61%	10,77%	29,74%	2,5%	2,5%	11,23%	28,658%

Los resultados de la medición de consistencia de la asignación de pesos mediante la metodología AHP fue la siguiente:

Tabla VI. *Consistencia de la asignación de pesos*

Índice	***CI*** *(Consistency Index)*	***RI*** *(Random Index)*	***CR*** *(Consistency Ratio)*
Resultado	12,88%	141,43%	9,11%

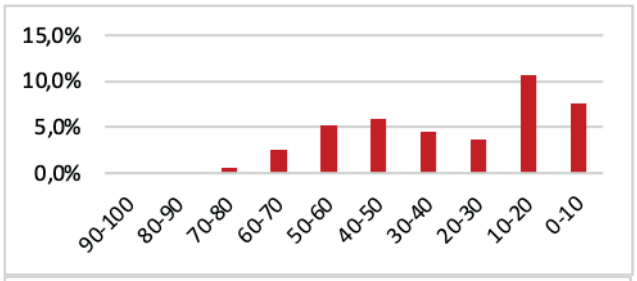
Asimismo, se presentan los resultados para los 9 periodos ejecutados en el proceso de backtesting y el cálculo del índice Gini que explica la capacidad predictiva del modelo:

Tabla VII. Resultados backtesting y cálculo del índice Gini

Rango SCORE	# de Malos	# Buenos	# Evaluados	% Malos	% Buenos	% Malos Acumulado	% Buenos Acumulado	% Total Acumulado	p-q	x	y	x*y/2
90-100	0	32	32	0,0%	100,0%	0,0%	2,3%	2,2%	2,34%	2,34%	0,00%	0,00%
80-90	0	105	105	0,0%	100,0%	0,0%	10,0%	9,6%	10,01%	7,67%	0,00%	0,00%
70-80	1	158	159	0,6%	99,4%	1,6%	21,5%	20,7%	19,94%	11,54%	1,61%	0,09%
60-70	6	234	240	2,5%	97,5%	11,3%	38,6%	37,5%	27,35%	17,09%	12,90%	1,10%
50-60	12	222	234	5,1%	94,9%	30,6%	54,9%	53,8%	24,21%	16,22%	41,94%	3,40%
40-50	11	176	187	5,9%	94,1%	48,4%	67,7%	66,9%	19,33%	12,86%	79,03%	5,08%
30-40	7	147	154	4,5%	95,5%	59,7%	78,5%	77,6%	18,77%	10,74%	108,1%	5,80%
20-30	4	107	111	3,6%	96,4%	66,1%	86,3%	85,4%	20,14%	7,82%	125,8%	4,92%
10-20	18	151	169	10,7%	89,3%	95,2%	97,3%	97,2%	2,14%	11,03%	161,3%	8,90%
0-10	3	37	40	7,5%	92,5%	100,0%	100,0%	100,0%	0,00%	2,70%	195,2%	2,64%
Gini	**36,15%**											

ROC	68,07%

Adicionalmente, se presenta las siguientes gráficas con el objetivo de presentar de una manera diferente la capacidad del modelo para diferenciar los participantes con buen y mal desempeño, el porcentaje que se presenta es el número de participantes que efectivamente tuvieron dificultades vs el rango de score que el modelo le asignó:



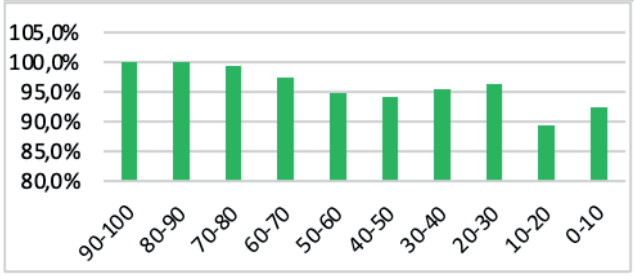


Fig. 4. Porcentaje de participantes con dificultades (izquierda) por rango de score y Fig. 5. Porcentaje de participantes con buen desempeño (derecha) por rango de score

Asimismo, se presenta la gráfica donde de los participante sin dificultades financieras vs el score asignado por el submodelo:

Los resultados del submodelo de indicadores financieros confirman la limitación de basarse únicamente en estas variables para predecir el riesgo. El rezago, la baja frecuencia de actualización y posibles problemas de integridad afectan su capacidad predictiva. Esto se refleja en un índice Gini [7] de 36,15%, cuando un modelo aceptable debería superar el 50%.

7.4 Resultados modelo consolidado

Finalmente, como se presentó en la sección del modelo propuesto, el modelo final se construye como una combinación de los submodelos y para obtener el nivel de importancia o porcentaje de ponderación de cada submodelo en el modelo final, se construyó una tabla de sensibilidad variando dichos porcentaje de a 5% para encontrar la combinación de porcentajes que arrojaron el mejor Índice de Gini a partir de las pruebas de backtesting realizadas. A continuación se presenta la información donde se evidencia que la mejor combinación es asignar un 65% al submodelo de variables transaccionales y un 35% al submodelo de indicadores financieros:

Tabla VIII. Combinaciones de pesos

% Ponderación Submodelo Indicadores Financieros	% Ponderación Submodelo Variables Transaccionales	Índice de Gini
0%	100,00%	59,6%
5%	95,00%	60,4%
10%	90,00%	60,1%
15%	85,00%	60,2%
20%	80,00%	60,9%
25%	75,00%	61,1%
30%	70,00%	60,2%
35%	65,00%	61,4%
40%	60,00%	60,9%
45%	55,00%	59,6%
50%	50,00%	58,9%

% Ponderación Submodelo Indicadores Financieros	% Ponderación Submodelo Variables Transaccionales	Índice de Gini
55%	45,00%	57,8%
60%	40,00%	56,2%
65%	35,00%	54,9%
70%	30,00%	54,5%
75%	25,00%	53,9%
80%	20,00%	52,5%
85%	15,00%	49,9%
90%	10,00%	48,4%
95%	5,00%	47,8%
100%	0,00%	46,1%

A partir del análisis de sensibilidad presentado en la tabla anterior, se establece que el modelo consolidado responde a la siguiente formulación:

$$SCOREfinal_j = 0{,}35 \times SCOREsubmodeloIndFinanciero_j + (1\text{-}0{,}35) \times SCOREsubmodeloVarTransaccionales_j \quad [9]$$

Y los resultados en detalle de esta ponderación se presentan en la siguiente tabla:

Tabla IX. Resultados backtesting y cálculo del índice Gini

SCORE	# de Malos	# de Buenos	# de Evaluados	% Malos	% Buenos	% Malos Acum	% Buenos Acum	% Total Acum	p-q	x	y	x*y/2
90-100	0	15	15	0,0%	100,0%	0,0%	0,9%	0,8%	0,89%	0,89%	0,00%	0,00%
80-90	0	18	18	0,0%	100,0%	0,0%	2,0%	1,8%	1,95%	1,06%	0,00%	0,00%
70-80	0	64	64	0,0%	100,0%	0,0%	5,7%	5,4%	5,73%	3,78%	0,00%	0,00%
60-70	3	273	276	1,1%	98,9%	2,5%	21,9%	20,6%	19,33%	16,13%	2,54%	0,21%
50-60	10	541	551	1,8%	98,2%	11,0%	53,8%	51,0%	42,82%	31,97%	13,56%	2,17%
40-50	17	348	365	4,7%	95,3%	25,4%	74,4%	71,2%	48,99%	20,57%	36,44%	3,75%
30-40	28	227	255	11,0%	89,0%	49,2%	87,8%	85,3%	38,67%	13,42%	74,58%	5,00%
20-30	19	124	143	13,3%	86,7%	65,3%	95,2%	93,2%	29,90%	7,33%	114,41%	4,19%
10-20	36	72	108	33,3%	66,7%	95,8%	99,4%	99,2%	3,65%	4,26%	161,02%	3,43%
0-10	5	10	15	33,3%	66,7%	100,0%	100,0%	100,0%	0,00%	0,59%	195,76%	0,58%

Gini	61,4%
ROC	80,7%

Adicionalmente, se presenta las siguientes gráficas con el objetivo de presentar de una manera diferente la capacidad del modelo para diferenciar los participantes con buen y mal desempeño, el porcentaje que se presenta es el número de participantes que efectivamente tuvieron dificultades vs el rango de score que el modelo le asignó:

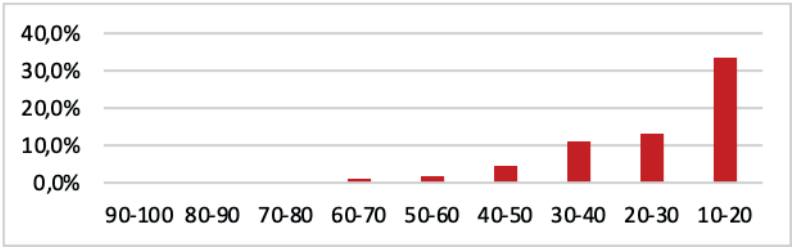


Fig. 6. Porcentaje de participantes con dificultades (malos) por rango de score

Asimismo, se presenta la gráfica donde de los participante sin dificultades financieras vs el score asignado por el submodelo:

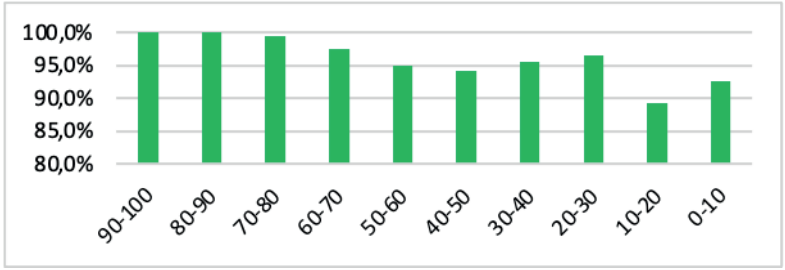


Fig. 7. Porcentaje de participantes con buen desempeño (buenos) por rango de escore

8 CONCLUSIONES

Ante la necesidad de complementar el modelo de riesgo crediticio de la Resolución CREG 072 de 2022, se diseñó un modelo estadístico que incorpora variables transaccionales actualizadas diaria y mensualmente. Esto permite una evaluación más dinámica y precisa del desempeño financiero y los hábitos de pago, generando alertas tempranas para fortalecer la estabilidad del sector.

Los resultados confirman el éxito del enfoque: el submodelo de scoring basado en variables transaccionales y administrativas alcanza un índice Gini de 62,57%, superando el 36,15% del submodelo financiero. Su combinación da lugar a un modelo integrado con una capacidad predictiva del 61,40%.

Dado el rezago en la información financiera, las variables transaccionales deberían tener mayor peso hasta que se logre una actualización más frecuente con las autoridades del sector. Además, la integración de estos datos mediante la metodología AHP reduce la subjetividad en la asignación de pesos, proporcionando una herramienta robusta para la gestión del riesgo crediticio en el mercado de energía colombiano.

9 CITAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] M. M. Gil Zapata y C. Maya Ochoa, «Modelación de la volatilidad de los precios de la energía eléctrica en Colombia,» *Revista Ingenierias Universidad de Medellín,* pp. 87-114, 2008.

[2] XM SA ESP, «www.xm.com.co,» 26 octubre 2024. [En línea]. Available: https://www.xm.com.co/transacciones/registros/registro-agentes-y-contactos/estructura-del-mercado.

[3] J. Gregory, Counterparty Credit Risk, Nueva York: Wiley, 2010.

[4] L. P. P. T. P. y. M. R. M. Viral Vi Acharya, «Medición del riesgo sistémico,» pp. 2-47, 2010.

[5] Asobancaria, "Metodología de selección de las entidades financieras que participarán en el esquema de formación del indicador", 2019. Disponible en: https://www.asobancaria.com/wp-content/uploads/2019-08-metodologia-de-seleccion-entidades-actualizada-VF.pdf

[6] T. L. Saaty, «How to make a decision: The Analytic Hierarchy Process,» *European Journal of Operational Research,* pp. 9-26, 1990.

[7] C. Gómez y M. Pérez, «Análisis de escenarios para la evaluación de riesgo crediticio en el sector energético colombiano,» *Gestión y Energía,* vol. 15, nº 2, pp. 78-93., 2019.

Comité de Estudios C5 - Mercados de Electricidad y Regulación

MÉTODOS DE DETECCIÓN DE POSIBLES CASOS DE MANIPULACIÓN EN EL MERCADO IBÉRICO DE ELECTRICIDAD

J. A. HORNOS*
OMIE
España
jhornos@omie.es

S. Siliuto
OMIE
España
ssiliuto@omie.es

J. Bogas
OMIE
España
jbogas@omie.es

Resumen *– En el presente artículo se presentan los retos a los que se ha visto sometido el mercado ibérico, dentro del ámbito de la integridad y transparencia de los mercados, así como las soluciones implementadas para prevenir la manipulación del mercado. Se discuten fundamentalmente los mecanismos de detección empleados, así como las modificaciones normativas introducidas, con el fin de compartir estas experiencias y lecciones aprendidas.*

Palabras clave: Integridad y transparencia de los mercados – mercado ibérico de electricidad – manipulación de mercado – algoritmos de detección – Market Monitoring – trading algorítmico – inteligencia artificial (IA) – árboles de decisión – análisis predictivo – mercados emergentes

1 INTRODUCCIÓN

El mercado español de la electricidad, recién cumplidos los 27 años, ha seguido una senda de continuo aprendizaje y mejora. Comenzó en el año 1998 con España como única zona de negociación y alrededor de 30 agentes (en la actualidad más de 1.400). En el año 2007 se unen en un solo mercado la zona portuguesa y española. Y es en el año 2014, después de más de 15 años de mercado, cuando aparece uno de los grandes retos, se produce la integración con Europa, con Euphemia como algoritmo único de casación. Esta gran integración con la unión europea se realiza en primer lugar con el mercado diario, en el 2014, en segundo lugar, con el mercado continuo europeo el año 2018, y finalmente, en el año 2024, se amplía la negociación a un mercado intradiario por sesiones de ejecución común en toda la unión europea.

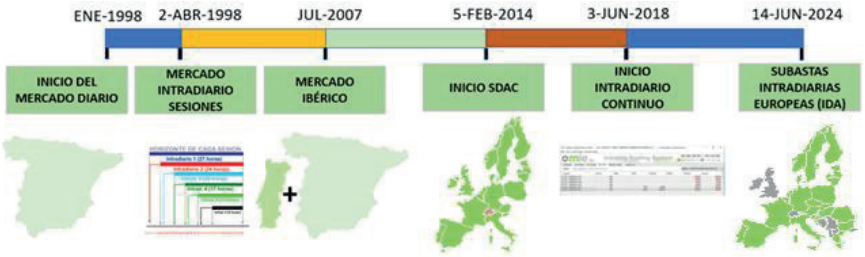


Fig. 1. Hitos reseñables en la historia del mercado ibérico

Estos continuos retos, en la evolución de la complejidad y madurez del mercado ibérico, han necesitado una continua adaptación de los procedimientos, métodos de seguimiento y detección de los posibles abusos que pudieran darse por los agentes en su participación en los mercados, especialmente desde que en el año 2018 entrara en funcionamiento el mercado intradiario continuo y la habilitación del trading algorítmico. Este nuevo mercado ha supuesto toda una revolución y un gran cambio/avance en la implementación de métodos de detección de casos de manipulación en los mercados.

La evolución de la legislación europea ha creado la figura del "market monitoring" como necesaria en el proceso de análisis y detección de las actuaciones de los participantes. OMIE actuando como Market Monitoring del mercado ibérico ha desarrollado e implementado métodos de detección y control de posibles

* Alfonso XI, Nº 6, 28014, Madrid, España – Email: jhornos@omie.es

casos de manipulación del mercado para las principales estrategias de manipulación tipificadas, ampliándose y revisándose estas estrategias de manera continua y añadiendo nuevas actuaciones derivadas del análisis de la información recibida. Más de 20 tipos de manipulación han sido catalogados como factibles de ser detectados en un mercado.

Dada la gran cantidad de información recibida y la complejidad ha hecho necesaria la aplicación de algoritmos de inteligencia artificial para el estudio de anomalías en el mercado, cómo el uso de árboles de decisión para relacionar variables endógenas y exógenas al mercado con patrones de comportamiento por agente.

La finalidad del presente artículo es la de mostrar la experiencia acumulada en el mercado ibérico y las lecciones que pueden aplicarse a otros mercados para mejorar la transparencia y evitar manipulaciones. Esto permitirá a mercados emergentes en Latinoamérica implementar prácticas avanzadas de monitoreo basadas en experiencias consolidadas.

2 MERCADOS GESTIONADOS EN EL MERCADO IBÉRICO

En la actualidad son tres los mercados que gestiona OMIE como operador del mercado ibérico: mercado diario, mercado intradiario por sesiones y mercado intradiario continuo. El periodo de negociación de los productos negociados del mercado ibérico abarca hasta una hora antes de la entrega física.

El tipo de organización de la negociación en el mercado ibérico sigue el modelo de mercado físico, es decir, los agentes ofertan por unidades de oferta y estas son creadas para coincidir con los medios físicos de producción. Cada agente titular de centrales Nucleares, Ciclos combinados y Carbón deben crear unidades de oferta que se correspondan con cada una de las centrales que participan en el mercado, siendo solamente posible la agrupación de instalaciones en unidades de oferta agregadoras en tecnologías como hidráulica (instalaciones de una misma cuenca), eólica, fotovoltaica y otros tipos de centrales térmicas (renovables y no renovables) de pequeño volumen, además del consumo.

Esta agrupación de algunas tecnologías en unidades agregadoras tiene limitaciones muy concretas, no permitiéndose la agrupación de distintas tecnologías en una misma unidad de oferta. Este tipo de participación, separando las distintas tecnologías y manteniendo de manera individualizada las centrales de mayor magnitud y comportamiento más crítico, favorece un correcto seguimiento de los mercados, permitiendo identificar y seguir la evolución de los comportamientos de las distintas centrales y tecnologías e identificar comportamientos anómalos con mayor diligencia y exactitud.

2.1 Mercado diario

En el mercado diario se negocian las 24 horas del día D+1 (día siguiente). Es el mercado que se realiza en primer lugar y el que más volumen de negociación tiene, negociándose más del 80% de la energía de los mercados gestionados por OMIE y del orden del 80% de la energía final consumida (Fig. 2).

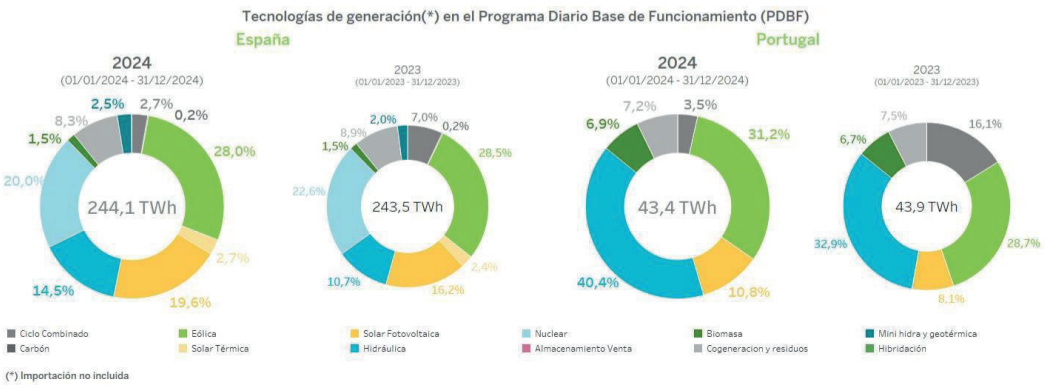


Fig. 2. Negociación del mercado diario en OMIE

El tipo de negociación de este mercado es de subasta tipo sobre cerrado. En este tipo de negociación todos los agentes envían sus ofertas de manera anónima al mercado y una vez cerrada la recepción de ofertas se envían a un algoritmo que es el encargado de ejecutar el proceso de casación y obtener los precios y programas resultantes. Ninguno de los participantes puede verse interferido por la información recibida por el resto de los agentes, ya que esta tiene una confidencialidad de 90 días.

Este tipo de negociación condiciona y limita el tipo de actuaciones, a efectos de posibles manipulaciones del mercado, que pueden ser realizadas por los agentes, debido a que la única referencia que tienen de las actuaciones de los agentes son los precios resultantes y los programas acumulados de las distintas tecnologías.

2.2 Mercado intradiario por sesiones

Es un mercado de ajustes. A diferencia del mercado diario, en el que cada unidad establece su programa inicial de compra o venta, en el mercado intradiario cada unidad de oferta parte del programa resultante del mercado diario y la declaración de contratos bilaterales y puede ofertar a ajustar su programa ante las posibles nuevas necesidades que se presentan conforme se acerca el momento de entrega física. Desde la integración del mercado intradiario por sesiones con Europa, el 14 de junio de 2024, el mercado intradiario por sesiones está compuesto por 3 sesiones (con anterioridad a esta esta implementación había 6 sesiones de carácter ibérico) en las cuales se negocian los periodos horarios indicados en la siguiente tabla (Tabla I):

TABLA I. HORARIO DE NEGOCIACIÓN EN EL INTRADIARIO POR SESIONES

	SESIÓN 1ª	SESIÓN 2ª	SESIÓN 3ª
Apertura de la Sesión	14:00	21:00	9:00
Cierre de la Sesión	15:00	22:00	10:00
Casación y publicación	15:20	22:20	10:20
Horizonte de Programación (Periodos horarios)	24 horas (1-24 D+1)	24 horas (1-24 D+1)	12 horas (13-24 D)

Al igual que el mercado diario, este mercado es marginalista con subasta tipo sobre cerrado, por lo que la metodología de seguimiento es muy similar a la utilizada en el análisis el mercado diario.

2.3 Mercado intradiario continuo

Este mercado difiere en su metodología de ofertas con respecto a los dos mercados anteriores, es de tipo "Pay as Bid", cada agente oferta para un producto a un precio y es este precio el que recibe y no un precio marginal, como pasaba en los dos mercados anteriores. El horario de negociación es amplio y abarca hasta una hora antes de tiempo real.

Unit	BAvg	BAcc	BQty	Bid	Ask	AQty	AAcc	AAvg	Unit
	69.26	0.1	0.1	69.26	70.20	1.0	1.0	70.20	
	69.26	0.2	0.1	69.25	70.20	1.0	2.0	70.20	
	67.07	13.0	12.8	67.04	70.50	0.3	2.3	70.24	
	65.15	26.0	13.0	63.22	70.50	2.0	4.3	70.36	
	59.87	58.0	32.0	55.59	70.58	59.0	63.3	70.57	
	59.25	63.0	5.0	52.02	72.01	0.8	64.1	70.58	
	54.03	87.0	24.0	40.34	72.22	34.0	98.1	71.15	
	45.77	107.0	20.0	9.83	75.51	2.3	100.4	71.25	
	45.38	107.7	0.7	-14.90	75.51	0.2	100.6	71.26	
	30.01	128.0	20.3	-51.50	91.70	0.8	101.4	71.42	
	19.00	148.0	20.0	-51.50	92.15	3.1	104.5	72.04	
	9.51	171.0	23.0	-51.51	92.15	1.0	105.5	72.23	
	4.65	185.8	14.8	-51.51	95.15	3.1	108.6	72.88	
	-1.15	207.2	21.4	-51.52	98.15	1.1	109.7	73.13	
	-6.67	232.7	25.5	-51.52	98.15	3.1	112.8	73.82	
	-10.27	253.0	20.3	-51.53	98.17	4.1	116.9	74.67	
	-13.88	277.3	24.3	-51.53	100.21	1.0	117.9	74.89	
	-15.00	285.8	8.5	-51.54	101.15	1.1	119.0	75.13	

Fig. 3. Order Book en el intradiario continuo

A diferencia de los mercados diario e intradiario por sesiones, aquí sí que se muestra información a los participantes, en todo momento se visualiza el Order Book (Fig. 3) en el que se muestran las cien ofertas más competitivas de venta y de compra:
Este modo de negociación sí que aporta información del precio y energía que se está ofertando en cada momento, aunque no se muestra al agente que realiza la oferta. Esto puede permitir que los participantes puedan ser influenciados por los valores que se muestran en el order book y que algunos participantes realicen estrategias de entradas de ofertas para transaccionar a precios más beneficiosos.

3 ESTRATEGIAS Y MÉTODOS DE DETECCIÓN EN EL MIBEL

OMIE, como operador del mercado que gestiona productos energéticos al por mayor, tiene la categoría de PPAT (Persons professionally arranging transactions) y está obligado por la legislación europea, reglamento REMIT, a comunicar, a la mayor brevedad posible, las actuaciones que supongan una posible infracción del reglamento, principalmente la prohibición de manipulación del mercado. Este reporte se debe hacer a la agencia de coordinación de los reguladores europeos, ACER, y al regulador nacional, en el caso del mercado ibérico a la CNMC.

Debido a estas obligaciones derivadas de la legislación europea, OMIE, como PPAT debe seguir una serie de obligaciones:

- Se deberá tener una estrategia documentada, la cual será revisada periódicamente.
- Se deberá poder justificar ante el regulador qué sistema o estrategia sigue.
- La política de recursos humanos: para mantener la seguridad e integridad de la unidad de monitorización ante cualquier comportamiento hostil, interno o externo.
- Se deberá recibir periódicamente orientación y formación sobre REMIT.
- Mantener un especial cuidado con las comunicaciones con cualquiera involucrado o investigado en una posible infracción.
- Todo el trabajo realizado por la unidad de monitorización debe quedar registrado durante al menos durante 5 años.
- Todo proceso desde que se inicia el estudio de una operación sospechosa debe ser registrado.

3.1 Mercado diario y mercado intradiario por sesiones

El mercado diario es el mercado con mayor negociación y por lo tanto el que influye en mayor medida en el precio final al consumidor, por tanto, es de vital importancia el correcto funcionamiento de este mercado para evitar distorsiones en la formación de precios. Para ello se han establecido una serie de indicadores e índices para detectar las posibles interferencias en los mercados. Estos índices e indicadores están en constante revisión y requieren ser ajustados de manera constante, especialmente en periodos tensionados por los precios, tal como ha ocurrido en la crisis de subida de precios del gas debidos a la guerra de Ucrania. Estos indicadores son sólo un primer paso para la determinación de una actuación sospechosa de manipulación de mercado y requiere una amplia investigación posterior.

3.1.1 Indicadores analizados en el seguimiento de estos mercados

Es el mercado diario, y en el intradiario por sesiones por su similitud, se analiza una extensa lista de índices que es revisada y ampliada de manera constante. Esto es de especial importancia, sobre todo cuando se está detectando algún comportamiento extraño por parte de un agente o tecnologías. Entre los principales indicadores utilizados en el mercado diario se puede mencionar:

3.1.1.1 Variación del precio de oferta respecto al precio estimado de las centrales térmicas.

Las centrales térmicas son críticas en el mercado ya que son necesarias para asegurar la estabilidad del sistema y porque, por el combustible que usan, son las que suelen fijar los precios en las horas de alta demanda y con bajo nivel de producción de generación renovable. Para ello, la unidad de Market Monitoring ha desarrollado distintas herramientas para el cálculo de un precio estimado (Fig. 4) que se usa como referencia para analizar si los precios de oferta de las centrales térmicas están dentro de los márgenes aceptables. Este precio de referencia se basa en el coste del combustible (precio del gas, carbón, ...), en la cotización internacional de los certificados de emisiones de CO2 para las centrales emisoras, en los impuestos que aplican a cada tecnología, costes de operación y mantenimiento, costes de acceso a la red, etc. En caso de detectarse anomalías por estar fuera de un rango respecto a la referencia estimada, estos son reportados a los reguladores.

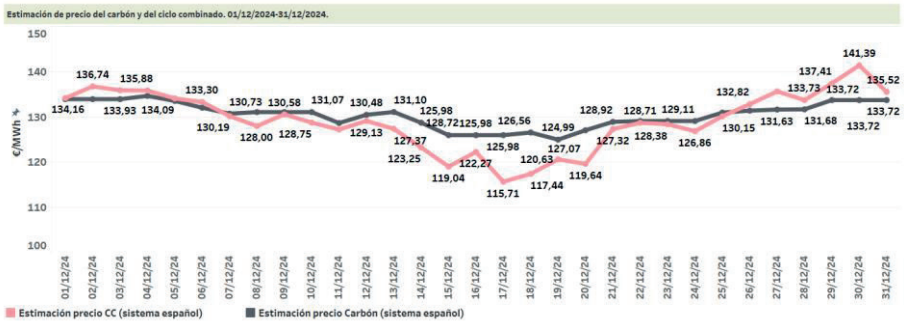


Fig. 4. Estimación de precios de las centrales térmicas

Para estos grupos se controlan los siguientes parámetros:

- Precio complejo de oferta y su relación con el precio estimado de la tecnología.

- Distribución del precio de oferta y volumen de oferta en los distintos bloques.
- Programación del mercado diario y variaciones en mercados posteriores, dando especial importancia a la variación en el proceso de solución de restricciones técnicas.
- Relación entre ofertado, programado y las indisponibilidades declaradas.

3.1.1.2 Variación del precio de oferta de las distintas tecnologías

Esta comprobación se realiza para todas las tecnologías, incluida las centrales térmicas. Se pretende ver si hay variaciones de precios no justificadas para alguna unidad de oferta o tecnología, no sólo para las térmicas, ya que pudieran darse incrementos no justificados que pueden ser debidos a estrategias no lícitas que deben ser analizadas

3.1.1.3 Variación del precio oferta de las centrales hidráulicas

Dentro del análisis de las variaciones de los precios de ofertas de las distintas tecnologías tienen un especial tratamiento el análisis de las centrales hidráulicas, estas compiten con las centrales térmicas y ofertan al precio de oportunidad de sustitución de las mismas. Es habitual que entren en competencia con estas y suelan estar presentes en el sistema marcando precio marginal desplazando a las centrales térmicas, tal y como se puede apreciar en la figura (Fig. 5) donde se muestra la energía ofertada y casada a un precio superior o igual al 95% del precio marginal de cada hora.

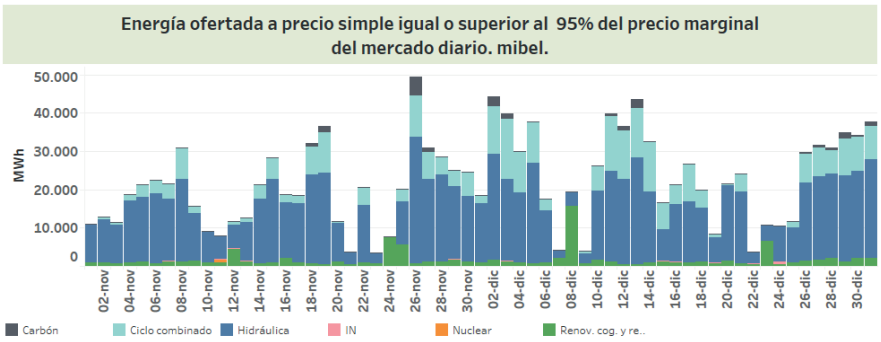


Fig. 5. Tecnologías en torno al 95% del precio marginal

3.1.1.4 Energía ofertada por unidad de oferta a precios superiores a un límite

Se analiza y controla también las energías ofertadas a partir de unos niveles de precios elevados, para ello se establece un límite de carácter confidencial que se revisa de manera periódica, esto puede ser indicador de estrategias no deseadas o incluso ocultar indisponibilidades no declaradas de las centrales.

3.1.1.5 Variación de la energía ofertada y casada en el entorno del marginal de las distintas tecnologías

Es también muy importante hacer un seguimiento de las centrales que están y las que aparecen y desaparecen en el entorno del precio marginal, esto puede dar señales de cambios bruscos de precios de las mismas y puede dar una señal clara de intento de influenciar en el precio resultado de la casación.

3.1.2 Herramientas de análisis utilizadas en la detección de los mercados diario e intradiario por sesiones

Para la creación de las distintas alarmas y la realización de los análisis se utilizan una serie de herramientas para el manejo y almacenamiento de gran número de datos que ayudan a la realización de tareas de Market Monitoring.

3.1.2.1 Captura de datos de fundamentales y mercados energéticos

Es importante para el análisis un perfecto conocimiento de los distintos fundamentales que pueden afectar a precio de la electricidad, tales como precio del gas, CO2, precio del carbón, petróleo, gas licuado, temperaturas, …

También afecta al precio de la electricidad la situación de las zonas interconectadas con el sistema español, ya que un aumento o bajada de los precios en otras zonas en función de las tecnologías que componen su mix energético, influye en los flujos por las fronteras, pudiendo afectar al resultado de los precios del mercado ibérico. Debido a esta influencia, se analiza el efecto del acoplamiento de mercado en el precio del mercado.

3.1.2.2 Procedimientos PLSQL

Se ha desarrollado una serie de procedimientos PLSQL que analizan las ofertas enviadas a los sistemas y realizan comparaciones y detección de cambios en precios, volúmenes ofertados, energía disponible no ofertada, etc. Estos permiten ser actualizados mediante el feedback de los resultados obtenidos y de los parámetros ambientales para el día analizado.
Esta fase de creación de procedimiento PLSQL es el primer paso y es común al resto de herramientas utilizadas en el análisis del mercado, ya es la base para alimentar procesos posteriores.

3.1.2.3 Plataforma de análisis de Big Data unido a herramientas de automatización mediante la API

Como herramienta base para el análisis de los datos se utiliza una plataforma de gestión de Big Data para la visualización y análisis de datos. Se ha definido toda una serie de alarmas e informes que son ejecutados diariamente de forma automática y desatendida. Estas alarmas son revisadas y cada una analizada de forma individualizada. Se analiza para cada unidad de oferta, y comparada con las unidades de otros agentes de la misma tecnología, las variaciones en precios, volúmenes, etc. En caso de detectarse un comportamiento anómalo, se analiza si está justificado o no y se remite a los reguladores para su valoración final.
Como mejoras a la detección a la herramienta, se ha desarrollado un aplicativo en Python que utiliza la API de la plataforma para automatizar la llamada al aplicativo. Mediante los procedimientos PLSQL de detección se seleccionan los casos a evaluar y con estos parámetros se llama al gestor de Big Data para que ejecute un informe específico para este caso. Esto permite automatizar el proceso de generación de informes para la evaluación y análisis de los casos susceptibles de ser considerados como manipulación del mercado.
La utilización de esta metodología ha aportado una mayor flexibilidad y agilidad a la hora de la detección y del análisis de casos que anteriormente suponían una gran cantidad de trabajo manual y un cuello de botella en el proceso de análisis.

3.1.2.4 Proyecto MOMEBIA. Monitorización del mercado eléctrico basado en técnicas de inteligencia artificial.

Desde el año 2021, OMIE, en colaboración con la Universidad, ha desarrollado el proyecto MOMEBIA. El objetivo general de este proyecto es la investigación, el diseño y el desarrollo de un disruptivo sistema automático e inteligente de análisis de la evolución del mercado eléctrico basado en técnicas de inteligencia artificial, a partir del desarrollo de nuevos algoritmos para la detección de posibles actuaciones, susceptibles de ser consideradas como manipulación de mercado, en el mercado de subastas. El principal reto tecnológico abordado es la optimización de la extracción de conocimiento en un entorno dónde las alarmas tradicionales no funcionan por la gran variación de las condiciones de mercado en instantes breves de tiempo. Con miras a detectar anomalías en el comportamiento global del mercado, a partir de los datos que proporcionan los diferentes mercados eléctricos.
Los objetivos operativos del proyecto son los siguientes:

- Implantación de técnicas de Big Data para el tratamiento de la información debido a las grandes cantidades de información a manejar.
- Diseño un modelo de información útil, optimizado para el sistema y un método de transformación de la información a un modelo asimilable por los algoritmos de inteligencia artificial.
- Análisis e identificación de algoritmos de inteligencia artificial útiles, a partir de la selección y experimentación basadas en dos enfoques: predicción y clasificación.
- Diseño la arquitectura del nuevo sistema de análisis y monitorización para garantizar la evolución del aprendizaje.
- Diseño de un módulo de sugerencias y explicación de situaciones anómalas detectadas en el proceso de subastas de energía basado en las distancias entre los patrones anómalos que detecten los nuevos algoritmos y los patrones que representen la normalidad.

Para el análisis de los datos se ha aplicado algoritmos de machine learning, llamados algoritmos predictivos. Para facilitar el uso de estos algoritmos se usa el motor de un software de gestión de algoritmos de inteligencia artificial, capaz de mantener los datos precargados, pudiendo hacer uso de ellos proporcionando los parámetros que demanda el algoritmo en cada momento, facilitando la solución de las dos principales problemática:

- Problemas de Regresión: para predecir variables de tipo numérico.
- Problemas de Clasificación: binaria, múltiple y anidada.

En concreto, el motor de software proporciona cientos de algoritmos de predicción que se dividen en 3 grupos de modelos:

- Modelos lineales: Este tipo de modelos tratan de encontrar una línea que encaje bien en una nube de puntos. Al ser modelos relativamente simples, no ofrecen muy buenos resultados para comportamientos más complicados.
- Modelos de árbol: Son modelos precisos y fáciles de interpretar, ya que tienen reglas de decisión que se representan como un árbol. Además, pueden representar relaciones no lineales. Con este tipo de modelos, se gana en capacidad de predicción y en algunas ocasiones en lectura, aunque se pierde rendimiento.
- Redes neuronales: son redes artificiales que intentan replicar el comportamiento del cerebro humano, donde tenemos millones de neuronas que se interconectan en una red para enviarse mensajes entre sí. Suelen usarse en reconocimiento de imágenes y videos, pero tienen menor interpretabilidad.

Una vez probadas las alternativas, el proyecto se decidió por los modelos en árbol, dadas las ventajas que proporcionaban estos a la hora de hacer el análisis, interpretabilidad de las reglas, los tipos de datos de entrada y la capacidad de predicción. Dentro de los modelos de algoritmos basados en arboles de decisión, se probaron los siguientes modelos: M5P, RandomForest, RandomTree y REPTree.

Los modelos en árbol de decisión funcionan siguiendo la siguiente secuencia: Selección del atributo → Orden de los Atributos → Construcción del Árbol (Fig. 6)

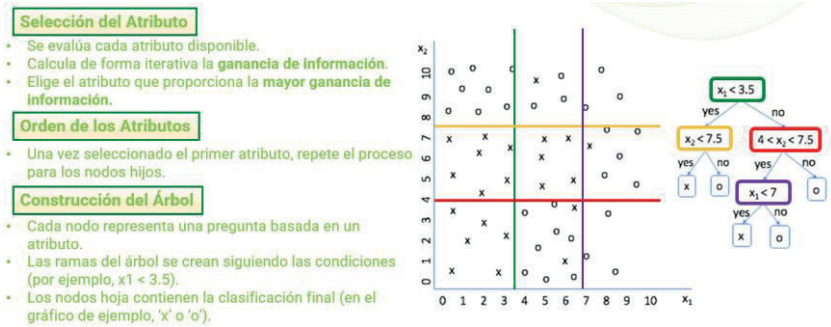


Fig. 6. Secuencia árbol de decisión

La selección de atributos para el orden de las ramas se realiza de mayor a menor ganancia de información, los grupos generados determinan con más probabilidad la variable objetivo.

A medida que se desciende por el árbol, cada nivel se especializa más en la identificación de patrones y la clasificación precisa, guiándose por la importancia relativa de las variables en la toma de decisiones. De esta forma se establece una jerarquía de variables, si la jerarquía da un orden superior a los datos estadísticos del agente del mercado o en su lugar, se lo da a variables externas al mercado tales como el precio del gas, se pueden establecer diferentes tipologías a la hora de ofertar y tratar de inferir la oferta esperada al mercado o clasificarla si se considera anómala en caso de superar un umbral de desvío.

El proyecto se ha terminado y se ha puesto en producción. Actualmente está en fase de entrenamiento de los algoritmos y en breve se obtendrán los primeros resultados, que a priori son prometedores.

3.2 Mercado intradiario continuo

El mercado intradiario continuo es por su metodología, el que más complejidad aporta a la detección de posibles casos de manipulación en los mercados. El Order Book es visible y esto abre una puerta de entrada a posibles actuaciones que pretendan influenciar al resto de participantes y mover el precio de las ofertas y por tanto el de las transacciones realizadas a una posición más favorable al que realiza la acción. Además, desde

que en el año 2019 se abriera la posibilidad de la operación mediante trading algorítmico, el número de ofertas enviadas se ha incrementado de manera exponencial.

3.2.1 Indicadores analizados en el intradiario continuo

Dada su especial casuística, los indicadores analizados en el caso del mercado intradiario continuo difieren del resto de los mercados. Más de 20 tipos de manipulación han sido catalogados como factibles de ser detectados en el mercado, de las cuales, se van a analizar las más relevantes.

3.2.1.1 Número de ofertas efectivas presentadas.

Este indicador informa de las transacciones realizadas frente a las órdenes enviadas y es un buen indicador para detectar envío de ofertas para dar falsas señales al mercado sin la intención de transaccionar. En la gráfica (Fig. 7) se puede ver como el número de ofertas enviadas es muy superior al número de transacciones realizadas.

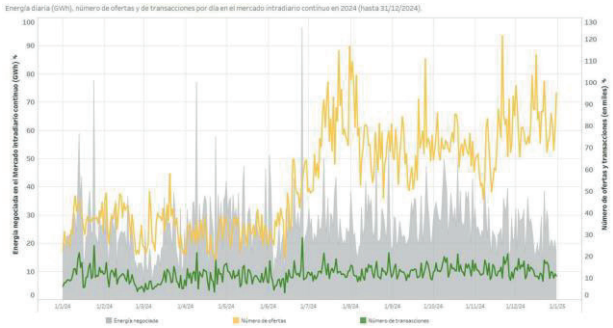


Fig. 7. Núm. de ofertas y transacciones en el mercado continuo

3.2.1.2 Wash trade (Fig. 8):

Transacciones entre unidades de la misma empresa, empresas del mismo grupo, o empresas distintas pero que entran en colusión para beneficio mutuo. Este tipo de operaciones pueden usarse para:

- Aumentar de manera ficticia la liquidez del mercado.
- Enviar señales falsas, a otros participantes del mercado, acerca de la evolución de los precios del mercado.
- Afectar la media, precios de cierre, o el índice de precios del mercado. Es muy importante en productos indexados.
- Acaparar la capacidad de transmisión de manera implícita al realizar las transacciones.
- Aumentar artificialmente el volumen de ventas de compañías vendedoras, que generalmente tienen la intención de blanquear capital.
- Evadir impuestos o aumentar las comisiones de los Traders.

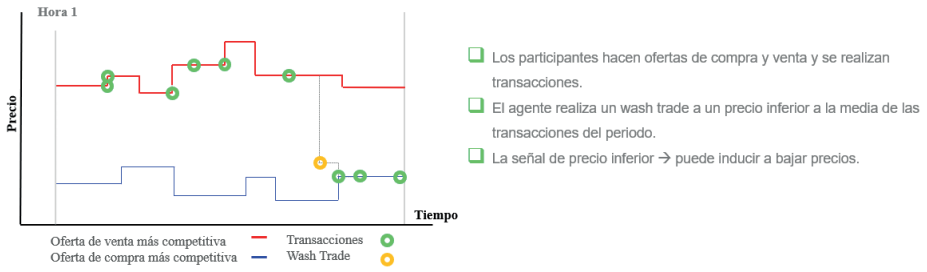


Fig. 8. Ejemplo de Wash Trade

Este tipo de comportamientos está especialmente controlado por alarmas, que detectan la existencia y posible utilización para enviar señales falsas al mercado. Además de que suele ser el origen de otra serie de comportamientos derivados.

3.2.1.3 Layering y spoofing (Fig.9):

Se pretende mediante el envío continuo de ofertas dar la sensación de movimiento en el mercado e incitar al resto de agentes a negociar a precio más favorable para el que realiza la acción. El Layering es un caso particular del Spoofing: muchas órdenes de pequeño tamaño en lugar de una orden de gran volumen. Todas ellas son canceladas igualmente.

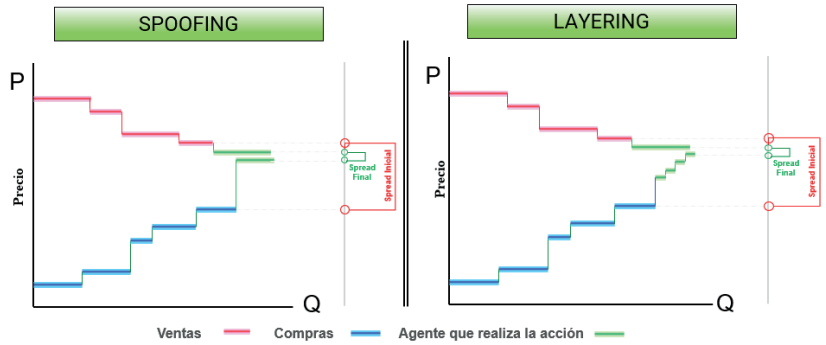


Fig. 9. Ejemplo de Layering y Spoofing

Este tipo de manipulación es especialmente complejo de detectar ya que suele además venir unido al uso de trading algorítmico y conlleva el análisis de gran número de transacciones. Se ha implementado una serie de alarmas que detecta este tipo de patrones, aunque cada alarma conlleva un análisis exhaustivo. Para ayudar al análisis de estos casos y otros tipos, como el Wash Trade, se ha desarrollado una herramienta que reproduce en cada momento el Orderbook (Fig. 10) que visualizaban en un instante concreto los participantes en el mercado intradiario continuo. La utilidad permite desplazarse en cada instante de tiempo para visualizar la evolución de las ofertas insertadas y transacciones realizadas y evaluar cómo ha afectado al mercado una acción concreta de un agente.

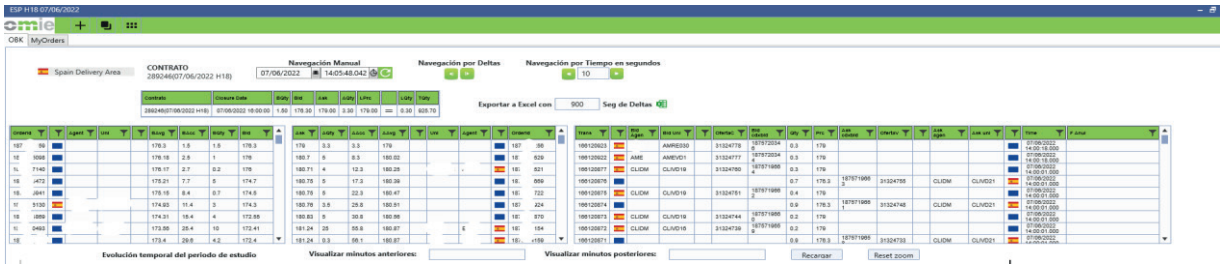


Fig. 10. Visualización réplica Orderbook

3.2.1.4 Pre-arranged trading:

Es la realización de transacciones entre participantes que entran en colusión. Este está directamente relacionado con el Wash Trade, ya que sería uno de los casos particulares, en el que ambos participante no están directamente relacionados, pero realizan la acción conjuntamente por estar en colusión. Ante la aparición de una alarma de posible Wash Trade se analiza la señal de precio que se está dando al mercado y la posible relación de los intervinientes en la operación.

3.2.1.5 Phishing:

Consiste en la realización de un gran número de órdenes para ocultar las ofertas del resto de participantes y aprovecharse de esa falta de visibilidad. Esta acción está directamente relacionada con el Layering siendo un caso particular del mismo, se insertan tantas ofertas de pequeña magnitud que el resto de los agentes son desplazados de la parte visible del Orderbook. Este caso se puede detectar fácilmente, ante la aparición de una alarma se puede visualizar en el visualizador del Orderbook y confirmar si el resto de agentes son desplazados

3.2.1.6 Painting the tape:

Consiste en la inserción continua de ofertas con la intención de dar sensación de movimiento en el mercado. Los agentes se posicionan continuamente en el Orderbook para enviar falsas señales, pero pueden no estar interesados en transaccionar, o hacerlo en sentido opuesto a las ofertas enviadas. Está muy relacionado con la medición del número de ofertas finalmente transaccionadas para cada agente

3.2.1.7 Quote stuffing:

Consiste en el envío de un número de ordenes desproporcionado con la intención de colapsar el sistema, ralentizarlo y ocultar la estrategia propia del agente que realiza la acción. Este tipo de envío masivo ha provocado grandes problemas en el sistema y ha hecho necesario el control y limitación del mismo. Los agentes son penalizados por el envío se ofertas sin respetar un tiempo mínimo entre ofertas pudiendo ser deshabilitados sus sistemas de trading algorítmico o incluso los certificados desde los que se firman las ofertas.
En periodos de gran diferencia de precios en la interconexión con Francia (año 2022 con el mecanismo de ajuste) se han detectado envíos masivos de ofertas de ciertos agentes para posicionarse en primera posición en el momento de apertura de la interconexión. Este caso en concreto ha provocado la apertura de varios expedientes por parte del regulador (CNMC).

3.2.2 Proyecto MERCURIA

Después de la grata experiencia del proyecto MOMEBIA, se está iniciando un nuevo proyecto de colaboración con la Universidad para implantar métodos de detección mediante inteligencia artificial en el mercado intradiario continuo, abordando el cambio de productos de horarios a quinceminutales, la explicación de comportamientos a través de IA generadora de texto (LLM) y la inclusión de nuevas técnicas de detección.

4 CONCLUSIONES

El análisis del comportamiento de los agentes en los mercados es cada vez más complejo, derivado de los diferentes mercados desarrollados y los productos que lo componen. El mercado ibérico no es una excepción y la cantidad de ofertas recibidas es cada vez mayor, especialmente desde la entrada en funcionamiento del mercado intradiario continuo, de los sistemas automáticos de participación en este mercado y del inicio de la negociación cuarto-horaria. Estos cambios han provocado que el número de datos a procesar se haya incrementado de manera exponencial, dificultando el análisis de potenciales manipulaciones del mercado.

Con la experiencia adquirida en el mercado ibérico se está abordando el problema mediante el uso de múltiples métodos de detección, entre los que se pueden destacar:

- Índices y estadísticos sobre la variación de precios y cantidades por tecnología, agente, analizando especialmente tecnologías como producción hidráulica y ciclos combinados.
- Procedimientos PLSQL para la detección de comportamientos, patrones y variaciones en las magnitudes principales.
- Herramientas de análisis de Big Data y automatización mediante API, lo que permite interconectar todos los métodos de detección en paneles de control común.
- Métodos de detección mediante el uso de técnicas de inteligencia artificial (proyectos MOMEBIA y MERCURIA).
- Indicadores especializados para el mercado intradiario continuo (más de veinte tipos): wash trade, número de ofertas no efectivas, phishing, painting tape, quote stuffing, layering, spoofing, etc…

Adicionalmente, la agencia de coordinación de los reguladores europeos, ACER, analiza a nivel europeo el comportamiento de los agentes en los diferentes mercados, dando indicaciones a las unidades de seguimiento de nuevas actuaciones a detectar, que deben ser añadidas en los análisis. Dentro de este entorno de cambio constante es necesario incorporar nuevos métodos de detección a los ya existentes, y para ello, es fundamental conocer que mecanismos se están aplicando en el resto de los mercados.

XX ERIAC
VIGÉSIMO ENCONTRO
REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRE
Ciudad del Este, Paraguay
25 a 29 de maio de 2025
C5.11_3652

Comitê de Estudos C5 – Mercados de Eletricidade e Regulação

ANÁLISE DE MÉTRICAS DE RISCO APLICADAS A OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO DE PORTFÓLIOS DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA

L.C.S. GOMES*
Enacom
Brasil

F.F.G. SANTOS
Cemig
Brasil

D.A.G. VIEIRA
Enacom
Brasil

F.A.C. PEREIRA
Enacom
Brasil

A.I. PEREIRA
Enacom
Brasil

L.C.A.P. SILVA
Cemig
Brasil

G.R.L. SILVA
Enacom
Brasil

D.S.C. PIRES
Cemig
Brasil

A. S. SILVA
Cemig
Brasil

M. M. FERREIRA
Enacom
Brasil

M.O. MENDONÇA
Enacom
Brasil

Resumo *– O mercado de energia elétrica possui grande volatilidade nos preços devido às incertezas associadas ao consumo, à disponibilidade energética (água, vento, sol) e aos preços dos combustíveis para geração termelétrica. Para se proteger dessas grandes flutuações de preços e alcançar maior grau de previsibilidade, tanto de receitas quanto de custos, os participantes deste mercado devem utilizar ferramentas para realizar a gestão de seus portfólios de contratos de compra e venda de energia. Essa gestão envolve o uso de métricas de risco para quantificar a exposição do portfólio a cenários de preços de energia desfavoráveis. Neste trabalho, é feita a análise da construção de portfólios de compra e venda de energia elétrica do mercado brasileiro com o uso de otimização multiobjetivo. A otimização visa construir curvas de Pareto que maximizam a receita (ou lucro) e minimizam o risco, considerando o uso de métricas para quantificá-lo. Essas métricas impactarão diretamente à tomada de decisão para a gestão desse portfólio. Seis métricas de risco, comuns no mercado financeiro, são aplicadas na otimização do portfólio de energia neste trabalho. A partir da análise das características destas métricas e seus efeitos nos resultados de otimização, pode-se definir a aplicabilidade e razoabilidade destas.*

Palavras-chave: Métrica de risco – Otimização multiobjetivo – Mercado de energia brasileiro

1 INTRODUÇÃO

O gerenciamento eficaz de riscos é um componente essencial na construção e otimização de portfólios de compra e venda de energia elétrica. Este processo vai além da simples estimativa de receitas esperadas, exigindo análise estratégica e aprofundada dos riscos inerentes ao portfólio. Para agentes que operam na comercialização de energia, o desafio está em encontrar o equilíbrio ideal entre risco e retorno, o que demanda o uso de ferramentas avançadas de suporte à decisão e o aprimoramento contínuo da modelagem, especialmente em um mercado dinâmico e complexo como o brasileiro.

As estimativas de risco e retorno baseiam-se em três pilares principais: a seleção apropriada da métrica de risco, as previsões sobre o comportamento do mercado de energia e a análise dos contratos disponíveis. Esses elementos desempenham um papel crucial na identificação de incertezas e oportunidades associadas às operações no mercado de energia, possibilitando decisões mais embasadas e eficazes.

*Endereço autor principal: lais.schiavo@enacom.com.br

As métricas de risco são indicadores quantitativos que refletem o risco financeiro, a partir das previsões de retorno do portfólio (cenários), em que comumente avaliam a dispersão dos retornos e as características dos piores cenários. Entre as métricas amplamente usadas estão o *Value at Risk* (VaR) e suas variações (CVaR e EVaR). Métricas de desempenho, como as razões Ômega e Sortino, são igualmente relevantes, pois consideram o risco e o retorno esperado, comparando os resultados positivos e negativos em relação a um retorno-alvo. Este artigo examina essas métricas, incluindo o desvio-padrão dos retornos (variância), uma medida consagrada pela Teoria Moderna de Portfólio, e discute sua aplicação prática na construção de portfólios de energia.

No contexto deste estudo, essas métricas são aplicadas à construção de portfólios de compra e venda de energia de um agente gerador e um agente comercializador, na modelagem do risco dentro do problema de otimização multiobjetivo. Após a aplicação de algoritmo para solução, as métricas de desempenho citadas anteriormente são utilizadas em um processo de tomada de decisão *a posteriori*. O modelo considera como variável de otimização o volume alocado em cada contrato disponível para compor o portfólio, buscando maximizar o retorno esperado e mitigar potenciais perdas financeiras.

Dessa forma, o objetivo deste trabalho é avaliar a aplicação de diferentes métricas de risco na construção de portfólios de energia, com foco em aprimorar a tomada de decisão dos agentes no mercado brasileiro de energia elétrica. O estudo explora o impacto dessas métricas nos resultados de otimização, visando identificar sua aplicabilidade e eficiência.

Este artigo está estruturado da seguinte forma: na próxima seção, apresenta-se uma revisão teórica e bibliográfica sobre métricas de risco e o gerenciamento de portfólios de energia. A seção 3 descreve a metodologia adotada no estudo. Os resultados e discussões são apresentados na seção 4. Por fim, as conclusões são apresentadas na seção 5.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O mercado de energia elétrica brasileiro tem alta volatilidade de preços, o que frequentemente é a maior causa dos riscos a que está sujeito um agente desse mercado [1]. Esta volatilidade é oriunda principalmente das incertezas das afluências nas bacias hidrográficas, considerando que o país tem fonte hidrelétrica majoritariamente em sua matriz elétrica. As incertezas nos cálculos de previsão de carga (ou demanda) também influenciam na formação do preço.

Na particularidade do setor elétrico brasileiro, a exposição ao mercado de curto prazo é um dos principais fatores de risco [2], pois as sobras ou déficits do portfólio ficam expostos ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), definido atualmente por uma cadeia de modelos computacionais do setor [3]. As incertezas citadas anteriormente têm forte influência nos resultados desses modelos que calculam o preço *spot*.

Ao gerenciar o portfólio de energia, deve-se tomar decisões considerando todas as informações disponíveis sobre os riscos envolvidos. Os agentes têm o desafio de buscar otimizar a sua receita, minimizando os riscos de perdas elevadas. Esses dois objetivos de um agente são normalmente conflitantes, e quando se aplica uma metodologia para solucionar o problema multiobjetivo [4], pode-se ter mais de uma solução em que não existe entre elas uma definição óbvia de qual é melhor. Estratégias para tomada de decisão podem ser então aplicadas, inclusive levando em conta preferências do decisor [5][6].

As métricas de risco, de forma geral, auxiliam na medição do quanto os resultados financeiros se diferenciarão do esperado sob certo nível de incerteza. A Teoria Moderna do Portfólio foi o estudo pioneiro a relacionar o risco financeiro à volatilidade dos retornos, ao explorar a variância como medida de risco, a mais simplista aqui estudada [7]. A medida de Valor em Risco (VAR) considera qual a perda máxima esperada a partir dos piores cenários de uma distribuição para um período definido e sob dada probabilidade de ocorrência [8]. Já o CVaR, mede a perda potencial média dos cenários extremos entre os piores [9].

De forma a mitigar deficiências das duas medidas VaR e CVaR, o EVaR foi proposto [10], que assim como o CVaR atende a propriedade de subaditividade, mas apresenta também a característica de ser diretamente inferida, presente no VaR. Duas outras medidas serão consideradas aqui, Sortino [11] e Ômega [12], que, por mais que sejam consideradas medidas de desempenho, podem auxiliar no gerenciamento do risco, principalmente para o processo de tomada de decisão em cima dos resultados de otimização. Essas medidas são baseadas em LPMs (*lower partial moments*), que modelam os desvios negativos dos retornos a partir de um nível mínimo aceitável.

As métricas de variância, VAR, CVaR e EVaR são úteis para aplicação no problema de otimização de forma a modelar o risco a ser minimizado. Limitações encontradas para Sortino e Ômega não permitem seu uso de forma satisfatória como objetivo [13], mas podem ser utilizados na tomada de decisão a *posteriori* como um critério de escolha do decisor.
Diversos trabalhos abordam melhorias no gerenciamento de portfólio de compra e venda de energia com aplicação de métodos de otimização, como os desenvolvidos em [14], [15] e [16]. Diretrizes para gestão de risco no mercado de energia brasileiro têm sido apresentadas por empresas referências no setor elétrico [17] [18]. Os autores de [19] apresentaram a modelagem de métricas de risco aplicadas ao contexto de comercialização e propuseram um método de agregação de tais métricas para suporte à decisão. No entanto, a avaliação de métricas de risco em sua aplicação à otimização multiobjetivo, assim como, o uso de métricas de desempenho para suporte a decisão são o foco deste trabalho, diferente do observado na literatura estudada.

3 METODOLOGIA

A otimização de um portfólio de contratos de compra e venda de energia envolve a estimativa da receita esperada e do risco ao qual o portfólio está exposto. Essas estimativas baseiam-se em três componentes principais: cenários de previsões de comportamento do mercado de energia (como preços, geração e consumo), contratos de compra e venda disponíveis (tipos, volumes, preços e prazos) e a seleção da métrica de risco.

3.1 Geração de Cenários

Para cenários de geração hidrelétrica e de preços do mercado de curto prazo, utiliza-se as projeções oficiais da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que são empregadas no cálculo do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). As séries de consumo são derivadas a partir de um tipo de distribuição para serem aplicadas à simulação do portfólio de energia. Para cenários futuros de preço de mercado, as projeções são feitas com técnicas de aprendizado de máquina, que demandam histórico realizado do preço e as projeções de PLD que entram como variável exógena ao modelo empregado.

3.2 Tipos de Contratos

No que diz respeito aos contratos, existe certa flexibilidade, uma vez que se trata de um acordo entre duas partes. Contudo, alguns tipos de contratos são mais comumente utilizados no mercado de energia brasileiro. Os contratos abordados neste artigo são:

- Contrato firme

Esse contrato não apresenta flexibilidade, o que significa que o montante de energia definido em contrato será entregue integralmente, assim como o preço também é fixo.

- Contrato *collar*

Nesse contrato, o montante de energia entregue é fixo, mas o preço varia de acordo com o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

- Contrato atrelado ao consumo

Neste tipo de contrato, o preço é fixo, mas o montante de energia entregue acompanha o consumo do cliente, respeitando uma faixa de flexibilidade.

- Contrato atrelado ao PLD

Aqui, o preço é fixado em contrato, mas o montante de energia entregue depende do preço do PLD, com maior volume entregue quando o PLD ultrapassa uma meta definida.

3.3 Métricas de Risco

A escolha das métricas de risco é crucial para a caracterização do portfólio. As métricas avaliadas neste trabalho estão apresentadas na Tabela I.

TABELA I. DESCRIÇÃO DAS MÉTRICAS DE RISCO AVALIADAS

Métrica	Descrição
Value at Risk (VaR)	Mede o α-ésimo pior cenário.
Conditional Value at Risk (CVaR)	Avalia a média dos α piores cenários.
Expectile-based Value at Risk (EVaR)	Considera a média dos α piores *expectiles* [10].
Ômega	Mede a relação entre cenários de lucro e prejuízo.
Sortino	Avalia o retorno médio acima de uma meta em relação ao risco das perdas, considerando apenas os resultados abaixo deste retorno alvo.

3.4 Otimização e Modelagem

Com ferramentas para descrever o portfólio em diferentes cenários, torna-se possível aplicar otimização multiobjetivo para auxiliar na tomada de decisão. Assim, pode-se traçar uma fronteira de Pareto que apresenta soluções ótimas, equivalentes entre si, considerando diferentes níveis de aversão ao risco.
A modelagem matemática dos resultados financeiros de uma empresa geradora pode ser dada pela equação 1.

$$R = R_c + R_{ex} = \sum_{\{c=1\}}^{C} V_c P_c + \left(G_{eff} - \sum_{\{c=1\}}^{C} V_c \right) P_s, \quad (1)$$

onde R é a receita do portfólio, composta por: R_c, receita dos contratos e R_{ex}, receita de exposição ao mercado de curto prazo; V_c é o volume do contrato, P_c, preço do contrato, G_{eff}, garantia física corrigida pelo GSF e P_s é o preço do mercado de curto prazo (PLD). Para este estudo, o cálculo dos resultados financeiros para a comercializadora é semelhante, no entanto, leva em conta os preços de mercado projetados para avaliar a exposição a que a empresa está sujeita (não o preço *spot*). Diferentemente da geradora, a comercializadora não dispõe de garantia física, operando apenas com o volume estipulado nos contratos.

4 RESULTADOS

Para ilustrar o impacto que as métricas de risco podem causar na definição do portfólio, serão avaliados resultados de otimizações multiobjetivo em que a métrica de risco varia entre VaR, CVaR, EVaR e variância. Os cenários utilizados referem-se às projeções de 2025 feitas em julho de 2024 pelo software de cálculo de preço NEWAVE. As características básicas dos cenários utilizados podem ser vistas na Tabela II, incluindo a principal especificação do portfólio: garantia física dos ativos da geradora.

TABELA II. CARACTERÍSTICAS DOS CENÁRIOS

Característica	Ano 2025
PLD médio (R$/MWh)	161,03
GSF médio	0,88
Projeção de preço de mercado médio (R$/MWh)	168,54
Garantia física (MWm)	1400

4.1 Portfólio da Geradora

Ao avaliar o portfólio de uma geradora, sua característica principal é possuir ativos físicos, que são representados por valores de garantia física. Para o presente estudo de caso, os contratos utilizados estão detalhados nas Tabelas III e IV.

TABELA III. CARACTERÍSTICAS DOS CONTRATOS EXISTENTES UTILIZADOS DA GERADORA

Tipo de contrato	Preço (R$/MWh)	Montante (MWm)	Flexibilidade
Firme	190	200	
Atrelado ao consumo	185	500	[-5%; 5%]
Atrelado ao PLD	210	100	15%

TABELA IV. CARACTERÍSTICAS DOS NOVOS CONTRATOS UTILIZADOS PARA GERADORA

Tipo de contrato	Preço (R$/MWh)	Montante máximo (MWm)	Flexibilidade
Firme	170	200	
Atrelado ao consumo	175	200	[-5%; 5%]
Atrelado ao PLD	180	200	15%
Collar	122-270	100	

Os resultados da otimização multiobjetivo são apresentados na Figura 1.

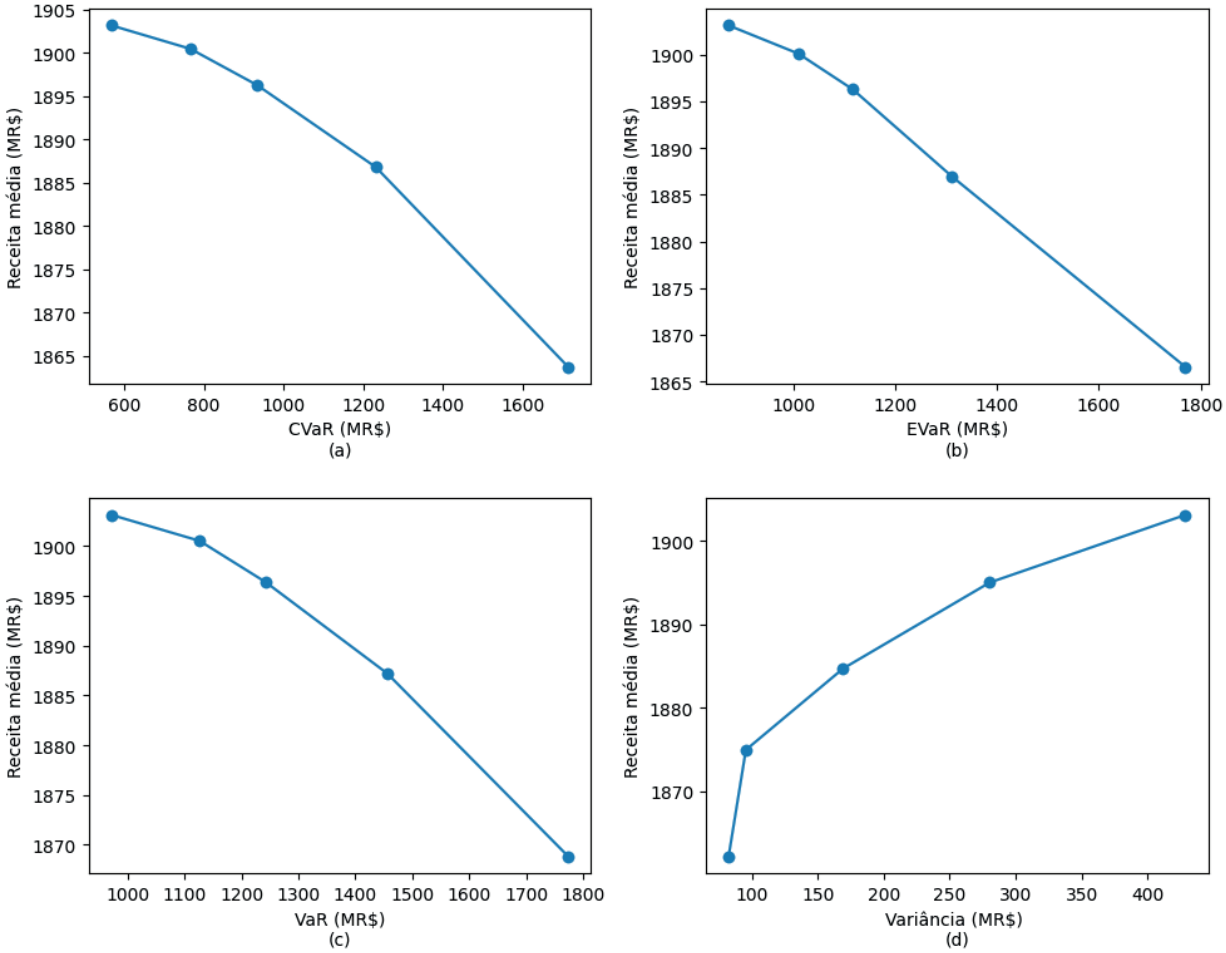


Fig. 1. Curva Pareto para otimizações considerando (a) CVaR, (b) EVaR, (c) VaR, (d) Variância (Geradora).

Pode-se observar que todas as soluções encontradas são ótimas, considerando as funções objetivo escolhidas. No entanto, é possível comparar as soluções encontradas para as diversas métricas ao calcular o CVaR para cada portfólio construído nestas soluções, conforme demonstrado na Figura 2.

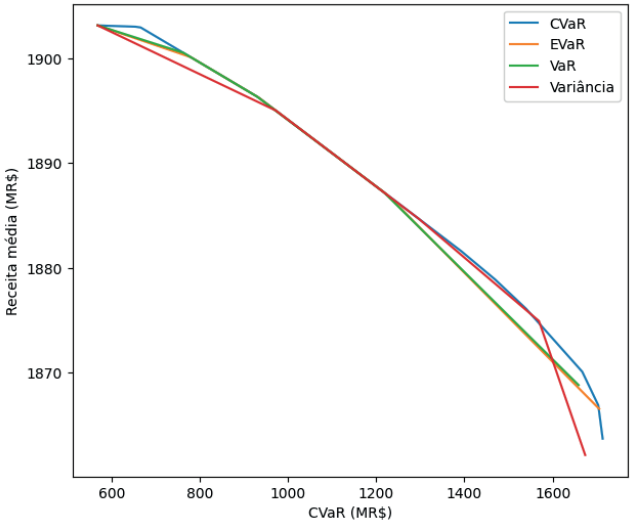


Fig. 2. Resultados de otimização apresentados com o cálculo do CVaR como métrica de comparação.

Após encontrar as soluções, de forma a auxiliar à tomada de decisão do agente, pode-se avaliar os resultados calculados pelas métricas de desempenho estudadas: Sortino e Ômega. As Tabelas V e VI apresentam os valores calculados para cada ponto de solução dos resultados de otimização, para cada métrica avaliada. Pode-se avaliar que, neste caso, as métricas convergiram para a solução do Ponto 5 em todos os resultados (maior valor das métricas), favorecendo o resultado de menor risco.

TABELA V. MÉTRICA SORTINO CALCULADA PARA CADA SOLUÇÃO DOS RESULTADOS DE OTIMIZAÇÃO PARA O PORTFÓLIO DA GERADORA

Métrica	Ponto 1	Ponto 2	Ponto 3	Ponto 4	Ponto 5
CVaR	0,1339	0,1499	0,1636	0,1964	**3,7286**
VaR	0,1339	0,1496	0,1631	0,1942	**0,4477**
EVaR	0,1339	0,1508	0,1635	0,1955	**0,9500**
Variância	0,1339	0,1665	0,2085	0,3391	**0,3509**

TABELA VI. MÉTRICA ÔMEGA CALCULADA PARA CADA SOLUÇÃO DOS RESULTADOS DE OTIMIZAÇÃO PARA O PORTFÓLIO DA GERADORA

Métrica	Ponto 1	Ponto 2	Ponto 3	Ponto 4	Ponto 5
CVaR	0,5459	0,5294	0,5228	0,4475	**1,3009**
VaR	0,5459	0,5290	0,5220	0,4508	**1,3444**
EVaR	0,5459	0,5295	0,5226	0,4474	**1,3719**
Variância	0,5459	0,5188	0,4195	0,9173	**1,2832**

4.2 Portfólio da Comercializadora

Os portfólios de comercializadoras podem ser modelados de forma semelhante aos portfólios de geradoras, com a diferença de não possuírem garantia física de ativos próprios. Para este exemplo numérico, será apresentada uma análise correlata, substituindo a garantia física por um contrato firme de compra, conforme mostrado nas Tabelas VII e VIII.

TABELA VII. CARACTERÍSTICAS DOS CONTRATOS EXISTENTES UTILIZADOS PARA COMERCIALIZADORA

Tipo de contrato	Preço (R$/MWh)	Montante (MWm)	Flexibilidade
Firme (venda)	190	200	
Firme (compra)	160	1400	
Atrelado ao consumo	185	500	[-5%; 5%]
Atrelado ao PLD	210	100	15%

TABELA VIII. CARACTERÍSTICAS DOS NOVOS CONTRATOS UTILIZADOS PARA COMERCIALIZADORA

Tipo de contrato	Preço (R$/MWh)	Montante máximo (MWm)	Flexibilidade
Firme	220	200	
Atrelado ao consumo	205	200	[-5%; 5%]
Atrelado ao PLD	180	200	15%
Collar	122-270	100	

Além disso, serão utilizadas projeções de preço geradas internamente para valorar a exposição ao curto prazo. Os resultados obtidos estão apresentados na Figura 3.

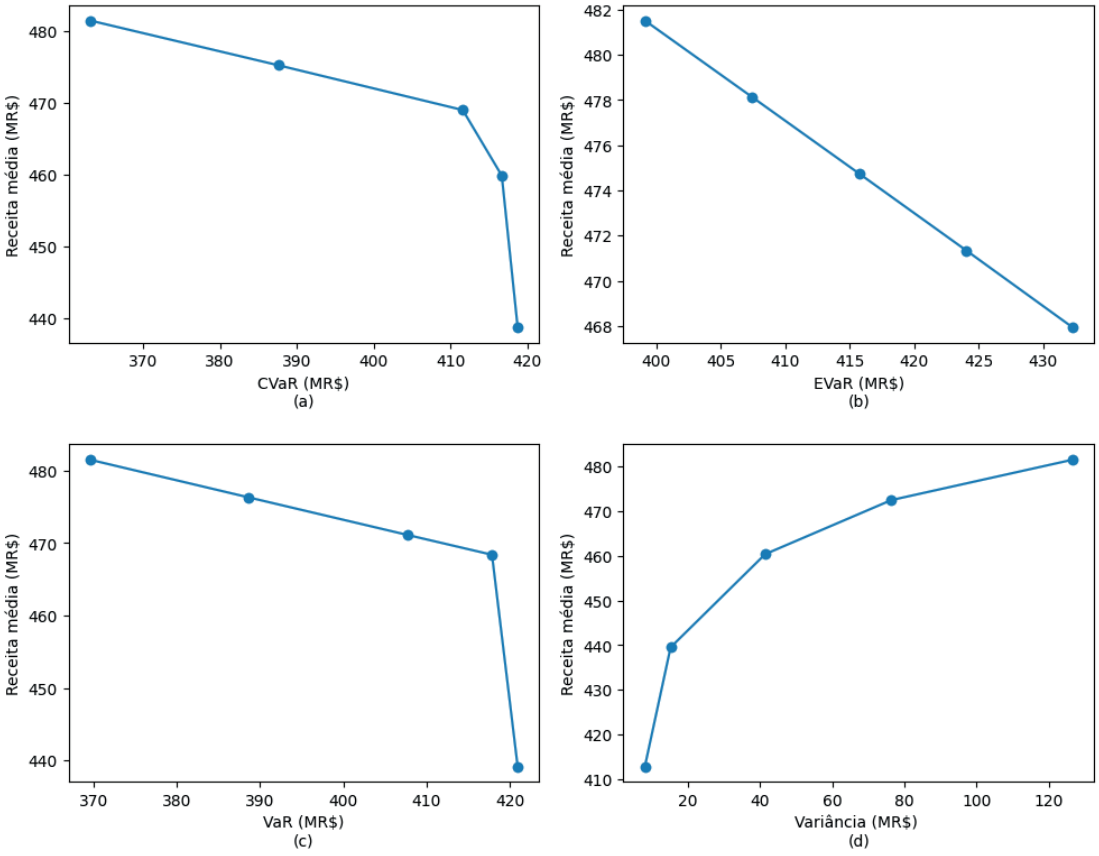


Fig. 3. Curva Pareto para otimizações considerando (a) CVaR, (b) EVaR, (c) VaR, (d) Variância (Comercializadora).

É possível notar uma semelhança nos resultados entre os portfólios de geradora e comercializadora, evidenciando padrões consistentes nos modelos analisados. Igualmente ao que foi feito para a geradora,

calculou-se as métricas de desempenho para os resultados da comercializadora. Os resultados são mostrados nas Tabelas IX e X.

TABELA IX. MÉTRICA SORTINO CALCULADA PARA CADA SOLUÇÃO DOS RESULTADOS DE OTIMIZAÇÃO PARA O PORTFÓLIO DA COMERCIALIZADORA

Métrica	Ponto 1	Ponto 2	Ponto 3	Ponto 4	Ponto 5
CVaR	**0,3859**	0,0948	0,0014	-0,0676	-0,2024
VaR	**0,3859**	0,1234	0,0225	-0,0039	-0,2019
EVaR	**0,3859**	0,1881	0,0815	0,0249	-0,0074
Variância	**0,3859**	0,0401	-0,0644	-0,1986	-0,3913

TABELA X. MÉTRICA ÔMEGA CALCULADA PARA CADA SOLUÇÃO DOS RESULTADOS DE OTIMIZAÇÃO PARA O PORTFÓLIO DA COMERCIALIZADORA

Métrica	Ponto 1	Ponto 2	Ponto 3	Ponto 4	Ponto 5
CVaR	**2,0009**	1,9316	1,7183	1,3615	0,5794
VaR	**2,0009**	1,9598	1,8153	1,6959	0,5736
EVaR	**2,0009**	1,9699	1,9142	1,8263	1,6656
Variância	**2,0009**	1,8489	1,3898	0,5761	0

Para o problema da comercializadora, as métricas Sortino e Ômega convergiram para indicação do Ponto 1, que favorece a maior receita esperada.

5 CONCLUSÕES

A aplicação da otimização multiobjetivo na construção de portfólio de compra e venda de energia, com foco em maximizar receitas e minimizar riscos, permitiu a construção de curvas de Pareto que representam as melhores soluções encontradas para cada métrica de risco analisada. Foram avaliados dois portfólios, um para geradora e outro para comercializadora, e identificou-se uma convergência entre as métricas de risco, evidenciando similaridades nas respostas ótimas obtidas.

As métricas de desempenho utilizadas neste estudo demonstraram potencial para apoiar decisões estratégicas no gerenciamento de portfólios. No entanto, as escolhas finais, baseadas na curva de Pareto, dependerão do apetite ao risco de cada agente, considerando, por exemplo, maior exposição ao mercado ou a busca por menor risco financeiro.

A utilização de um amplo conjunto de momentos históricos de preços e conjunturas de mercado enriquece o estudo, oferecendo uma visão abrangente sobre os efeitos da escolha de métricas de risco na construção de portfólios de energia. Os resultados obtidos validam a relevância das métricas estudadas, confirmando sua adequação para representar o risco em operações do setor.

Assim, este trabalho contribui para que os agentes do mercado de energia desenvolvam estratégias alinhadas às suas políticas de aversão ao risco financeiro, com base em uma avaliação contextualizada e abrangente dos riscos envolvidos.

6 REFERÊNCIAS

[1] A. P. S. Silva, "Previsão do preço de liquidação das diferenças por meio de redes neurais artificiais". 48 f. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) - Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas, Universidade Federal de Ouro Preto, João Monlevade, 2018.

[2] R. S. Cabral *et al*., "Gestão de Risco na Comercialização de Energia: Situação Atual e Proposta de Melhores Práticas" em *XVIII Seminário de Planejamento Econômico-Financeiro do Setor Elétrico*, Rio de Janeiro – RJ, Out. 2015.

[3] M. E. P. Maceiral, *et al*., "Twenty years of application of stochastic dual dynamic programming in official and agent studies in Brazil-main features and improvements on the NEWAVE model", *Proc. Power Syst. Comput. Conf. (PSCC)*, pp. 1-7, Jun. 2018.
[4] D. G. Vieira, A. C. Lisboa, and R. R. Saldanha, "An enhanced ellipsoid method for electromagnetic devices optimization and design", *IEEE Transactions on Magnetics,* 46(8):2843- 2851, 2010.
[5] Y. Collette and P. Siarry, *Multiobjective Optimization: Principles and Case Studies*, ser. Decision Engineering, Springer, 2003.
[6] V. Chankong and Y. Haimes, *Multiobjective decision making: Theory and methodology*, 1st ed., Dover Publications, 2008.
[7] H. Markowitz, "Portfolio selection", *J. Finance*, vol. 7, no. 1, pp. 77-91, 1952.
[8] P. Jorion, *Value at Risk: The New Benchmark for Managing Finantial Risk*, New York, NY, USA:McGraw-Hill, 2006.
[9] R. T. Rockafellar and S. Uryasev, "Optimization of conditional value-at-risk", *J. Risk*, vol. 2, no. 3, pp. 21-42, 2000.
[10] C.-M. Kuan, J.-H. Yeh and Y.-C. Hsu, "Assessing value at risk with CARE the conditional autoregressive expectile models", *J. Econometrics*, vol. 150, no. 2, pp. 261-270, Jun. 2009.
[11] F.A. Sortino and L.N. Price, "Performance measurement in a downside risk framework". *Journal of Investing*. **3** (3): 59-64, 1994. doi:10.3905/joi.3.3.59
[12] C. Keating and W. F. Shadwick, "A universal performance measure", *J. Perform. Meas.*, vol. 6, pp. 59-84, 2002.
[13] A. Chaves Lisboa *et al*., "Risk Measure Analysis," in *IEEE Access*, vol. 12, pp. 137105-137111, 2024, doi: 10.1109/ACCESS.2024.3465328.
[14] D. N. Maia e L. G. B. Marzano, "Otimização de Portfólio de Contratos de Energia Sob a Ótica de uma Empresa com Vários Ativos de Geração". Em: *Anais do Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional,* Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <https://proceedings.science/sbpo/sbpo-2018/trabalhos/otimizacao-de-portfolio-de-contratos-de-energia-sob-a-otica-de-uma-empresa-com-v?lang=pt-br>.
[15] D. A. Bosa. "Gerenciamento de riscos e otimização de carteira de contratos de compra e venda de energia elétrica". 82 f. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Paraná – Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Curitiba, 2018.
[16] C. J. A. Santos, *et al*., "Proposition of a Portfolio optimization System to Manage a Commercial Virtual Power Plant in the Brazilian Free Energy Market," *2022 IEEE 7th International Energy Conference (ENERGYCON)*, Riga, Latvia, 2022, pp. 1-7, doi: 10.1109/ENERGYCON53164.2022.9830431.
[17] H. Leme e P. M. Hansen. "Diretrizes para gestão de risco de mercado no setor de energia elétrica". DCIDE, junho 2019. Disponível em: <https://www.dcide.com.br/wp-content/uploads/2019/06/Diretrizes-para-gest%C3%A3o-de-risco-de-mercado-no-setor-de-energia-el%C3%A9trica-Revisado-Ultima-Vers%C3%A3o.pdf>.
[18] ABRACEEL e DCIDE. "Boas Práticas Gestão de Risco". Cartilha de referência, fevereiro 2020. Disponível em: <https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/post/2020/02/abraceel_versao_digital_v4.pdf>.
[19] C. C. Sousa *et al*., "Risk Metrics Modeling as Applied to Electric Energy Commercialization Problems". *Journal of Multidisciplinary Engineering Science and Technology* (JMEST). 6 (6): 10297-10302, 2019.

Comité de Estudios C5 - Mercados de Electricidad y Regulación

GESTIÓN DE LA MOROSIDAD DE CLIENTES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN MEDIANTE RUTEO INTELIGENTE BASADO EN APRENDIZAJE NO SUPERVISADO, HERRAMIENTAS PARA RESOLVER TSP (*TRAVELING SALESMAN PROBLEMS*) Y METAHEURÍSTICA.

R.F. ALONSO*

Administración Nacional de Electricidad
Ande

Paraguay

ing.ricardo.alonso@gmail.com

C.D. GARCIA

Administración Nacional de Electricidad
Ande

Paraguay

carlos_garcia@ande.gov.py

Resumen **-** *La morosidad en el sector eléctrico es una problemática acuciante que afecta financieramente, incluso pudiendo retrasar el plan de inversiones de las distribuidoras. Desde el inicio de la pandemia, la economía regional se ha visto afectada a consecuencia de la suspensión de empleos, el cierre de emprendimientos y las medidas sanitarias impuestas por los gobiernos. Estas acciones han traído inevitablemente consecuencias en la economía nacional y regional, consecuentemente también han provocado el aumento de la cartera de morosidad de las Distribuidoras de Energía Eléctrica, llegando a algunos casos al 31%.*

Estos niveles de morosidad hacen que la lucha para reducirla sea muy intensa y los resultados no se hagan notar como uno lo espera, a pesar de la intensificación de las acciones.

La atomización de la localización de los clientes morosos hace que tomar una estrategia lleve alguna dificultad, pues, hay que hacer notar también que no existen más recursos que los habituales para atender una situación que evidentemente no cuadra en lo normal.

Por ende, una estrategia que maximice los resultados económicos de las intervenciones condicionado a la cantidad de recursos, debe ser empleada.

Un recurso o bien, en términos del espacio de estados variante con el tiempo, es precisamente el tiempo. Otros recursos son los relacionados a las cuadrillas de corte y los montos asignados a los contratos respectivos.

El problema entonces puede resumirse a cortar el suministro a la mayor cantidad de clientes morosos con la intensión de que esa acción acerque a los mismos a regularizar sus cuentas, sujeto a restricciones como: tiempo disponible de las cuadrillas y los montos en pagos asignados a los contratos de empresas contratistas. La restricción temporal está sujeta a la cantidad de tiempo invertida en la ejecución de la tarea de corte y al recorrido realizado de las cuadrillas.

Entonces un recorrido óptimo hará también que este recurso (tiempo) sea bien aprovechado.

Por lo tanto estamos frente a un típico problema de investigación de operaciones que se denomina: El problema del vendedor viajante (TSP por sus siglas en ingles), sujeto a restricciones.

El problema sin embargo, es de gran porte, por lo que adicionalmente debería encararse mediante técnicas de agrupamiento y también como un problema estocástico.

A modo de recordatorio, es bueno mencionar, el problema TSP es un problema NP-hard (no polinomial), que se resuelve mediante heurísticas como las señaladas, por ende el empleo de recursos computacionales crece de manera aproximadamente exponencial. La solución óptima de este tipo de

*ing.ricardo.alonso@gmail.com

problemas se logra mediante la técnica determinista llamada de Fuerza Bruta cuya, cuya dificultad está en función a (N-1)!/2 , donde N es la cantidad de destinos, en este caso la cantidad de clientes morosos.

Por tanto para el rigor del problema en cuestión, esta técnica es inviable. Sin embargo existen otras técnicas como Brand and Bound (B&B), que presentan una buena aproximación, estando limitada esta última a 30 destinos. Esta cantidad de destinos se ajusta más o menos a la cantidad de clientes en MT existentes para un branch office (agencia regional) determinado. La técnica basada en el vecino más cercano (Nearest Neigborg - NN) también es una técnica viable de bajo costo computacional y buena precisión que puede utilizarse para los casos en que existan más de 30 destinos.

Este trabajo utiliza ambas heurísticas, asociadas a una meta heurística denominada Algoritmos Genéticos, a fin de que la elección de los destinos sea inteligente, es decir existen dos procesos de optimización llevados adelante: en una sub capa, B&B o NN es utilizada para encontrar el recorrido optimo con restricción de tiempo, y en una capa superior se maximiza el ingreso esperado de las intervenciones mediante AG.

Posteriormente, se ha presentado una evolución del método para así extender la metodología a los clientes morosos en general, mediante técnicas de agrupamiento no supervisado.

Palabras clave - *Morosidad, Problema del Cajero Viajante, Brand and Bound, Nearest Neiborgh, Algoritmos Genéticos, Clustering o Agrupamiento no supervisado.*

1. OBJETIVOS.

1.1. Objetivo General

Establecer una metodología de optimización de la productividad asociada a la logística de la gestión de reducción de la morosidad de clientes de baja y media tensión.

1.2. Objetivos Específicos

- Hallar una metodología adecuada para el ruteo óptimo.
- Optimizar el uso de recursos disponibles.
- Establecer una metodología *multi layer* para la optimización global

2. RECOPILACION BIBLIOGRAFICA.

Las consecuencias de la pandemia en la economía global como ya fue mencionado, han tenido un impacto de diverso orden tal como lo describe el Banco Mundial en su informe Finanzas para una Recuperación Equitativa [1]. El daño colateral por consecuencia ha alcanzado a las empresas eléctricas, que entre otras cosas han experimentado la reducción de sus ingresos y el aumento de la morosidad y las pérdidas no técnicas.

Más arriba se ha señalado que este trabajo propone el uso de agrupamiento no supervisado (*Clustering data*), técnicas de ruteo óptimo (TSP) con el fin de maximizar los ingresos esperados. Por ente se propone una gestión de la energía y a la vez el uso eficiente de recursos.

En la actualidad el uso de herramientas para agrupar diversos tipos de consumidores o usuarios por características comunes ha tenido un alto impacto en diversas áreas, por ejemplo en la gestión de las redes sociales, cuyo propósito es el de focalizar la publicidad a destinatarios adecuados. Así mismo ha tenido aplicaciones como en [2], en el cual se presenta un marco para identificar sub eventos basados en datos relacionados a crisis o eventos climáticos adversos, utilizando indexado dinámico y un algoritmo de agrupamiento en línea.

Los métodos de agrupamiento se pueden dividir en agrupamiento supervisado y no supervisado, en este último existen algoritmos muy populares como *K-means* y otros tantos como los métodos basados en distribuciones [3].

Este trabajo utiliza una técnica de agrupamiento no supervisado basado en *K-means* con el propósito de obtener conjuntos de usuarios agrupados por su dominancia espacial y también por los niveles de endeudamiento, con el objetivo de obtener subconjuntos óptimos que sean manejables por las técnicas de ruteo óptimo.

En cuanto a las técnicas de ruteo óptimo tiene una analogía con el problema del cajero viajante, el cual responde a la siguiente pregunta: dada una lista de ciudades y las distancias entre cada par de ellas, ¿cuál es la ruta más corta posible que visita cada ciudad exactamente una vez y al finalizar regresa a la ciudad origen?.

El problema del viajante fue definido en los años 1800s por el matemático irlandés Sir William R. Hamilton y por el matemático británico Thomas Kirkman. Todo parece indicar que la forma general del TSP fue estudiada, por primera vez por matemáticos en Viena y Harvard, durante los años 1930s. Destacándose Karl Menger, quien definió los problemas, considerando el obvio algoritmo de fuerza bruta, y observando la no optimalidad de la heurística de vecinos más cercanos.

Cabe señalar que además, la ruta del cajero puede abstraerse como un grafo. En teoría de grafos, un camino Hamiltoniano en un grafo es un camino (es decir, una sucesión de aristas adyacentes), que visita todos los vértices del grafo una sola vez. Si además el primer y último vértice visitado coincide, el camino es un ciclo hamiltoniano. Cabe señalar que esta "función" es no polinomial.

La aplicación de cualquier método de optimización convencional basado en una resolución analítica, que resuelva ambos problemas a la vez (ruteo y agrupamiento optimo) resulta inviable.

Es un campo propicio entonces para las llamadas metaheuristicas (Algoritmos genéticos [4], templado simulado [4], Sistemas Inmunológicos artificiales [5], etc), hoy día hay muchas, todas ellas buscan en un contexto determinista para hallar una solución aproximada [4]. En particular los Algoritmos Genéticos, presentan buenas características para la búsqueda de una solución global en problemas del tipo combinatorial y en problemas de aprendizaje de máquinas [6].

En particular, serán utilizados B&B y NN como métodos de construcción del camino crítico, recordando que solo el algoritmo de Fuerza Bruta obtiene la mejor solución. No se ha probado, sin embargo es importante señalar que existen otras aproximaciones para hallar la ruta optima, como las mencionadas metaheurísticas como en [7], programación dinámica [8], etc.

Finalmente, el problema consiste en una combinación multicapas, en la capa más interna, se optimiza el camino recorrido y en la más externa los suministros a visitar. Esta estrategia de solución multicapas ha sido implementada en otras áreas de la investigación de operaciones como en [9].

Este trabajo está organizado de la siguiente manera, la sección 1 es un breve resumen del trabajo, la sección 2 plantea una revisión de las herramientas utilizadas, la sección 3 muestra la metodología, la sección 4 desarrolla los resultados obtenidos en un caso de estudio y la sección 5 finalmente expone las conclusiones del trabajo.

3. METODOLOGIA.

A efectos de dar un primer impulso a una metodología, este trabajo ha propuesto resolver el problema de asignación de tareas diarias de corte específicamente a clientes morosos en Media Tensión, por dos razones: 1) La cantidad de clientes morosos es aun manejable con técnicas conocidas como *Brand and Bound o The Nereast Neigborg* y meta heurísticas como Algoritmos Genéticos o *Artficial Bee Colony algorithm* [7] 2) es una buena experiencia para luego expandir la técnica a clientes en baja tensión. Posterior a ello la

metodología fue ampliada incluyendo conceptos de agrupamiento (*Clustering Data*) a fin de que sea eficaz para el tratamiento de clientes en baja tensión.

En esta sección se da a conocer el procedimiento utilizado y las herramientas matemáticas implementadas.

A continuación se describe la metodología utilizada:

a. Se extraen los datos del Sistema Comercial con órdenes de corte por falta de pago
b. Se determina la distancia entre todas las localizaciones geográficas mediante aplicativos de mapas.
c. Se agrupan los consumidores por su dominancia espacial y montos adeudados utilizando la técnica de *Clustering* denominada *K-means*. La cantidad de *Clusters* es fijada teniendo en cuenta la cantidad de recursos (cuadrillas de cortes) existentes y el tiempo (cantidad de días) planificado.
d. Para cada *Cluster*, Se aplica un procedimiento de optimización en dos capas para resolver el ruteo óptimo sujeto a restricciones (figura 1):
   i. Sup capa: se determina para cada muestra la ruta óptima mediante dos técnicas, *Branch and Bound o Nearest Neighbor.*
   ii. Capa Principal: se determina el ingreso esperado máximo mediante Algoritmos Genéticos.

Matemáticamente podemos representar este problema por:

$$\max f(x) = \sum x_i \times I_i \qquad (1)$$

s.a.

$$g(x) \leq 0 \qquad (2)$$

$$h(x) = 0 \qquad (3)$$

Donde:

Ii	es el ingreso esperado para el suministro i
$x_i \in \{0, 1\}$	Es el estado de visita o no visita al suministro i

La ecuación 1 corresponde a la función costo.
La ecuación 2 es el conjunto de condiciones de desigualdad, en este caso corresponden al tiempo máximo disponible para el total de visitas, adicionalmente pueden ser otras restricciones como, rubros disponibles en los contratos, cuadrillas disponibles, etc.
Finalmente la ecuación 3, corresponden a las restricciones de igualdad, que son por ejemplo la cantidad mínima de intervenciones a ser ejecutadas.

e. Se imprime una secuencia con el orden de corte y se lo entrega al funcionario o la empresa contratista.
f. Se informa y verifica la trazabilidad de lo realizado

El vector x contiene los estados de visita o no visita correspondiente a todos los suministros asociados a un *cluster* determinado. Es decir su longitud es igual a la cantidad de elementos del *cluster* en análisis.

3.1. Metaheuristica:

Como se ha mencionado, siendo una de las restricciones, una entidad geométrica, métodos tradicionales pueden no ser viables, adicionalmente la naturaleza combinatoria del problema, hace propicia la utilización de las llamadas metaheuristicas, en este trabajo en particular el Algoritmo Genético (AG).
El AG es una metaheurística o procedimiento basado en teoría de la evolución de las especies y en la proliferación del más apto.
El AG estándar utiliza 3 operadores [10]:

- Selección.
- Cruce.

- Mutación.

En la figura 1 podemos ver un resumen del procedimiento. Se puede apreciar que para cada individuo (variable x) se evalúa la restricción de desigualdad (Ecuación 2) mediante *Branch and Bound.*
Luego el óptimo será aquel conjunto de suministros que maximice el ingreso para una restricción dada de recursos. En la población inicial es incluida la propuesta inicial según vemos en la Tabla 1 de tal modo que esta compita con las demás soluciones posibles.

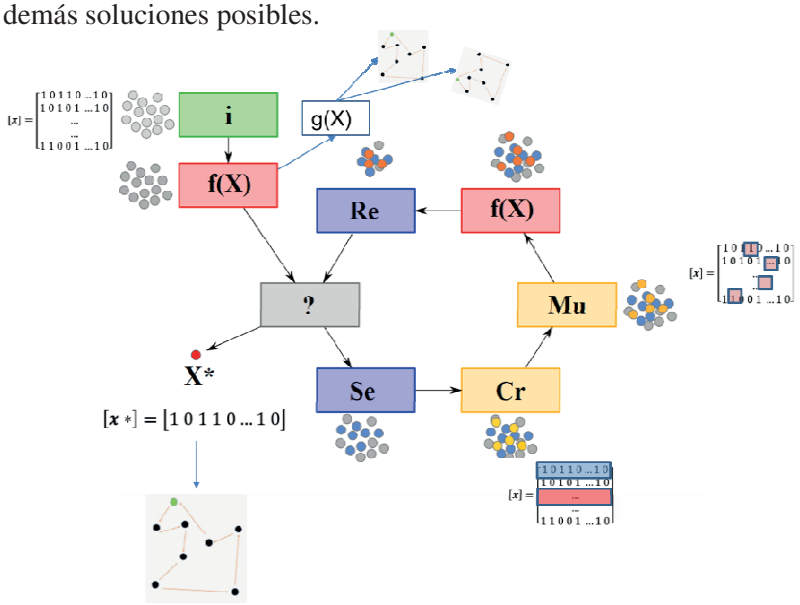


Figura 1: Implementación de la metodología.

En la figura 1 Re: reproducción, Mu: mutación, Cr: cruzamiento, Se: selección.

4. ESTUDIO DE CASO.

A seguir se presenta un caso de análisis. Consiste de en principio una cartera morosa de **2.747.336.082 Gs,** para un total de **880 usuarios**. En la Figura 2 podemos ver la distribución geográfica de dichos usuarios. Para el efecto, se disponen de 3 cuadrillas de corte y 4 días de trabajo en total.



Figura 2: Distribución geografía de clientes morosos.

Posteriormente, luego de aplicar la metodología elaborada en este trabajo (Figura 3), se estableció que deberán ser realizados cortes a **278 usuarios morosos** con una esperanza de recuperación de **1.777.535.033 Gs**. En la figura 3, podemos ver los diferentes *Clusters* (12 en total) diferenciados por colores. En esa vista, implementada en *GoogleMaps*, podemos también visualizar la secuencia de las intervenciones.

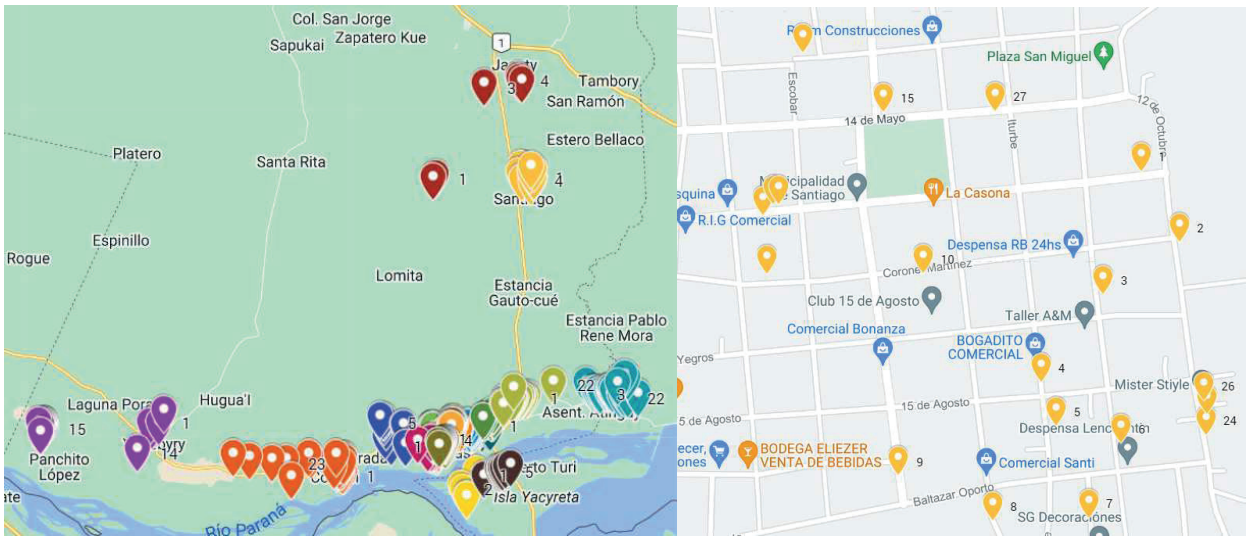


Figura 3: Situación posterior a la optimización.

Esta misma perspectiva puede ser comparada con el criterio de realizar cortes a clientes que poseen n-facturas vencidas y montos superiores adeudados a un valor determinado.
Esa estrategia podemos visualizarla en la tabla 1. Se observan las diversas expectativas de recuperación haciendo variar la cantidad de facturas vencidas y los montos mínimos a considerar. Esta estrategia se utiliza con el objeto de orientar los recursos, sin embargo podemos ver que en ningún caso es mejor que la metodología propuesta en este trabajo.

TABLA 1: RESULTADOS ESPERADOS UTILIZANDO EL CRITERIO DE INTERVENIR SUMINISTROS CON N-FACTURAS VENCIDAS Y MONTOS MÍNIMOS, PERO SIN TENER EN CUENTA EL RECORRIDO ÓPTIMO.

Cantidad de Facturas	Deuda mínima	Cantidad de cortes	Deuda gestionada total
6 o mas	1.500.000 Gs	105	456.593.322 Gs
6 o mas	1.000.000 Gs	145	505.793.137 Gs
5 o mas	1.000.000 Gs	146	507.457.137 Gs
3 o mas	1.000.000 Gs	151	516.172.137 Gs

5. CONCLUSIONES.

Los resultados obtenidos demuestran que operativamente es una alternativa viable para encarar de manera eficiente el combate a la morosidad, mediante la herramienta tal vez más contundente de la cual se disponer, es decir la suspensión del servicio.

Podemos afirmar que la solución obtenida es al menos mejor que la propuesta de por ejemplo, intervenir solo los suministros que tienen mayor deuda o mayor cantidad de facturas vencidas, ya que esta solución está incluida en la población inicial, situación que se evidencia en la contrastación de los resultados.

La metodología está abierta al análisis de otras alternativas de agrupamiento con datos etiquetados (agrupamiento supervisado) a fin de incorporar el hábito de pago y respuesta a las promociones y campañas del usuario. Estas estrategias se pueden incorporar a la metodología actual para explotar variables ocultas del sistema.

Adicionalmente, esta metodología propone un ordenamiento inteligente de las tareas de suspensión del suministro, incluyendo cuestiones holísticas, y enfocada en la productividad. Esta misma metodología, puede ser aplicada en otras áreas de la gestión comercial, como por ejemplo, la definición de las rutas e itinerarios de medición, o también en la logística de los servicios de mantenimiento de las redes de distribución como por ejemplo las que se refieren a alumbrado público.

Finalmente, se puede afirmar que esta solución es robusta y muy competitiva frente a otras estrategias lo cual puede apalancar la situación y ayudar en la mejora de los índices comerciales.

BIBLIOGRAFIA

[1] W. B. Group, Finance for an Equitable Recovery, Washington, DC: World Bank Publications, 2022.

[2] A. B. H. H. Daniela Pohl, «Online indexing and clustering of social media data for emergency management,» *Neurocomputing,* nº 172, pp. 168-179, 2016.

[3] C. C. Aggarwal y C. K. Reddy, Data Clustering, Algorithms and Applications, New York: CRC Press, 2014.

[4] F. Hillier y G. Lieberman, Introduccion a la Investigiación de Operaciones, Mexico: Mc Graw Hill, 2010.

[5] L. N. de Castro y F. J. Von Zuben, «Learning and Optimization Using the Clonal Selection Principle,» *IEEE Transactions on Evolucionary Computation,* vol. 6, nº 3, pp. 239-251, 2002.

[6] D. E. Goldberg, Genetic Algorithms, in search, Optimization and Machine Learning, MIchigan: Addison - Wesley Publishing Company, inc. , 1989.

[7] H. Erdinc y M. R. Akca, «An improved artificial bee colony algorithm with local search for traveling salesman problem,» *Cybernetics and Systems,* vol. 45, nº 8, pp. 635-649, 2014.

[8] R. Bellman, «Dinamic Programming Treatment of the Travelling Salesman Problem,» *Journal of the ACM,* vol. 9, nº 1, pp. 61-63, 1962.

[9] J. R. Monteiro, Alocação de Fontes Renováveis em Redes Ilhadas, Itajuba, MG/Brazil: UNIFEI, 2020.

[10] P. P. Cruz, Inteligencia Artificial con Aplicaciones a la Ingeniería, Mexico: Alfaomega, 2010.

XX ERIAC
VIGÉSIMO ENCONTRO
REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRE
Ciudad del Este, Paraguay
25 a 29 de maio de 2025
C5.18_3336

Comitê de Estudos C5 – Mercados de Eletricidade e Regulação

PROPOSIÇÃO DE UMA FERRAMENTA PARA ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO DO CONSUMIDOR POTENCIALMENTE LIVRE

K. WU[1*]
IFSC
Brasil
kevin.w@aluno.ifsc.edu.br

F.Y.K. TAKIGAWA
IFSC
Brasil
takigawa@ifsc.edu.br

Resumo *– A Portaria Normativa nº 50/GM/MME de 2022 ampliou o acesso ao mercado livre para todos os consumidores do grupo A, permitindo a escolha do fornecedor de energia e possibilitando a obtenção de tarifas mais competitivas. No entanto, incertezas quanto a prazos, condições de fornecimento, volatilidade de preços e potenciais riscos financeiros e energéticos podem ser os principais desafios desse mercado para um consumidor oriundo do mercado cativo. Por outro lado, o mercado cativo, para esses consumidores pode continuar oferecendo maior previsibilidade tarifária e segurança financeira. Nesse contexto, o objetivo principal do artigo é o desenvolvimento de uma ferramenta para o enquadramento tarifário de consumidores potencialmente livres, auxiliando os mesmos em possíveis análises dentro do mercado cativo de energia elétrica no Brasil. A ferramenta proposta utiliza dados tarifários das concessionárias, tributos e diretrizes regulatórias para recomendar a melhor opção de enquadramento tarifário no mercado cativo, com base nas modalidades definidas pela Resolução Normativa n° 1.000/2021 da ANEEL, sem necessidade de redução de consumo ou migração para o mercado livre. A ferramenta proposta possibilita os consumidores efetuarem análises do impacto das diferentes modalidades tarifárias para poderem efetuar a escolha da modalidade mais vantajosa.*

Palavras-chave: Mercado Cativo – Consumidor Potencialmente Livre – Enquadramento Tarifário – Alterações Contratuais

1 INTRODUÇÃO

O mercado de energia elétrica no Brasil é dividido em duas modalidades: Mercado Livre de Energia e Mercado Cativo. No primeiro caso, os consumidores têm a liberdade de escolher seus fornecedores de energia, exercendo o direito à portabilidade da conta de luz. Nesse modelo, as condições de contratação, como preços e prazos, são negociadas diretamente entre consumidores e fornecedores. Já no segundo caso, que é a opção tradicional e majoritária, os consumidores só podem adquirir energia da distribuidora local de forma compulsória. Neste modelo, as tarifas de consumo são definidas e reguladas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), sem possibilidade de negociação [1].

De acordo com a Portaria nº 50/2022 do Ministério de Minas e Energia (MME) [2], desde 1º de janeiro de 2024, consumidores de alta tensão (Grupo A) passaram a ter a opção de adquirir energia elétrica de qualquer fornecedor dentro do Sistema Interligado Nacional, com participação na Câmara de Comercialização de

[1] Kevin Wu, e-mail: keeevinwu35@gmail.com.

Energia Elétrica (CCEE). Sendo que consumidores com demanda contratada inferior a 500 kW devem, entretanto, ser representados por um agente varejista na CCEE para realizar suas operações no mercado livre.

A abertura do mercado para o Grupo A e a possibilidade de obter vantagens econômicas têm gerado um aumento no interesse pela migração. De acordo com dados da Abraceel [3], consumidores que optam por essa modalidade obtêm descontos superiores a 20% em relação aos preços do mercado regulado. Contudo, a migração para esse mercado exige a realização de um conjunto de etapas técnicas e regulatórias, como a comunicação com a distribuidora, ajustes no medidor de energia e formalização de contratos com comercializadores, ou até mesmo a adesão à CCEE como agente [4].

Além disso, a gestão dos contratos de energia, o monitoramento das regras do sistema elétrico e o acompanhamento constante do mercado, juntamente com a imprevisibilidade na renovação dos contratos e a exposição ao mercado de curto prazo [5], podem representar obstáculos significativos para alguns consumidores do mercado livre. Em contraste, o mercado cativo, ou regulado, oferece maior estabilidade tarifária, com tarifas fixas que não estão sujeitas às flutuações típicas do outro mercado. Nesse sentido, permanecer no mercado cativo pode continuar sendo uma escolha válida. Todavia, muitos consumidores desconhecem as diferentes modalidades tarifárias oferecidas pelas distribuidoras e não têm acesso a informações sobre essas opções. Como consequência, os mesmos podem acabar pagando valores mais elevados.

Neste contexto, o objetivo principal deste artigo é desenvolver uma ferramenta gratuita e de fácil acesso que permita aos consumidores avaliar seu enquadramento tarifário no mercado regulado de energia elétrica, auxiliando os mesmos a analisar e escolher a modalidade tarifária mais vantajosa dentro do mercado cativo. A ferramenta proposta visa identificar as modalidades tarifárias mais vantajosas, adaptadas ao perfil de consumo de cada consumidor, com base nas opções oferecidas pelas distribuidoras locais, possibilitando, assim, a redução dos custos com a fatura de energia elétrica, sem a necessidade de alteração no padrão de consumo ou migração para o mercado livre de energia.

Este artigo está estruturado da seguinte maneira. Inicialmente, na Seção 2 são apresentados os fundamentos teóricos relacionados à tarifação de energia elétrica no Brasil, abordando os componentes das tarifas, as modalidades tarifárias, além das bandeiras tarifárias, tributos e outros elementos que compõem a fatura de energia. Posteriormente, detalha-se a metodologia adotada para o desenvolvimento da ferramenta proposta, incluindo o estudo do arcabouço regulatório, o levantamento de dados tarifários e a implementação do sistema na Seção 3. Na Seção 4 é ilustrado o funcionamento da ferramenta, os dados do consumidor a serem inseridos e processados para a recriação da fatura de energia e para a análise do enquadramento tarifário mais vantajoso. Por fim, na Seção 5, são apresentados os resultados obtidos, a precisão da ferramenta ao comparar faturas reais e simuladas, além de sua utilidade na identificação de oportunidades de otimização de custos para os consumidores cativos.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Tarifas de Energia Elétrica

As tarifas de energia elétrica são aplicáveis conforme a Estrutura Tarifária em que o consumidor cativo está enquadrado, considerando subgrupos, classes, subclasses, modalidades e postos tarifários. [6]. O subgrupo tarifário, as classes e as subclasses são categorias fixas do consumidor que depende do nível de tensão ou da sua atividade econômica [7]. Os postos ou horários (Ponta, Fora Ponta e Intermediário) são horários específicos, ao longo do dia estabelecidos pelas distribuidoras.

Desta forma, a tarifa de energia do consumidor somente pode alterar conforme as Modalidades Tarifárias (ou Opções de Faturamento). A Figura 1 ilustra as modalidades tarifárias para os consumidores cativos de alta tensão ou grupo A e de baixa tensão ou grupo B. Pode-se observar que os consumidores do Grupo A podem estar enquadrados nas modalidades horárias (verde ou azul), como também nas modalidades tarifárias do Grupo B. O Grupo B por sua vez possibilita as modalidades convencional e horária branca.

O faturamento das unidades consumidoras conectadas é calculado a partir de duas tarifas: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Tarifa de Energia (TE). A tarifa da TUSD é subdividida em TUSD Demanda e TUSD Energia, enquanto a tarifa TE é única. Ambas as tarifas podem ser diferenciadas ou não, dependendo dos horários ou postos tarifários, sendo classificadas como única, ponta, fora de ponta ou intermediária. Cada modalidade possui um conjunto distinto de componentes tarifários. A Figura 2 ilustra os componentes tarifários associados às modalidades citadas.

Grupo	Subgrupo	Nível de Tensão/ Classe de Consumo	Modalidades Tarifárias	
A	A1, A2 e A3	(>230kV), (88 a 138kV) e (69kV)	Horária Azul	
	A3a, A4 e AS	(30 a 44 kV), (2,3 a 25 kV) e (subterrêneo)	Horária Verde	
	-	-	Grupo A faturando como Grupo B*	
B	B1	Residencial	Convencional	Horária Branca - exceto para subclasse Baixa Renda
	B2	Rural		Horária Branca
	B3	Demais Classes - Comercial, Industrial e Poder Público (Subclasse Serviço Público e Consumo Próprio)		
	B4	Poder Público (Subclasse Iluminação Pública)		-

* O Grupo A pode ser faturado como Grupo B, permitindo o enquadramento nas modalidades convencional ou branca. Em contrapartida, para isso, a soma das potências nominais dos transformadores da unidade consumidora deve ser, no máximo, 112,5 kVA. Considerando um fator de potência unitário, a demanda contratada não pode exceder 112,5 kW.

Fig. 1. Modalidades tarifárias possíveis para os consumidores no mercado cativo.

Grupo		Grupo A		Grupo B	
Modalidade		Horária Azul	Horária Verde	Convencional	Horária Branca
Demanda de potência (kW)	TUSD Demanda	Ponta	Única	-	-
		Fora Ponta			
Consumo de energia (kWh)	TUSD Energia	Única	Ponta	Única	Ponta
			Fora Ponta		Intermediário
					Fora Ponta
	TE	Ponta	Ponta	Única	Ponta
		Fora Ponta	Fora Ponta		Intermediário
					Fora Ponta

Nota: As tarifas de TUSD Demanda, TUSD Energia e TE podem obter descontos percentuais com base nos Benefícios Tarifários. Estas vantagens são oferecidos aos consumidores de acordo com o destino da energia, a categoria de energia consumida e o pertencimento a grupos específicos, tais como comunidades indígenas ou populações de baixa renda.

Fig. 2. Componentes tarifárias de acordo com as modalidades tarifárias.

Pode-se observar que o grupo A deve contratar tanto a demanda de potência (TUSD Demanda) quanto a energia consumida (TUSD Energia e TE), caracterizando uma tarifação binômia. Por outro lado, o grupo B contrata exclusivamente a energia consumida (TUSD Energia e TE), sendo classificado como uma tarifação monômia.

As tarifas de ponta, fora de ponta e tarifa única apresentam diferenças significativas, refletindo os custos e incentivos do sistema elétrico. As tarifas de ponta, aplicadas nos horários de maior consumo, são mais altas devido aos custos extras do sistema. Já as tarifas fora de ponta, em horários de menor consumo, são mais baixas, incentivando o uso em momentos de menor carga. A diferenciação tarifária, especialmente nas modalidades com horários específicos, busca incentivar os consumidores a deslocarem o uso de energia elétrica para períodos fora de ponta, otimizando seus custos e contribuindo para o equilíbrio entre oferta e demanda no sistema elétrico [8].

Nesse cenário, as modalidades tarifárias, como Horária Azul e Horária Verde, utilizam os componentes únicos (TUSD Energia e TUSD Demanda), cujos valores são geralmente próximos aos das tarifas fora de ponta da modalidade oposta. Por outro lado, nas modalidades Convencional e Horária Branca, as tarifas de ponta são mais elevadas do que as tarifas únicas, enquanto as tarifas fora de ponta apresentam valores mais baixos, refletindo a diferenciação dos custos. Os diferentes valores dos componentes tarifários de cada modalidade

permitem ao consumidor cativo realizar análises mais detalhadas, considerando seu padrão de consumo (potência e energia) ao longo das horas e a precificação de cada componente.

2.2 Bandeiras Tarifárias, Tributos e Outros Elementos da Fatura de Energia Elétrica

As Bandeiras Tarifárias, implantadas em 2015, refletem os custos da geração de energia por meio de cores (verde, amarela e vermelha, em dois patamares), orientando o consumo conforme as condições do sistema.

Os tributos que incidem sobre a fatura de energia elétrica incluem os impostos federais PIS ou PIS/PASEP (Programa de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público) e COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social), além do ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços), de competência estadual, e da COSIP ou CIP (Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública), de competência municipal.

Além das tarifas, bandeiras tarifárias e tributos, outros elementos podem influenciar a fatura de energia. Para consumidores do Grupo A, destacam-se o reativo excedente e a ultrapassagem de demanda por posto tarifário. Já para participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), a energia injetada na rede (energia compensada) também impacta o valor final.

3 METODOLOGIA

A metodologia proposta para o desenvolvimento da ferramenta envolveu três etapas principais: arcabouço regulatório, levantamento de dados e implementação. Na primeira etapa, foi realizado um estudo aprofundado das resoluções e normativas aplicáveis ao mercado cativo, além do entendimento detalhado dos mecanismos de tarifação de energia elétrica. Entre as normativas de faturamento analisadas, destacam-se: Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021 [9], Resolução Normativa ANEEL nº 956/2021 e Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET).

Na segunda etapa, referente ao levantamento de dados, foi realizada uma análise detalhada dos seguintes itens:

1. Tarifas de energia elétrica disponíveis no banco de dados da ANEEL com dados de 2010 a junho de 2024 [10].
2. Postos horários vigentes de todas as concessionárias [11].
3. Histórico das bandeiras tarifárias disponibilizado pela ANEEL, com dados atualizados até junho de 2024 [12].

Por fim, na terceira etapa do desenvolvimento, optou-se pelo uso do Microsoft Excel 365 Online para o desenvolvimento do protótipo inicial da ferramenta. A escolha do Excel se justifica por sua facilidade em manusear filtros e realizar cálculos em planilhas, o que permite a simulação de faturas de energia de forma prática. Além disso, sendo uma solução gratuita para instituições e estudantes qualificados, o Excel oferece ampla acessibilidade, facilitando sua adoção por diversas escolas e organizações.

4 FERRAMENTA PROPOSTA

A ferramenta proposta funciona como uma base de dados tarifária ampliada, que não só armazena tarifas atualizadas, mas também integra as regras tarifárias vigentes. Essas regras permitem analisar o padrão de consumo do usuário e determinar qual modalidade tarifária ou enquadramento é mais adequado para aquele perfil. O usuário deve inserir dados complementares, como:

- Dados de faturamento: informações relacionadas ao consumidor, como a distribuidora local, subgrupo tarifário, modalidade tarifária, tipo de ligação (baixa ou alta tensão), participação no mercado livre e enquadramentos específicos (como tipo de acessante, classe rural, geração distribuída, entre outros). Também são consideradas as datas de leitura inicial e final da fatura de energia e os impostos aplicáveis, como PIS, COFINS, ICMS e CIP.
- Dados de consumo e geração: energia injetada (SCEE), energia reativa excedente, demanda de potência contratada e faturada, e energia consumida, todos detalhados por postos tarifários (ponta, intermediário e fora ponta) e meses de consumo.

Com essas informações, a ferramenta fornece dois resultados principais, ilustrado na Figura 3.

1 - Recriação da Fatura de Energia: utilizando os dados fornecidos, a ferramenta gera uma fatura simulada, que pode ser comparada à fatura real do consumidor. Essa contraprova garante que os dados inseridos estão consistentes e que a ferramenta está operando corretamente.

2 - Estudo do Enquadramento Tarifário: Com base no padrão de consumo do consumidor e nas regras tarifárias armazenadas, a ferramenta analisa e sugere a modalidade tarifária ou o enquadramento mais vantajoso, considerando todas as possibilidades disponíveis.

Desta forma, a ferramenta possibilita o consumidor efetuar uma análise precisa e personalizada (dados de faturamento e consumo/geração).

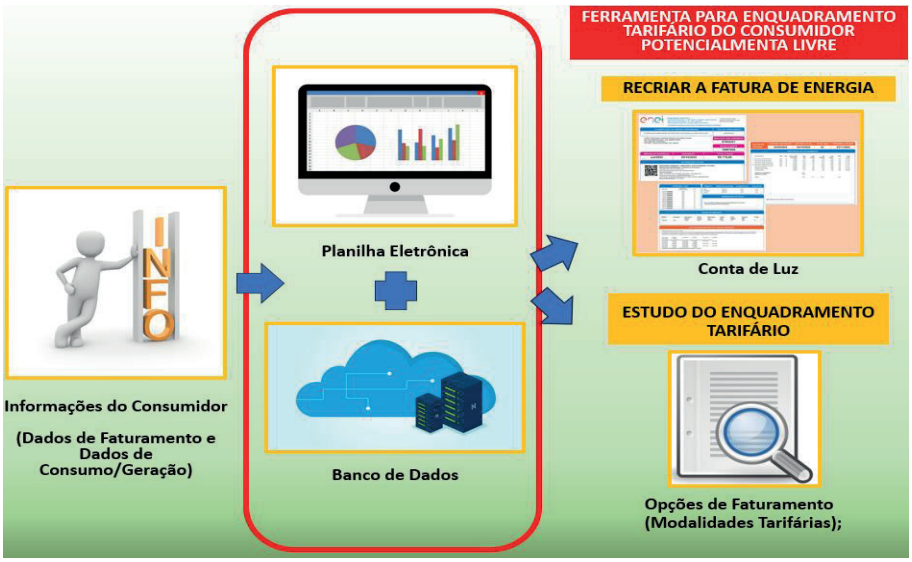


Fig. 3. Esquemático da ferramenta proposta.

5 RESULTADOS

5.1 Consumidor 1

O compilado dos dados do Consumidor 1 [13] são apresentados na Figura 4.

Características do Consumidor	
Distribuidora Local	CPFL - PIRATININGA
Modalidade Tarifária	Verde
Subgrupo Tarifário/Atvidade Econômica	A4 - Industrial
Leitura Atual da Fatura de Energia Elétrica	28/05/2018
Leitura Anterior da Fatura de Energia Elétrica	26/04/2018
Tipo de ligação a Rede de Distribuição	trifásico
Micro ou Minigeração Distribuída	Não possui

Tributos Vigentes	
PIS/PASEP (%)	1,35%
COFINS (%)	6,20%
ICMS (%)	18,00%
CIP/COSIP (R$)	60,00

Valores de Consumo/Geração		
	Ponta	Fora Ponta + Intermediário
Demanda de Potência Consumida Faturada (kW)	283,27	283,27
Demanda de Potência Consumida Contratada (kW)	200,00	200,00
Consumo de Energia (kWh)	8.849,85	68.276,07
Consumo de Energia - exclusivamente no período intermediário (kWh)	Não informado	
Consumo de Energia Reativa Excedente (kVArh)	0,00	39,36
Demanda de Potência Reativa Excedente (kVAr)	0,00	0,00

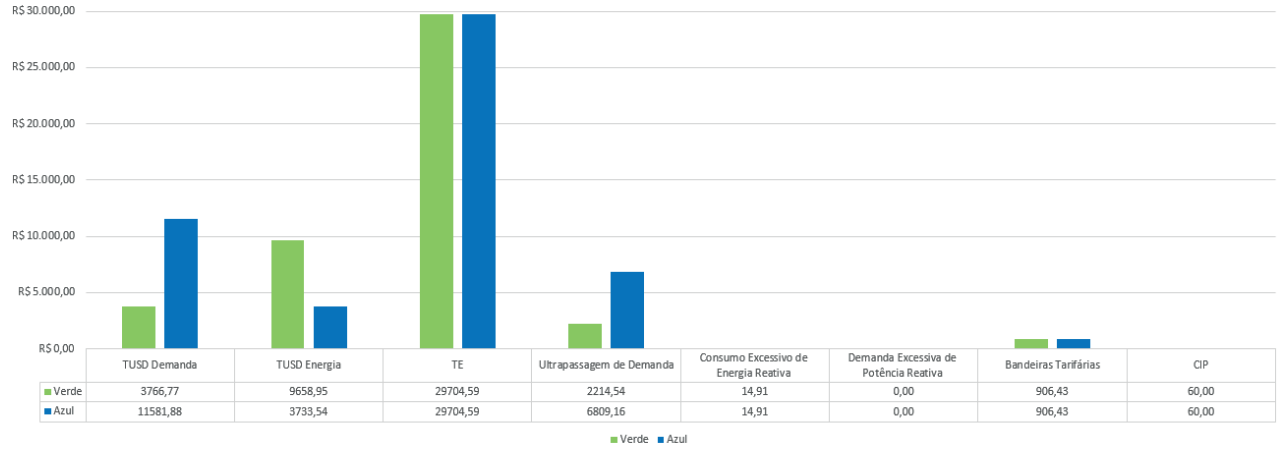
Fig. 4. Dados simplificados de faturamento e de consumo/geração do Consumidor 1, respectivamente.

A partir destes dados, a ferramenta disponibiliza a tabela comparativa ilustrado na Figura 5 e o gráfico da Figura 6. Pode-se observar que o consumidor possui apenas duas modalidades tarifárias disponíveis devido à sua demanda de potência superior a 112,5 kVA, o que o impede de ser faturado como Grupo B (modalidades Convencional e Horária Branca). Adicionalmente, pode-se analisar que a modalidade Horária Verde apresenta-se como a mais vantajosa.

Modalidade Tarifária	Horária Verde	Horária Azul	Convencional	Horária Branca
Valor da Fatura de Energia (R$)	46.326,20	52.810,50	Modalidade tarifária não permtida. O consumidor possui uma demanda de potência maior que 112,5kVA.	Modalidade tarifária não permtida. O consumidor possui uma demanda de potência maior que 112,5kVA.

Fig. 5. Tabela comparativa dos valores das faturas de energia para o Consumidor 1.

Observando os elementos da fatura de energia da Figura 6, destaca-se que o valor significativamente superior da TUSD Demanda na modalidade Azul ao da modalidade Verde. Isso ocorre devido à exigência de contratação de duas demandas distintas na modalidade Azul: uma para o período de ponta e outra para o período fora de ponta, enquanto na modalidade Verde há apenas uma única contratação de demanda. Essa diferenciação também impacta a cobrança por Ultrapassagem de Demanda, que, na modalidade Azul, é aplicada separadamente para cada faixa horária, ao passo que, na modalidade Verde, a cobrança é única.



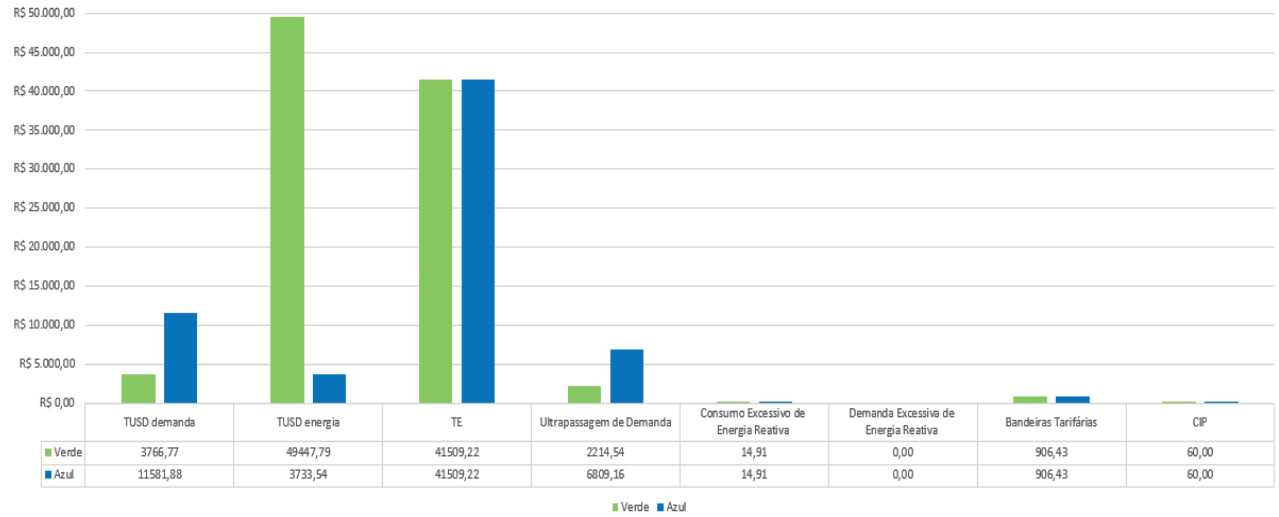
	TUSD Demanda	TUSD Energia	TE	Ultrapassagem de Demanda	Consumo Excessivo de Energia Reativa	Demanda Excessiva de Potência Reativa	Bandeiras Tarifárias	CIP
Verde	3766,77	9658,95	29704,59	2214,54	14,91	0,00	906,43	60,00
Azul	11581,88	3733,54	29704,59	6809,16	14,91	0,00	906,43	60,00

Fig. 6. Gráfico comparativo dos valores dos elementos da fatura de energia para o Consumidor 1.

Em relação à TUSD Energia, a modalidade Verde apresenta um custo maior, pois a TUSD Energia é diferenciada entre os períodos de ponta e fora de ponta, com valores distintos para cada um. Por outro lado, na modalidade Azul, a TUSD Energia tem o mesmo valor, independentemente de ser no período de ponta ou fora de ponta, ou seja, há uma tarifa única para ambos os períodos. Por fim, ambas as modalidades apresentam os mesmos custos para os elementos de TE, Consumo Excessivo de Energia Reativa, Demanda Excessiva de Potência Reativa, Bandeiras Tarifárias e CIP.

5.2 Consumidor 2

O Consumidor 2 foi criado efetuando uma alteração hipotética no Consumidor 1 (inversão dos dados de consumo de energia nos períodos de ponta e fora de ponta). Os principais resultados são apresentados a seguir.



	TUSD demanda	TUSD energia	TE	Ultrapassagem de Demanda	Consumo Excessivo de Energia Reativa	Demanda Excessiva de Energia Reativa	Bandeiras Tarifárias	CIP
Verde	3766,77	49447,79	41509,22	2214,54	14,91	0,00	906,43	60,00
Azul	11581,88	3733,54	41509,22	6809,16	14,91	0,00	906,43	60,00

Modalidade Tarifária	Horária Verde	Horária Azul	Convencional	Horária Branca
Valor da Fatura de Energia (R$)	97.919,66	64.615,13	Modalidade tarifária não permtida. O consumidor possui uma demanda de potência maior que 112,5kVA.	Modalidade tarifária não permtida. O consumidor possui uma demanda de potência maior que 112,5kVA.

Fig. 7. Resultados da ferramenta proposta para o Consumidor 2.

Observa-se que, para o Consumidor 2, a modalidade tarifária mais vantajosa passa a ser a Azul, devido ao fato de que, nessa modalidade, a TUSD Energia possui um valor único para todos os períodos. Apesar da necessidade de contratação de duas demandas distintas na modalidade Azul, em vez de apenas uma na Verde, a distribuição do consumo entre os períodos de ponta e fora de ponta torna essa opção economicamente mais favorável. De modo geral, essa opção tende a ser mais benéfica para consumidores com baixa demanda e elevado consumo no período de ponta. Por outro lado, a modalidade Verde se mostra mais vantajosa para aqueles com alta demanda de potência e baixo consumo de energia no horário de ponta.

5.3 Consumidor 3

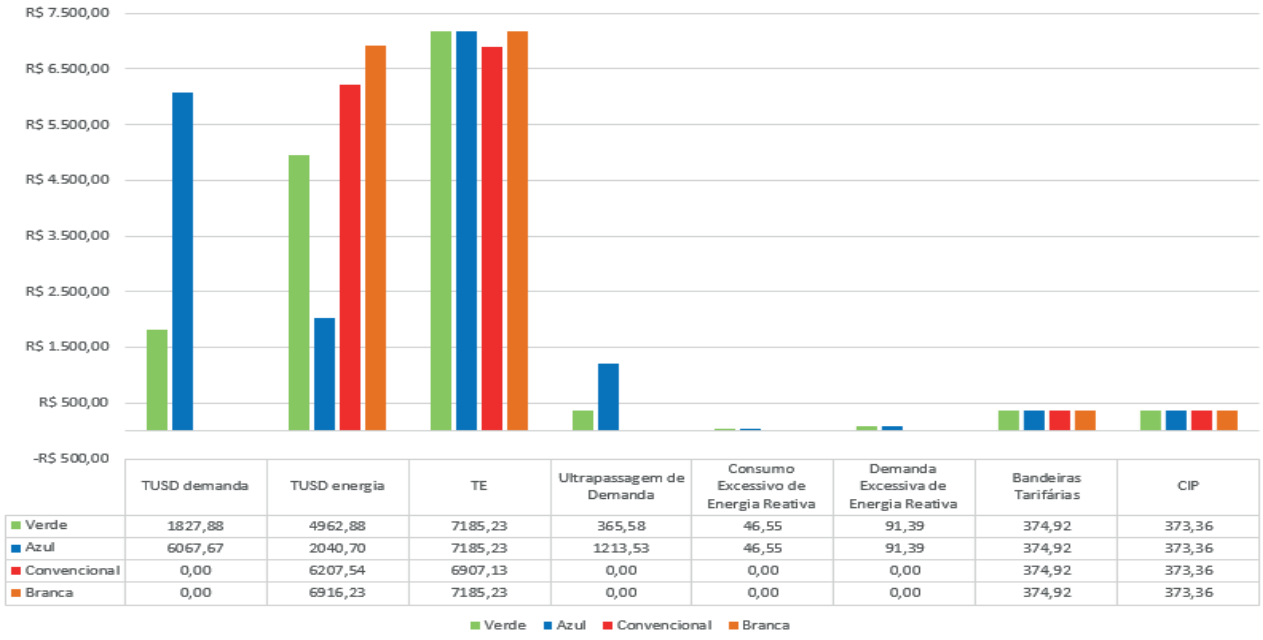
O Consumidor 3 é baseado na fatura [14], mas com alguns dados ajustados, ilustrados na Figura 8. Os principais resultados da ferramenta proposta são ilustrados na Figura 9.

Características do Consumidor	
Distribuidora Local	CELESC - DIS
Modalidade Tarifária	Verde
Subgrupo Tarifário/Atvidade Econômica	A4 - Industrial
Leitura Atual da Fatura de Energia Elétrica	10/12/2019
Leitura Anterior da Fatura de Energia Elétrica	10/01/2020
Tipo de ligação a Rede de Distribuição	trifásico
Micro ou Minigeração Distribuída	Não possui

Tributos Vigentes	
PIS/PASEP (%)	0,67%
COFINS (%)	3,10%
ICMS (%)	25,00%
CIP/COSIP (R$)	373,36

Valores de Consumo/Geração		
	Ponta	Fora Ponta + Intermediário
Demanda de Potência Consumida Faturada (kW)	100,00	100,00
Demanda de Potência Consumida Contratada (kW)	90,00	90,00
Consumo de Energia (kWh)	2830,00	17055,00
Consumo de Energia - exclusivamente no período intermediário (kWh)	1705,50	
Energia Reativa Excedente (kVArh)	0,00	134,00
Demanda de Energia Reativa Excedente (kVAr)	0,00	5,00

Fig. 8. Dados simplificados de faturamento e de consumo/geração do Consumidor 3, respectivamente.



	TUSD demanda	TUSD energia	TE	Ultrapassagem de Demanda	Consumo Excessivo de Energia Reativa	Demanda Excessiva de Energia Reativa	Bandeiras Tarifárias	CIP
Verde	1827,88	4962,88	7185,23	365,58	46,55	91,39	374,92	373,36
Azul	6067,67	2040,70	7185,23	1213,53	46,55	91,39	374,92	373,36
Convencional	0,00	6207,54	6907,13	0,00	0,00	0,00	374,92	373,36
Branca	0,00	6916,23	7185,23	0,00	0,00	0,00	374,92	373,36

Modalidade Tarifária	Horária Verde	Horária Azul	Convencional	Horária Branca
Valor da Fatura de Energia (R$)	15.227,78	17.393,35	13.862,94	14.849,74

Fig. 9. Resultados da ferramenta proposta para o Consumidor 3.

Neste caso, observa-se que o Consumidor 3 poderia optar por ser faturado como pertencente ao Grupo B, aproveitando a isenção dos custos de demanda, ultrapassagem de demanda, consumo e demanda excessiva de energia reativa, o que torna essa alternativa significativamente mais vantajosa. Dentro do Grupo B, a modalidade mais indicada seria a Convencional, tendo em vista seu padrão de consumo, especialmente devido ao alto consumo registrado no período de ponta.

6 CONCLUSÕES

A ferramenta proposta se mostra eficaz ao permitir que os consumidores analisem e comparem as diferentes modalidades tarifárias disponíveis em sua concessionária, ajudando-os a identificar a opção mais vantajosa com base no seu perfil de consumo. As análises realizadas para os perfis de consumidores testados

confirmaram que a ferramenta é capaz de fornecer recomendações precisas e adaptadas às características de cada consumidor. Outras faturas de teste foram simuladas e validadas de maneira eficiente.

Como futuros desenvolvimentos, os autores planejam efetuar aprimoramentos na ferramenta, como a inserção do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), que envolve uma série de detalhes, assim como o cálculo de impostos, que requer ajustes em virtude das recentes mudanças nas regras de tributação, como a transição do ICMS de cálculo por dentro para o cálculo por fora. Adicionalmente, está sendo analisada a alteração da ferramenta do Microsoft Excel 365 Online para a versão desktop, devido ao grande volume de dados e informações, que tem gerado dificuldades de performance. No entanto, essa alteração dificulta o compartilhamento da ferramenta, o que pode limitar sua disseminação. Como alternativa, também será analisada a implementação em outras plataformas, visando equilibrar funcionalidade e acessibilidade.

7 REFERÊNCIAS

[1] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA (ABRACEEL*). Cartilha Mercado Livre de Energia Elétrica.* 23 maio 2019. Disponível em: https://pt.scribd.com/document/575210580/ABRACEEL-process-230519. Acesso em: 9 fev. 2025.

[2] MME. *Portaria normativa n° 50/GM/MME, de 28 de setembro de 2022.* Diário Oficial da União, Brasília, DF, 28 set. 2022. Disponível em: https://in.gov.br/web/dou/-/portaria-normativa-n-50/gm/mme-de-27-de-setembro-de-2022-432279937. Acesso em: 9 fev. 2025.

[3] ABRACEEL. *Cartilha do Mercado Livre de Energia.* Edição 2, 2024. Disponível em: https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/post/2023/10/Cartilha-Mercado-Livre-de-Energia-Edicao-2-2024-1.pdf. Acesso em: 9 fev. 2025.

[4] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). *Guia rápido para migrar ao Mercado Livre de Energia.* Disponível em: https://www.ccee.org.br/documents/80415/27405027/Guia_Rapido_para_Migrar_ao_Mercado_Livre_de_Energia_-_vertical_2.pdf/29ce1254-362b-1165-14c3-0dc5ea480de6. Acesso em: 9 fev. 2025.

[5] FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DE SÃO PAULO (FIESP). *Mercado Livre de Energia Elétrica.* São Paulo, 2016. Disponível em: https://sitefiespstorage.blob.core.windows.net/uploads/2016/06/deinfra-mercado-livre-energia-eletrica.pdf. Acesso em: 9 fev. 2025.

[6] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL*). Módulo 7: Estrutura tarifária das concessionárias de distribuição. Submódulo 7.1: Procedimentos gerais. Versão 2.5 C*. Brasília, 2022. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_7_1_V2_5C.pdf. Acesso em: 9 fev. 2025.

[7] ANEEL. *Tarifas.* Disponível em: https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas. Acesso em: 9 fev. 2025.

[8] ANEEL. *Estrutura tarifária para o serviço de distribuição de energia elétrica: proposta geral. Audiência pública nº 120/2010.* Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/nren2011464.pdf. Acesso em: 9 fev. 2025.

[9] ANEEL. *Resolução Normativa nº 1000/2021*. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf. Acesso em: 9 fev. 2025.

[10] ANEEL. *Base de dados das tarifas das distribuidoras de energia elétrica.* Disponível em: https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/basestarifas. Acesso em: 9 fev. 2025.

[11] ANEEL. *Postos tarifários das distribuidoras*. Disponível em: https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZTQyNGM4ZWItYzI2ZC00YmU0LTg0OWUtNzMwODRmMmFhNTcwIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9. Acesso em: 9 fev. 2025.

[12] ANEEL. *Bandeiras tarifárias.* Disponível em: https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/bandeiras-tarifarias. Acesso em: 9 fev. 2025.

[13] KIKUMOTO, Bruno. *Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos para o grupo A.* Canal Solar, 28 fev. 2019. Disponível em: https://canalsolar.com.br/dimensionamento-de-sistemas-fotovoltaicos-para-o-grupo-a/. Acesso em: 9 fev. 2025.

[14] C2E. *Como ler a fatura de energia da sua empresa.* C2E, 14 jan. 2021. Disponível em: https://c2e.com.br/como-ler-a-fatura-de-energia/. Acesso em: 9 fev. 2025.

Comité de Estúdios C5 – Mercados de Electricidad y Regulación

Análisis de los Precios Marginales por Localización del Sistema Interconectado Nacional de Paraguay considerando obras de generación de energía eléctrica solar fotovoltaica según el Plan Maestro de Generación de la Administración Nacional de Electricidad

N. GIMÉNEZ *
FPUNA
Paraguay
nikigimenez@fpuna.edu.py

M. DÍAZ
FPUNA
Paraguay
math.diaz95@fpuna.edu.py

G. BAUM
FPUNA
Paraguay
gbaum@fpuna.una.py

S. LÓPEZ
FPUNA
Paraguay
slopez@fpuna.una.py

Resumen- *El crecimiento sostenido de la demanda de energía eléctrica en Paraguay plantea retos significativos para garantizar la disponibilidad, confiabilidad del suministro eléctrico y costos adecuados. El Plan Maestro de Generación (PMG) 2021-2040 de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) proyecta un aumento de la demanda hasta 12.878 MW en el 2040, por lo que son necesarias diferentes obras de generación. Entre ellas, la opción más recurrente de expansión es la instalación de generación solar fotovoltaica, considerando su impacto en los Precios Marginales por Localización (Local Marginal Price, LMP). Se utilizó un modelo matemático basado en un Flujo Óptimo de Potencia (OPF) para calcular los LMP bajo diferentes escenarios de demanda y generación futura. Los resultados muestran disparidades significativas en los LMP entre distintas zonas del sistema, con un margen de hasta 30 $/MWh en las zonas cercanas a las fuentes de generación solar fotovoltaicas. Estos hallazgos destacan la importancia de las decisiones de localización en la infraestructura eléctrica y su relevancia para reducir la congestión en la red, optimizando el costo total del sistema.*

Palabras clave: Precios Marginales por Localización – LMP – Precios Nodales – Sistema Interconectado Nacional – SIN – Congestión del sistema de transmisión – Inversiones en sistemas de generación y transimisión – Plan Maestro de Generación – Flujo Óptimo de Potencia – Generación solar fotovoltaíca.

1 INTRODUCCIÓN

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Paraguay constituye la principal infraestructura energética del país, respaldado por un parque de generación compuesto por las hidroeléctricas Acaray, Itaipú y Yacyretá, las cuales poseen una capacidad instalada total de 8.818 MW. Sin embargo, el crecimiento sostenido de la demanda eléctrica, con una tasa promedio anual del 4,88%, representa un desafío considerable para la sostenibilidad y la confiabilidad del sistema. Este fenómeno se evidenció en febrero de 2024, cuando el consumo eléctrico alcanzó un máximo histórico de 4.905 MW, lo que pone de manifiesto la necesidad de implementar medidas estratégicas para satisfacer las crecientes exigencias energéticas.

A pesar de las inversiones significativas realizadas en los últimos años para fortalecer las líneas de transmisión, la capacidad de generación sigue siendo un factor limitante que restringe la potencia disponible para el suministro. Frente a este contexto, la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) ha

* Karaja y Mcal. Estigarribia N° 512 – Villa Elisa.

desarrollado los Planes Maestros de Transmisión y Generación, los cuales tienen como objetivo ampliar el SIN mediante el incremento de la capacidad de transmisión y la incorporación de fuentes de generación renovable, tales como energía solar fotovoltaica, bancos de baterías y centrales híbridas.
Para garantizar la viabilidad técnica y económica de estas iniciativas, resulta crucial evaluar de manera integral su factibilidad. En este ámbito, los Precios Marginales por Localización (*Local Marginal Price*, LMP por sus siglas en inglés) desempeñan un papel fundamental al proporcionar un análisis detallado de los costos asociados a la generación, las pérdidas y la congestión en diferentes áreas del sistema. Este enfoque permite identificar las ubicaciones óptimas para la instalación de nueva infraestructura, reflejando las condiciones operativas reales de manera más precisa que las tarifas planas convencionales. Cabe destacar que, en el contexto del SIN, las líneas de transmisión operan con niveles de carga elevados (superiores al 60% o 70%), lo que genera áreas de congestión caracterizadas por sobrecostos, especialmente en zonas alejadas del sistema principal.
En este artículo se propone llevar a cabo un análisis exhaustivo de los LMP en el SIN, considerando las incertidumbres asociadas al crecimiento de la demanda eléctrica en las distintas barras del sistema. Asimismo, se evaluará la factibilidad de las obras de expansión contempladas en el Plan Maestro de Transmisión y Generación de la ANDE, integrando nuevas fuentes de energía solar fotovoltaica a la matriz energética nacional. Este análisis busca promover un equilibrio eficiente entre la oferta y la demanda energética, optimizando la asignación de recursos y fortaleciendo la sostenibilidad y la resiliencia del sistema eléctrico de Paraguay.

2 MATERIALES Y MÉTODOS.

2.1 Flujo óptimo de potencia

El Flujo Óptimo de Potencia (Optimal Power Flow, OPF por sus siglas en inglés) constituye una herramienta clave para la operación y planificación de sistemas eléctricos de potencia, al abordar la distribución óptima de generación y demanda de energía con el objetivo de minimizar un criterio predeterminado. Este criterio puede incluir el costo total de generación, las pérdidas de transmisión o incluso objetivos medioambientales como la reducción de emisiones de carbono (Low, 2013). El OPF no solo optimiza la operación de los sistemas eléctricos en condiciones de estado estacionario, sino que también proporciona información estratégica para futuras inversiones en infraestructura eléctrica (Kirschen y Strbac, 2004). La formulación del OPF implica ajustar parámetros controlables del sistema, como niveles de generación, flujos de potencia reactiva y configuraciones de TAP en transformadores, para optimizar una función objetivo. Este problema de optimización está sujeto a múltiples restricciones, incluyendo leyes físicas que rigen el comportamiento de los generadores y redes de transmisión, límites térmicos en líneas, restricciones de estabilidad y consideraciones operativas específicas (Méndez y Rudnick, 2004). Por naturaleza, el OPF se formula como un problema de programación no lineal, dado que las funciones objetivo suelen ser no lineales y las restricciones combinan ecuaciones lineales y no lineales. Entre las técnicas comunes para resolver el OPF se incluyen enfoques determinísticos como métodos basados en gradientes y algoritmos heurísticos avanzados, dependiendo de la complejidad del sistema y las características del problema planteado (Onate y Ramírez, 2007). El OPF no solo es crucial en la operación diaria de los sistemas interconectados, sino que también desempeña un papel vital en la definición de los LMP. Estos precios reflejan el costo marginal de suministrar una unidad adicional de energía en un nodo específico, teniendo en cuenta las restricciones de transmisión y las pérdidas asociadas, proporcionando así señales económicas claras para la operación y expansión del sistema eléctrico (Tang y Jain, 2013).

2.2 Precios marginales por localización en corriente alterna

El Precio Marginal por Localización (*Locational Marginal Price*, LMP por sus siglas en ingles) en un sistema eléctrico es el costo marginal de suministrar una unidad adicional de carga en un nodo específico, considerando las restricciones físicas de la red, como pérdidas de transmisión y límites de capacidad. En sistemas de corriente alterna (CA), esta formulación es más compleja debido a la naturaleza no lineal de las ecuaciones que describen el flujo de potencia. El LMP en CA se descompone en tres componentes principales:

- **Costo de generación:** Representa el costo marginal de producir energía en un nodo sin considerar pérdidas o congestiones.
- **Costo de pérdidas:** Tiene en cuenta la energía adicional necesaria para compensar las pérdidas en la transmisión entre el generador y el nodo de demanda.
- **Costo de congestión:** Refleja las limitaciones físicas de la red, como restricciones térmicas en las líneas de transmisión o límites de estabilidad.

Matemáticamente se expresa de la siguiente manera:

$$LMP_i = LMP_{referencia} + LMP_{congestiones\ i} + LMP_{perdidas\ i}$$

El problema se plantea como un problema de optimización no lineal. El operador del sistema resuelve un problema de OPF, buscando minimizar el costo total de generación sujeto a restricciones físicas y operativas del sistema (Méndez y Rudnick, 2004; Kirschen y Strbac, 2004).

2.2.1 Cálculo del LMP

El precio marginal por localización en un nodo i se determina como:

$$LMP = \lambda_i + \sum_{(i,j)\,\epsilon\,L} \mu_{ij} \frac{\partial P_{ij}}{\partial P_i}$$

La interpretación económica de calcular el LMP en una barra se puede interpretar de las siguientes maneras:

- **Generación eficiente:** En ausencia de pérdidas y congestión, el LMP es uniforme en todo el sistema y refleja el costo marginal del generador más barato.
- **Impacto de pérdidas:** Si existen pérdidas significativas, el LMP aumenta en los nodos más alejados de los puntos de generación.
- **Impacto de congestión**: Cuando una línea alcanza su capacidad máxima, el LMP varía entre nodos aguas arriba y aguas debajo de la restricción, incentivando ajustes en la generación y la demanda.

El cálculo del LMP es fundamental para garantizar la operación económica y segura de los sistemas eléctricos de potencia. Al reflejar los costos reales de generación, perdidas y congestión, los LMP ofrecen señales claras para la operación y para las decisiones de inversión en infraestructura de transmisión y generación.

2.3 Modelado del caso de estudio

El caso de estudio aborda el Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Paraguay, considerando un horizonte de estudio de seis años, con el año 2024 como caso base. El crecimiento de la demanda eléctrica se modela mediante una tasa fija de crecimiento a largo plazo (4.8%), de acuerdo con los lineamientos establecidos en los Planes de Generación y Transmisión de la ANDE, asumiendo que este crecimiento es uniforme para todos los nodos del sistema.

El modelo matemático desarrollado incorpora una representación multinodal del SIN, donde cada nodo se modela como un punto de conexión que puede actuar como generador o carga, y está vinculado a otros nodos a través de líneas de transmisión que incluyen sus respectivas restricciones físicas y operativas. Este enfoque permite una evaluación detallada de las restricciones de transmisión y su impacto en los LMP.

Para la implementación del modelo, se utilizaron datos proporcionados por la ANDE, procesados inicialmente mediante el *software* ANAREDE (una herramienta especializada del paquete CEPEL ampliamente reconocida para simulaciones de flujos de potencias). Posteriormente, los datos fueron

convertidos al entorno MATLAB utilizando MATPOWER, una librería especializada para el análisis de sistemas eléctricos de potencia. Este proceso implicó el desarrollo de algoritmos personalizados que permitieron la lectura, conversión y adaptación de los datos provenientes de ANAREDE al formato compatible con MATPOWER.

La validación del modelo se llevó a cabo mediante el análisis del flujo de potencia en corriente alterna (PF AC), con el objetivo de verificar que el modelo implementado reproduzca adecuadamente el comportamiento del SIN real. Para evaluar la precisión del modelo, se emplearon dos métricas principales: el error cuadrático medio porcentual (MSPE, por sus siglas en inglés) y el error cuadrático medio porcentual raíz (RMSPE, por sus siglas en inglés). Estas métricas se definieron mediante las formulas (6) y (7):

$$MSPE = \frac{1}{N} \sum_{i}^{n} \left(\frac{V\,anarede_i - Vmatpower_i}{V\,anarede_i} \right)^2 \quad (6)$$

$$RMSPE = \sqrt{MSPE} \quad (7)$$

Donde V anarede y V matpower representan la magnitud o el ángulo de tensión en el nodo, y N es el número total de nodos analizados. Los resultados obtenidos para la magnitud y el ángulo de tensión se presentan en la Tabla I:

Variables	MSPE (%)	RMSPE (%)
Magnitud de tensión (en p.u.)	0,0987	3,1429
Angulo (en grados)	4,82	21,94

Tabla I. Valores de los errores medios cuadráticos porcentuales

Aunque el error asociado al ángulo de tensión es relativamente alto, se considera aceptable debido a que las diferencias angulares entre nodos, más que su valor absoluto, son las que tienen un impacto directo en el cálculo de los flujos de potencia activa y reactiva en el sistema. Además, el modelo de flujo de potencia en corriente alterna presentan una sensibilidad inherente a las no linealidades asociadas al ángulo de tensión, lo que contribuye a estos valores elevados. Sin embargo, los resultados obtenidos son consistentes con los rangos esperados para este tipo de análisis, validando la aplicabilidad del modelo en estudios avanzados relacionados con costos marginales y restricciones operativas.

3 SIMULACIÓN DE LOS CASOS DE ESTUDIO DEL SIN

3.1 Metodología

Para esta investigación, se eligieron exclusivamente centrales solares fotovoltaicas como parte de las expansiones debido a que el Plan Maestro de Generación (PMG) contempla centrales híbridas, bancos de baterías y pequeñas centrales hidroeléctricas. Esta selección permite enfocar el análisis en el impacto directo de las tecnologías fotovoltaicas puras, aislando su contribución al sistema eléctrico nacional y facilitando la evaluación de su desempeño frente a escenarios sin generación complementaria.

- **Escenario base**: Configuración actual del sistema sin nuevas inversiones.
- **Escenarios con expansiones:** Inclusión de proyectos solares fotovoltaicos según el PMG:
  - ✓ *Sistema Metropolitano:* **Parque Solar Valenzuela (2024)**, construcción de una central fotovoltaica con 416,670 paneles fotovoltaicos (100,000 kWp). La instalación incluye

inversores de 500 kWx220, 100 kWx10 y 10 kWx10, un banco de baterías de litio de 44,000 kWh, y se estima una energía anual generada de 276,000 MWh.

- ✓ *Sistema Central:* **Parque Solar Carayaó (2025)**, construcción de una central fotovoltaica con las mismas especificaciones que el Parque Solar Valenzuela: 416,670 paneles fotovoltaicos (100,000 kWp), inversores de 500 kWx220, 100 kWx10 y 10 kWx10, un banco de baterías de litio de 44,000 kWh y una generación anual de 276,000 MWh.

- ✓ *Sistema Central (Ampliación):* **Parque Solar Carayaó (2026)**, ampliación de la central fotovoltaica existente con una capacidad adicional de 416,670 paneles fotovoltaicos (100,000 kWp), manteniendo las mismas especificaciones en inversores, banco de baterías y generación anual, alcanzando un total estimado de 276,000 MWh adicionales.

3.2. Diseño de ingeniería

Las líneas de transmisión de 500, 220, 66 kV del SIN fueron consideradas en el presente caso de estudio, junto con los transformadores y los compensadores de reactivos. Para abordar el crecimiento proyectado de la demanda, se incorporaron nuevas obras de infraestructura tanto en el área de transmisión como de generación, en conformidad con las disposiciones de los Planes Maestros de la ANDE.

Las cargas se modelaron como despachables, es decir, sensibles al precio de la energía. La proyección de la demanda eléctrica se fundamentó en datos históricos proporcionados por la ANDE, que indican un crecimiento promedio anual del 4,8%, según el Plan Maestro de Generación. Este valor fue empleado como parámetro base para representar la evolución de la demanda durante el horizonte de análisis. Con el modelo detallado del SIN y las proyecciones de demanda, se realizó el cálculo del Flujo Óptimo de Potencia (OPF) para cada año dentro del horizonte de simulación. Este análisis fue implementado utilizando el software MATPOWER en su versión 8.1, complementado con el optimizador *Primal-Dual Interior Point Method* (PDIPM), un algoritmo eficiente para resolver problemas de optimización no lineal a gran escala como el OPF, gracias a su capacidad para manejar restricciones no lineales y garantizar la convergencia en sistemas complejos. La integración del optimizador resultó esencial para garantizar la solución del OPF debido a la complejidad inherente del SIN, que incluye elementos eléctricos avanzados y restricciones operativas significativas.

3.3 Resultados y Discusion

En este apartado se presentan los resultados obtenidos del análisis realizado para calcular los LMP en corriente alterna en cada barra SIN. Las muestras están organizadas por subsistemas: Este, Sur, Central, Metropolitano, Norte y Oeste, siguiendo la nomenclatura establecida por la ANDE. En la Tabla II se muestran los valores promedio de los LMP en cada subsistema sin la implementación de las obras de paneles solares fotovoltaicos. Por otro lado, en la Tabla III se presentan los LMP promedio considerando la inclusión de paneles solares fotovoltaicos conectados a las barras de 220 kV, específicamente en las subestaciones Valenzuela (2024) y Carayaó (2025 y 2026). En la actualidad, el SIN está compuesto exclusivamente de centrales de generación hidroeléctrica para su abastecimiento. Entre las principales unidades generadoras destacan Acaray, Itaipú y Yacyretá, cuyos costos de producción son de 10, 33.35 y 22.63 $/MWh, respectivamente. Asimismo, es relevante mencionar que Itaipú se establece como la barra de referencia en el modelo, dado su papel central y estratégico en la estructura del sistema eléctrico nacional.

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ESTE	22,033	20,852	25,393	31,158	33,599	34,325	29,506
SUR	23,09	23,913	34,372	34,907	35,126	37,254	33,457
CENTRAL	57,996	18,747	28,181	34,689	35,199	35,271	30,828
METROPOLITANO	22,668	19,874	31,169	30,921,	34,822	34,709	27,558
NORTE	24,061	26,877	25,871	32,942	35,808	36,084	30,684
OESTE	24,709	25,411	30,272	35,414	39,209	39,507	33,275

Tabla II. Promedio de los LMP en cada subsistema sin la implementación de obras en $/MWh

Una vez calculados los LMP sin incluir obras de expansión, se realizaron los cálculos para las nuevas obras planificadas en los años 2024, 2025 y 2026. Las simulaciones se llevaron a cabo bajo un escenario de horario de punta de carga, donde las plantas solares fotovoltaicas despachan toda su capacidad máxima. Este enfoque permite evaluar el impacto total de estas fuentes en la reducción de costos marginales y en la mitigación de restricciones de transmisión durante períodos de alta demanda. Las plantas solares fueron modeladas como generadores de 110 MW conectados a las barras de 220 kV, en línea con las especificaciones del PMG, que establece una capacidad instalada de 100,000 kWp para parques solares. Este ajuste simplifica el modelado y asegura una representación realista del desempeño de los parques Valenzuela y Carayaó en el SIN. Además, se consideró un costo de operación para las plantas solares de 60 $/MWh, reflejando las condiciones económicas asociadas a estas tecnologías.

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ESTE	22,451	22,771	33,346	29,627	31,691	25,737	21,958
SUR	23,332	23,507	32,818	36,649	39,596	38,662	35,826
CENTRAL	27,308	23,835	34,861	33,955	37,783	37,051	22,223
METROPOLITANO	22,662	23,944	34,871	28,539	43,911	42,884	16,521
NORTE	24,778	25,088	37,846	29,927	41,826	39,247	21,806
OESTE	25,673	27,072	39,588	32,772	45,134	43,344	23,924

Tabla III. Promedio de los LMP en cada subsistema con la implementación de obras en $/MWh

El análisis de los resultados sin la incorporación de las obras solares fotovoltaicas muestra que los LMP son menores en las barras cercanas a los puntos de generación, como en los sistemas Este y Sur, mientras que, en regiones geográficamente más alejadas, como el Sistema Oeste, los LMP son más altos. Una excepción notable es el Sistema Central en 2024, donde el promedio alcanza 57,996 $/MWh, debido a la sobrecarga del transformador 220/66 kV en la Subestación Paso Pe (SE-PPE), lo que genera congestiones en las líneas de 66 kV hacia Villarrica (SE-VIL) y Caaguazú (SE-CZU), con LMP elevados de 81,995 $/MWh y 108,6 $/MWh, respectivamente. Este problema se soluciona en 2025 con la recapacitación de la línea 66 kV PPE-VIL, aumentando su capacidad a 100 MVA, según el PMT. A partir de entonces, los LMP aumentan gradualmente con el crecimiento de la demanda, reflejando la necesidad de expansión continua de la infraestructura de generación y transmisión. Para 2030, la ampliación de la Central Hidroeléctrica de Acaray, conforme al PMG, introduce una tercera casa de máquinas con dos turbogeneradores Francis de 37,5 MW cada uno, sumando 35 MW medios. Además, su interconexión en 220 kV mediante una estación elevadora 13.8/220 kV refuerza la capacidad de evacuación de energía, optimizando el despacho de generación, reduciendo restricciones en la transmisión y mejorando la seguridad operativa, lo que se traduce en una reducción significativa de los costos marginales del sistema.

En el marco del análisis de la implementación de las plantas solares fotovoltaicas para los años 2024, 2025 y 2026 en las subestaciones Valenzuela y Carayaó, se observa un comportamiento similar al del escenario anterior, donde los LMP aumentan progresivamente en función del incremento sostenido de la demanda, seguido de una disminución significativa en 2030. En estos casos, los sistemas Metropolitano y Central son los más beneficiados debido a la instalación de las obras solares fotovoltaicas, que han contribuido a disminuir parcialmente las congestiones en la red de transmisión y reducir los costos marginales en ciertas barras estratégicas. Sin embargo, en términos de promedio de LMP, al comparar los valores entre los escenarios sin obras y con obras, se observa un aumento generalizado en los LMP. Este comportamiento puede atribuirse a diversos factores, tales como:

- **Dinámica de despacho de generación**: La inclusión de generación solar cambia la estructura de despacho del sistema eléctrico, lo que puede modificar los precios marginales en diferentes regiones.
- **Capacidad de transmisión disponible**: Las restricciones en la red pueden impedir una distribución óptima de la energía generada, afectando los costos en ciertas áreas.

- **Ubicación de las nuevas plantas solares**: Al estar ubicadas en Valenzuela y Carayaó, su impacto en la reducción de costos depende de la infraestructura de transmisión y la demanda en cada subsistema.

Si se realiza un análisis más detallado a nivel de cada barra dentro de estos sistemas, se identifican disminuciones importantes en los LMP en ciertas ubicaciones claves, especialmente en el año 2024. En el análisis anterior, se había detectado congestión en las líneas de transmisión (LT) de 66 kV PPE-VIL, lo que impactó directamente los precios marginales en barras críticas. Con la incorporación de generación solar, estas congestiones se redujeron, lo que explica la disminución de los LMP en algunas barras específicas:

- **SE-CZU**: Reducción de 108,869 $/MWh a 85,911 $/MWh.
- **SE-VIL**: Reducción de 81,999 $/MWh a 66,199 $/MWh.

En la mayoría de las barras de los sistemas Metropolitano y Central, se observa un incremento promedio de 0,1 $/MWh en los LMP, lo que puede atribuirse a dos factores principales. Primero, el despacho preferente de las plantas solares, ya que, aunque la generación renovable tiene costo variable nulo, no siempre logra desplazar completamente a otras fuentes de generación debido a restricciones operativas y de transmisión, lo que mantiene en operación algunas unidades más costosas. Segundo, las limitaciones en la transmisión, que pueden impedir que la energía solar fluya de manera eficiente hacia zonas de alta demanda, generando desajustes entre oferta y demanda y elevando los costos marginales en ciertos nodos. Además, el aumento de la generación local puede alterar las pérdidas por transmisión, afectando la distribución de los precios en distintas áreas del sistema. Cabe resaltar que los costos operativos de los generadores modelados en el sistema se establecieron en 60 $/MWh, lo que indica que los valores observados en los LMP siguen reflejando efectos de congestión y costos de redistribución de carga en algunas zonas del sistema. Sin embargo, a medida que se implementen mejoras en la infraestructura de transmisión y se optimice el despacho de generación, se espera que los beneficios de la generación solar sean más evidentes en la reducción de costos a mediano y largo plazo.

El análisis de los LMP en 2026 en los Sistemas Central y Metropolitano muestra que la incorporación de generación solar fotovoltaica ha tenido un impacto positivo en la reducción de costos marginales. En general, la generación solar permitió disminuir los LMP en las barras con altos valores, estabilizando los costos y reduciendo picos extremos que en el escenario sin generación renovable eran evidentes. En el Sistema Central la reducción de los LMP en las barras críticas, en donde los precios son más altos, fue evidente. Sin embargo, algunas barras aún presentaron valores elevados sin generación solar, lo que indica que, en el escenario base, existían congestiones en la transmisión o restricciones operativas que encarecían el despacho de energía. Con la generación solar, se mitigaron estos efectos, aunque no de manera totalmente uniforme, lo que sugiere que aún existen limitaciones en la red de transmisión que impiden una distribución más homogénea de los beneficios de la generación renovable.

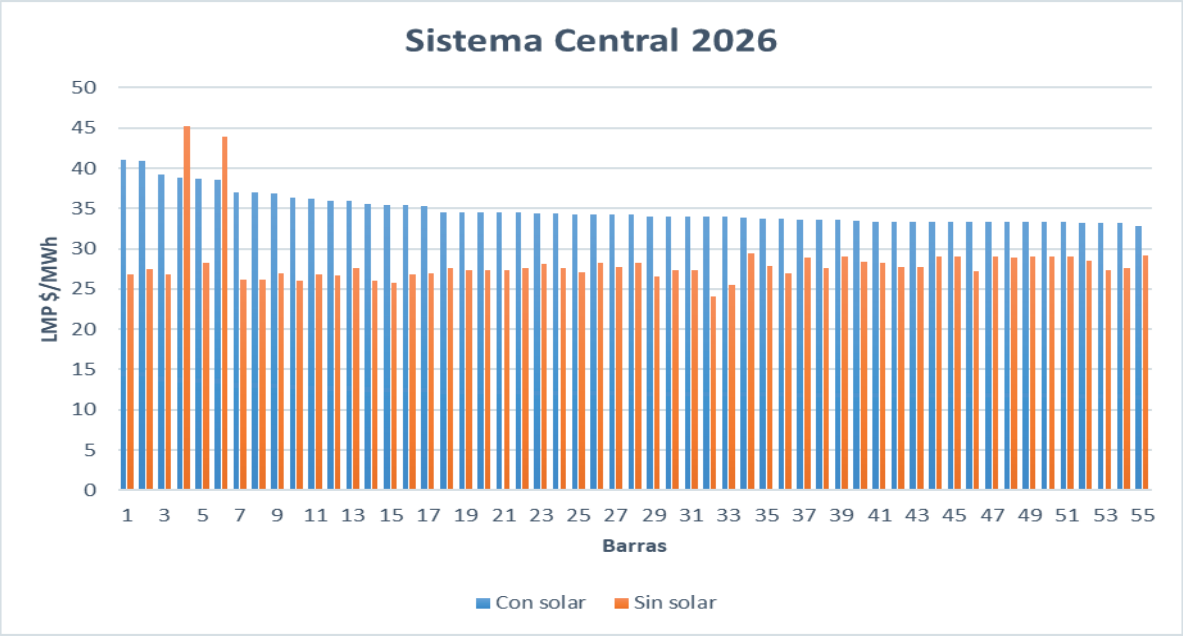


Figura 1. Valores de los LMP en $/MWh en cada barra del Sistema Central

La incorporación de generación solar en el Sistema Metropolitano tuvo un impacto visible, con una reducción clara de los LMP en las barras en donde se indican tener congestiones en las LT, pero con algunos picos extremos en el escenario sin generación solar donde se alcanzaron valores superiores a 70 $/MWh. Esta situación indica que, sin generación solar, existen zonas con alta demanda donde la falta de generación local obliga al sistema a despachar energía desde fuentes más costosas, generando picos de precios marginales. Con la incorporación de la Planta Solar Valenzuela y su ampliación, estos picos se redujeron considerablemente como se indica en la figura 2

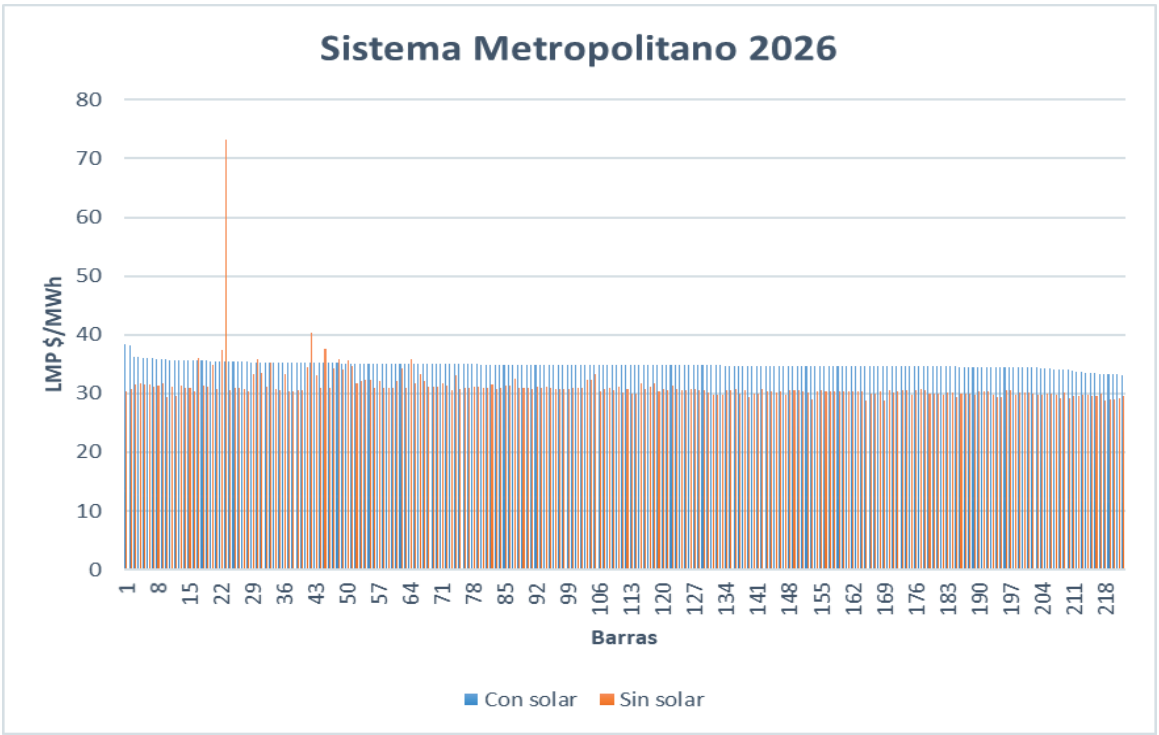


Figura 2. Valores de los LMP en $/MWh en cada barra del Sistema Metropolitano.

Para el año 2030, con la ampliación de la Central Hidroeléctrica de Acaray, el impacto en el SIN es aún más positivo. El Sistema Este es el más beneficiado por estas inversiones debido a su proximidad al nodo de generación hidroeléctrica, lo que permite una reducción significativa en los LMP. En este sistema, los valores promedio de los LMP sin las obras eran de 29,506 $/MWh, mientras que con las obras disminuyen a 21,958 $/MWh. Además, los sistemas Central y Metropolitano también experimentan reducciones aún mayores en los LMP, gracias a la combinación de nuevas plantas solares fotovoltaicas y la expansión de generación hidroeléctrica. Esta sinergia entre generación renovable e hidroeléctrica mejora el abastecimiento de energía en estos sistemas, optimizando el despacho de generación y reduciendo los costos marginales.

Estos efectos pueden observarse en las Figura 3 y Figura 4, donde se evidencia la disminución de los LMP en estas regiones.

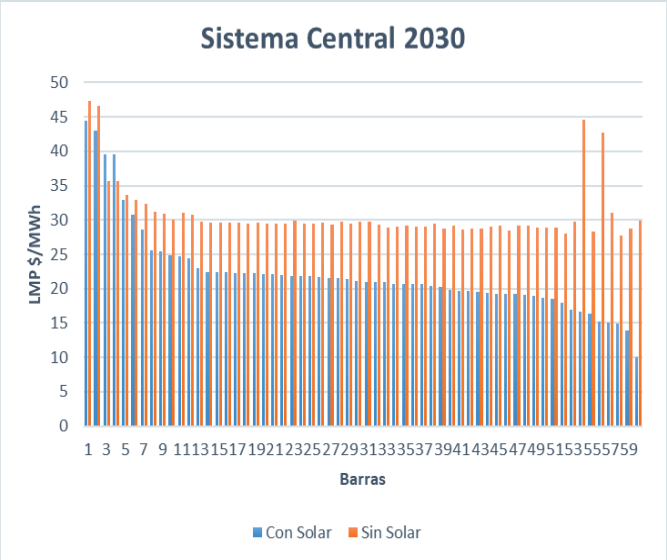


Figura 3. Comparación de los LMP en $/MWh

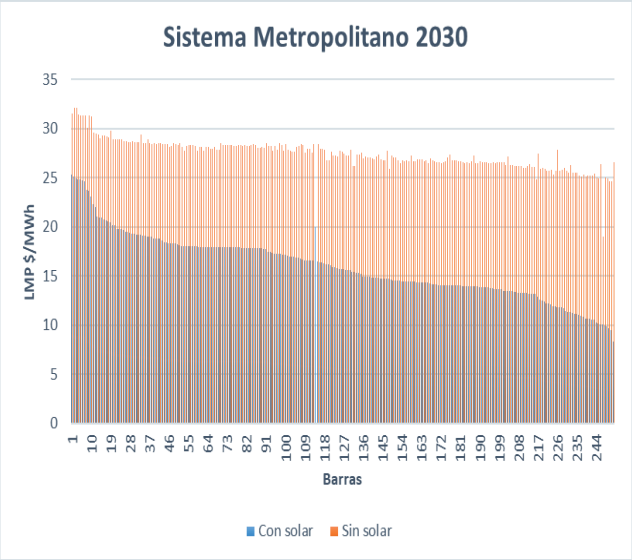


Figura 4. Comparación de los LMP en $/MWh

La combinación de la ampliación de la central de Acaray y la incorporación de plantas solares fotovoltaicas en el modelo del SIN para el año 2030 ha generado un impacto significativo en los LMP. En el Sistema Central, las figuras ilustran la presencia de generación solar ha reducido los LMP en la mayoría de las barras, especialmente en aquellas donde el costo marginal sin energía solar era más elevado. Esto indica que la generación renovable contribuye a disminuir los costos de despacho en la región, al reducir la necesidad de generación más costosa. En el Sistema Metropolitano, donde la penetración de generación renovable también es considerable, se observa una reducción de los LMP, lo que sugiere que la diversificación de la matriz energética ayuda a mitigar los efectos de la congestión y a mejorar la eficiencia del sistema. No obstante, el alivio de congestiones debido a la ampliación de Acaray y la incorporación de energía solar no se limita únicamente a estos dos sistemas, sino que también beneficia a los demás subsistemas del SIN, optimizando el flujo de energía en toda la red. Sin embargo, se resaltan específicamente estos dos sistemas debido a que es en ellos donde se han incorporado las plantas solares. La importancia de estas obras para el SIN a futuro radica en su capacidad para reducir costos de generación, diversificar la matriz energética y mejorar la seguridad del suministro, promoviendo una mayor sostenibilidad del sistema eléctrico y generando incentivos económicos para futuras inversiones en generación renovable y transmisión.

4. CONCLUSIÓN

El análisis de los Precios Marginales por Localización (*Local Marginal Price*, LMP) en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Paraguay ha permitido evaluar la incorporación de generación fotovoltaica y la ampliación de la Central Hidroeléctrica de Acaray. A través del modelo matemático basado en el Flujo Óptimo de Potencia, se han obtenido resultados que evidencian disminuciones significativas en los LMP en distintas barras del SINP, confirmando el beneficio económico de estas instalaciones de generación. Los subsistemas Central y Metropolitano son los más favorecidos por la incorporación de generación fotovoltaica, debido a la ubicación de las nuevas plantas en Carayaó y Valenzuela. Como ejemplo, en el Subsistema Central, la inclusión de generación fotovoltaica permitió una reducción en los LMP de varias barras. En la subestación Caaguazú, el LMP pasó de 108,86 $/MWh a 85,91 $/MWh, mientras que en Villarrica se redujo de 81,99 $/MWh a 66,19 $/MWh. A nivel global, el LMP promedio del Subsistema Central disminuyó de 30,83 $/MWh a 22,22 $/MWh con la incorporación de las plantas fotovoltaicas, evidenciando el impacto positivo de estas tecnologías en la reducción de costos de abastecimiento energético. Por otro lado, la ampliación de la Central Hidroeléctrica de Acaray en el 2030 tuvo un efecto directo en la reducción de los LMP, especialmente en el Subsistema Este, donde los LMP promedio bajaron en más de 7,5 $/MWh.

Esto demuestra que, si bien la energía fotovoltaica tiene un impacto positivo en la reducción de costos marginales y en el alivio de congestiones en la red, la incorporación de otras fuentes de generación contempladas en el Plan Maestro de Generación (PMG) también es fundamental para garantizar un sistema más confiable y eficiente. La ampliación de Acaray es un claro ejemplo del impacto positivo que tiene el aprovechamiento de generación hidroeléctrica en el SIN, lo que refuerza la necesidad de seguir impulsando proyectos de diversificación de la matriz energética.

Estos resultados resaltan la importancia de la planificación estratégica en la expansión del sistema eléctrico, mostrando que la combinación de generación hidroeléctrica y fotovoltaica es una solución efectiva para reducir costos de generación. Sin embargo, el análisis también evidencia la necesidad de continuar con inversiones en infraestructura de transmisión para maximizar los beneficios de estas expansiones. A futuro, la optimización del SINP con generación renovable y otras fuentes planificadas permitirá garantizar un suministro eléctrico más eficiente y con costos más competitivos para el país. Con esta versión, se mantiene la referencia a los subsistemas más impactados (Central y Metropolitano), pero solo se incluyen valores específicos del Subsistema Central como ejemplo. Además, se refuerza la importancia del PMG y la necesidad de diversificar la generación.

5. REFERENCIAS

[1] Administración Nacional de Electricidad (ANDE). Plan Maestro de Generación 2021-2040. Asunción, Paraguay, 2021.

[2] Administración Nacional de Electricidad (ANDE). Plan Maestro de Transmisión 2021-2032. Asunción, Paraguay, 2021.

[3] Wood, A. J., Wollenberg, B. F., & Sheble, G. B. Power Generation, Operation, and Control. 3rd ed. Wiley, 2013.

[4] CIGRE. Technical Brochures on Market Design and Transmission Planning. Varias publicaciones, 2020-2023.

[5] Low, S. H. "Convex relaxation of optimal power flow: A tutorial." Proc. IREP Symp. Bulk Power Syst. Dyn. Control (IREP), 2013.

[6] Méndez, R., & Rudnick, H. "Congestion Management and Transmission Rights in Centralized Electric Markets." IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 2, pp. 889-896, 2004.

[7] Kirschen, D. S., & Strbac, G. Fundamentals of Power System Economics. John Wiley & Sons, 2004.

[8] Onate, P. E., & Ramírez, J. M. "Optimal Power Flow Solution with Security Constraints by a Modified PSO." Proc. IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2007.

[9] Tang, W., & Jain, R. "Game-theoretic analysis of the nodal pricing mechanism for electricity markets." Proc. IEEE 52nd Annu. Conf. Decis. Control, 2013.

[10] Zhang, X.-P., Rehtanz, C., & Pal, B. Flexible AC Transmission Systems: Modeling and Control. Springer, 2006.

Comité de Estúdios C5 – Mercados de Electricidad y Regulación

PROPUESTA DE MODELO DE TARIFA DE ELECTRICIDAD PARA COMUNIDADES AISLADAS DEL PARAGUAY. CASO DE ESTUDIO COMUNIDAD DE YATA'I

F. LINDSTROM*
Fundación Parque Tecnológico Itaipu Paraguay
frankz.lindstrom@pti.org.py

G. RIVEROS
Fundación Parque Tecnológico Itaipu Paraguay
gustavo.riveros@pti.org.py

B. LÓPEZ
Universidad Privada del Este – Pte. Franco Paraguay
blasito0296@gmail.com

W. BENITEZ
Universidad Privada del Este – Pte. Franco Paraguay
eliezer.benitezvera@gmail.com

Resumen *– El Paraguay es uno de los países que posee mayor generación de energía eléctrica per cápita del mundo, pero existe aún varias comunidades del país que no tienen acceso a la electricidad. Esto ocurre debido a diversos factores como la infraestructura de los sistemas de transmisión y distribución que por los costos asociados a los mismos como también la situación socio económica de estas comunidades alejadas de estos sistemas impide acceder a la electricidad. El estudio "General assessment of electricity access in the Republic of Paraguay based on secondary data sources, Geographic Information Systems, and Energy Poverty" menciona que existen aproximadamente 5.116 comunidades o localidades del Paraguay sin acceso a la electricidad pero que posee un alto potencial para desarrollo sistemas de generación de energía local. Según su carta orgánica, la ANDE tiene por objetivo satisfacer en forma adecuado las necesidades de energía eléctrica del país, con el fin de promover su desarrollo económico y fomentar el bienestar de la población, mediante el aprovechamiento preferente de los recursos naturales de la Nación y deberá proponer planes y programas de desarrollo eléctrico. Así también, la ANDE determinará la tarifa en forma tal que los ingresos resultantes de su aplicación permitan a la mencionada institución cubrir todos los gastos de explotación y obtener una rentabilidad razonable sobre las inversiones afectadas a las actividades de abastecimiento eléctrico, con el objeto de asegurar la disponibilidad de los recursos necesarios para la atención de sus deudas y para la normal expansión de sus servicios. El objetivo de este trabajo es el de proporcionar datos para la formulación de alternativas para el acceso a la electricidad principalmente de comunidades aisladas del Paraguay, realizando un estudio para la implementación de una categoría de tarifa eléctrica de la ANDE para comunidades aisladas que estén distante a las redes de distribución, utilizando como caso de estudio a la comunidad de Yata'i, Yguazu – Alto Paraná.*

Palabras clave: ERIAC – ERLAC – Formato –Artículos – Instrucciones – Modelo – Archivo – Copyright – RIAC

1 INTRODUCCIÓN

El Banco de Desarrollo de América Latina y el Caribe presento en el Seminario de Energía, organizado por la OLADE, los resultados de su reporte de economía y desarrollo "Energías renovadas: Transición energética justa para el desarrollo sostenible" [1] donde menciona como uno de los principales desafíos el acceso a la electricidad, principalmente de comunidades pobres, proponiendo desarrollar estas políticas:

- Subsidios a la tarifa eléctrica focalizada en hogares de menor acceso
- Tarifa eléctrica por bloques

* Dirección del autor principal

- Subsidios y financiamiento para la adquisición de sistemas solares en hogares de menores ingresos
- Programas de regularización de las conexiones.

La Administración Nacional de Electricidad - ANDE tiene por objetivo satisfacer en forma adecuado las necesidades de energía eléctrica del país, con el fin de promover su desarrollo económico y fomentar el bienestar de la población, mediante el aprovechamiento preferente de los recursos naturales de la Nación y deberá proponer planes y programas de desarrollo eléctrico [2] sin embargo actualmente no cuenta con un programa de acceso a la electricidad y dentro de su pliego de tarifas no posee una categoría para que comunidades aisladas puedan tener una opción para acceder a la electricidad [3]. Datos preliminares presentados en el estudio "General assessment of electricity access in the Republic of Paraguay based on secondary data sources, Geographic Information Systems, and Energy Poverty" indican que existen aproximadamente 5.116 comunidades o localidades del Paraguay sin acceso a la electricidad pero que posee un alto potencial para desarrollo sistemas de generación de energía local, principalmente la solar [4]. Según los datos del informe del Mapeo del Potencial Energético Solar y Eólico del Paraguay, elaborado por la Fundación Parque Tecnológico Itaipu Paraguay – FPTI en el año 2018, indica que la radiación solar promedio del Paraguay es de 5,56 kWh/m2/día, donde la región occidental del Paraguay posee potencial energético solar adecuado para la instalación de sistemas fotovoltaicos de distintos portes [5].

Con el fin de proporcionar datos a los actores principales del sector eléctrico Paraguayo y de la región para el desarrollo de políticas y reglamentaciones para el acceso a la electricidad de comunidades aisladas, este trabajo desarrolla un caso de estudio con el fin de verificar cuales son los desafíos que la ANDE debe de tener en cuenta para desarrollar un modelo de tarifa para comunidades aisladas.

2 SITUACIÓN ACTUAL DE LA REGIÓN

En la región, la gran mayoría de los países optan por aplicar programas especificaos de acceso a la energía eléctrica a poblaciones de escasos recursos, en donde proporcionan kits fotovoltaicos y los usuarios se encargan del mantenimiento de los mismo. Uno de estos proyectos es el desarrollado por la Empresa Eléctrica Quito – EEQ de Ecuador donde la empresa instala pequeños sistemas fotovoltaicos y provee de artefactos de eficiencia energética, como luminarias y heladeras, a aproximadamente 400 familias de zonas rurales alejadas del Distrito Metropolitano de Quito [6]. El proyecto Luces de Esperanza de México fue desarrollado por la empresa de energía Iberdrola para que comunidades rurales de Oaxaca y San Luis Potosí puedan acceder a la electricidad mediante la instalación de sistemas fotovoltaicos. Un diferencial de este proyecto se enfoca realizar actividades para concientizar a los usuarios sobre el uso eficiente de la energía [7].

La dificultad de estos proyectos se encuentra en la sostenibilidad de estos en el tiempo, debido a que el usuario, que en su mayoría desconoce los conceptos básicos de electricidad, se encarga del mantenimiento de los sistemas. En la región de Alagoas en Brasil la empresa Equatorial Alagoas implemento un proyecto de microgeneración y eficiencia energética para comunidades aisladas de Piaçabuçu en el marco del programa E+ de comunidades solares en donde la empresa cobra una tarifa fija trimestral para el mantenimiento del sistema solar donde se incluye la sustitución del banco de baterías [8]. Con el objetivo de la universalización del servicio de energía eléctrica en el medio rural, La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas – UTE de Uruguay está desarrollando el Plan Uruguay 100% electrificado en donde posee una categoría tarifaria en la que la empresa le provee de kits fotovoltaicos y refrigeradores de bajo consumo y usuarios pagan una tarifa fija mensual que varía de entre 10 a 80 $/kWh dependiendo de la capacidad de pago del solicitante [9]. El programa Casa Solar de Chile es impulsado por el Ministerio de Energía y ejecutado por la Agencia de Sostenibilidad Energética y su objetivo es cofinanciar sistemas fotovoltaicos que estarán conectados a la red eléctrica de distribución permitiendo a familias poder acceder a servicios eléctricos de manera asequible [10] debido a que en el caso de Chile la demanda es mayor a la oferta de energía.

3 DESCRIPCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO

La premisa del trabajo es analizar la incorporación en el pliego de tarifas de la ANDE de una categoría para que comunidades aisladas del Paraguay puedan acceder a la electricidad. Para la elaboración de la estructura de costo de suministro y evaluar el impacto técnico/económico de la propuesta se utilizará como caso de estudio la incorporación de sistemas fotovoltaicos domiciliarios con tecnología de paneles fotovoltaicos policristalinos en la comunidad Yata´i, Yguazú – Alto Paraná, en donde el sistema mencionado deberá cubrir la energía mensual indicada en la categoría social del pliego de tarifa de la ANDE.

Para el análisis de los escenarios se realizarán simulaciones de consumo de energía eléctrica teniendo en cuenta la irradiación solar en un determinado año, el costo de generación, costo de fallas del sistema, costos de operación y el Plan Maestro 2021 – 2040 de la ANDE.

3.1 Comunidad Yata´i, Yguazú – Alto Paraná

Esta comunidad es una isla de 87 Ha. rodeado por aguas del río Yguazú y se encuentra dentro del distrito de Yguazu, a unos 85 Km aproximadamente de Ciudad del Este, donde habitan 32 familias. La posibilidad de acceder a los servicios de energía eléctrica por parte de la ANDE es complicado debido a que la comunidad se encuentra en un lugar muy remoto y llevar una línea de distribución implicaría una gran inversión, y a la vez económicamente poco factible debido a la poca demanda energética de la comunidad. Por ello es necesario buscar alternativas de suministro eléctrico a la comunidad de manera a mejorar la calidad de vida de sus habitantes.



Fig. 1. Ubicación de la comunidad de Yata´i, Yguazú – Alto Paraná.



Fig. 2. Una de las viviendas de la comunidad de Yata´i, Yguazú – Alto Paraná

3.2 Datos para generales utilizados para el análisis.

Los datos del sistema fotovoltaico a ser utilizado para la simulación de los escenarios son:

- Paneles Fotovoltaicos del tipo policristalino.
- Banco de baterías de tipo litio de LiFePO4.
- Porcentaje de perdidas totales del sistema: 14 %.
- Estructura de los paneles fotovoltaicos del tipo fija y sobre superficie con una inclinación de 15°.
- Valor de degradación de los paneles fotovoltaicos de 0,03% anual y de las baterías al 100 % al final de su ciclo de vida.

En lo que se refiere a los datos generales utilizados para las simulaciones, se definieron los siguientes criterios:

- Para la elaboración de los cálculos del CAPEX y OPEX fue utilizado la base de datos de la FPTI – PY actualizada al año 2024 para sistemas fotovoltaicos con sistemas de almacenamiento de energía basadas en LiFePO4.
- Para todos los casos, el periodo analizado fue de 15 años.
- La tasa de inflación utilizada fue de 4% anual.
- La ANDE proveerá los kits fotovoltaicos, gestionara la medición de consumo de energía y realizara el mantenimiento predictivo del sistema.
- La instalación del sistema y mantenimiento de este es de responsabilidad del usuario.

3.3 Formulación de los escenarios

Según el pliego de tarifa 21 de la ANDE [11], el consumo mensual de un usuario en la categoría 141 – Consumo Social en Baja Tensión es de 300 kWh y en promedio por día seria de 10 kWh/día. El valor de instalación de un sistema fotovoltaico con baterías del tipo LiFePO4 en Paraguay es de 2000 $/kWh sin tener en cuenta los costos asociados a la logística y montaje. A continuación, se detallan las características de los escenarios analizados:

a) Escenario 1: La tarifa de energía es igual al costo total del sistema fotovoltaico.

b) Escenario 2: La tarifa de energía es fija, por el valor que estipula la ANDE en su pliego de tarifa 21 que es de 15 $/mes por 300 kWh.

c) Escenario 3: La tarifa de energía es fija por un valor de 39 $/mes y que aumenta anualmente con la tasa de inflación.

d) Escenario 4: Para el caso de estudio de la comunidad Yata´i, en el estudio de consumo energético se verifico que si se aplica políticas de uso eficiente de la energía eléctrica en promedio por día es menor a 5 kWh/día. Para este escenario, la tarifa de energía es igual al costo total del sistema a lo largo del periodo de estudio.

e) Escenario 5: Se aplica el concepto de economía de escala al escenario 5.

f) Escenario 6: Se aplica el concepto de economía de escala y el consumo por día es de 5 kWh/día. La tarifa de energía es fija por un valor de 39 $/mes y que aumenta anualmente con la tasa de inflación.

4 ANALISIS DE LOS RESULTADOS

Para los escenarios en que la tarifa es igual al total de costo de provisión y monitoreo del sistema fotovoltaico el escenario 5 presenta la menor tarifa con un valor de 44 $/mes, esto principalmente se refleja que cuando se aplica la economía de escala, en donde la ANDE se adquiere sistemas fotovoltaicos/LiFePO4 por encima de 1 GW el CAPEX disminuye en aproximadamente un 32 % si se adquiere sistemas en el concepto de bajo demanda. Así también, desde el lado del usuario al aplicarse políticas de eficiencia energética el consumo de energía disminuye e impacta directamente en el costo del sistema

fotovoltaico/LiFePO4 esto se debe a que sistema de almacenamiento es aproximadamente el 60 % del costo total.

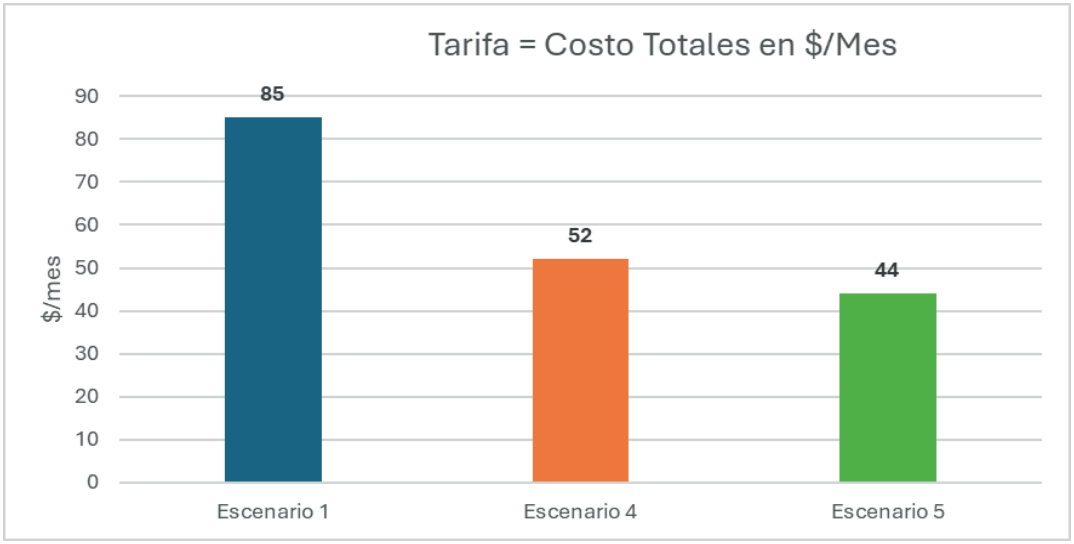


Fig. 3. Tarifa igual al costo total del sistema: Comparación de tarifas/escenarios.

Si se mantiene el valor de tarifa mensual a 15 $ la ANDE deberá de subsidiar el sistema de generación en aproximadamente 83 % y en el escenario 3 en un 40 %. Desde el lado del usuario, cuando se aplica políticas energéticas el valor a pagar por el usuario disminuye como se puede observar en la figura.

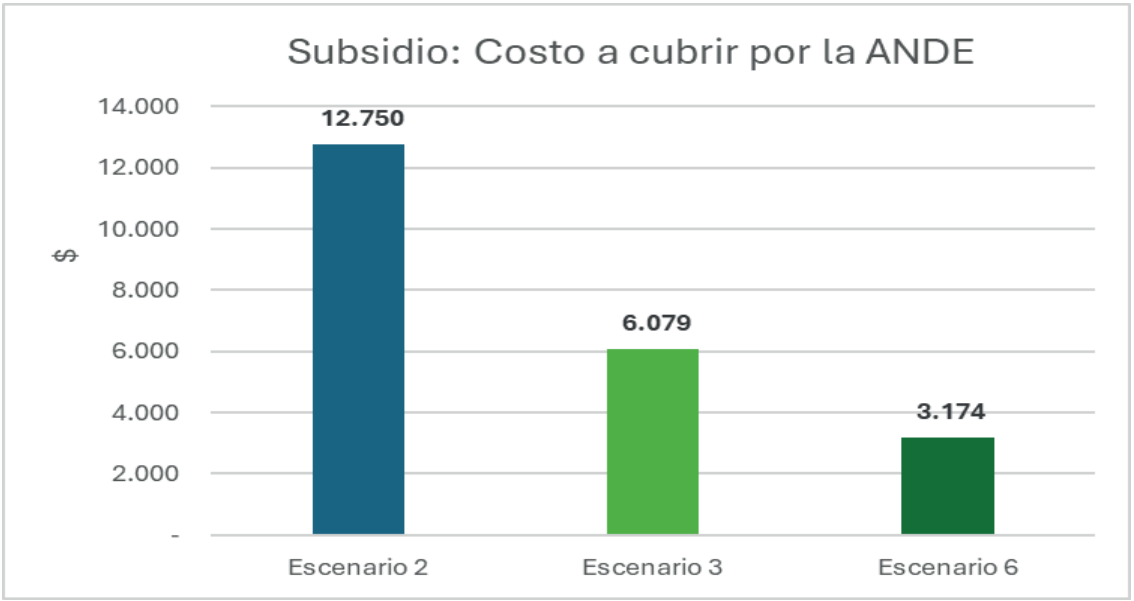


Fig. 4. Costo por cubrir la ANDE: Comparación de costo/escenarios.

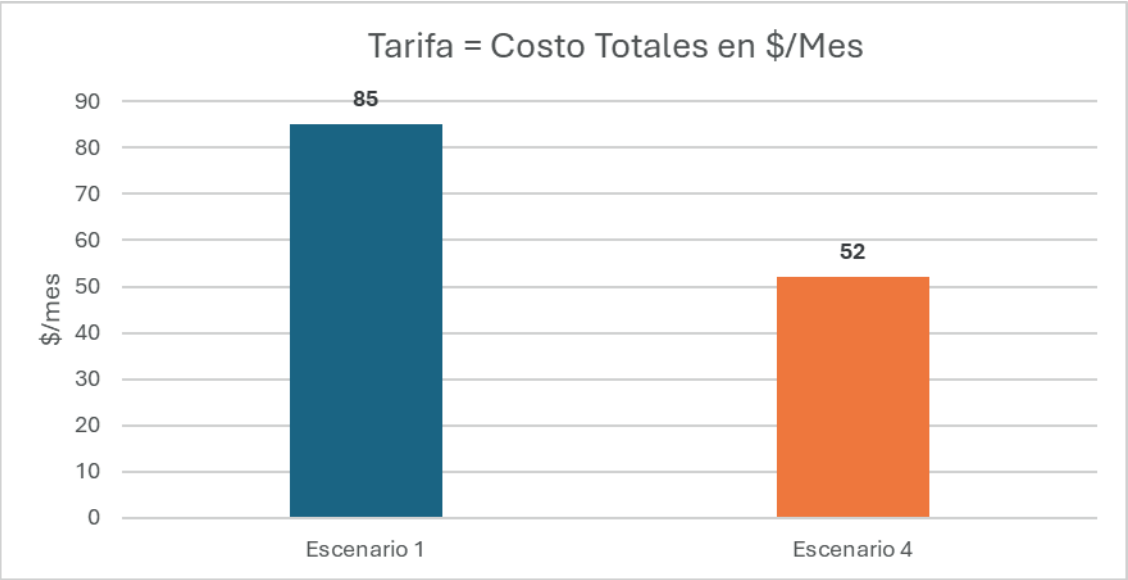


Fig. 5. Tarifa igual al costo total del sistema: Comparación de tarifas/escenarios.

5 CONCLUSIÓN

A nivel regional, cada país aplica sus programas de acceso a electricidad según la característica específicas de cada comunidad. La dificultad que encuentran en los proyectos que financian el 100 % de los costos del sistema de generación se encuentra en la sostenibilidad de estos en el tiempo, debido a que el usuario, que en su mayoría desconoce los conceptos básicos de electricidad, se encarga del mantenimiento de los sistemas. En algunos países, como el caso de Uruguay y Chile, la dificultad para el acceso a la electricidad está asociada a la falta de programas para adquirir sistemas fotovoltaicos.

Una realidad de Paraguay el acceso a la energía eléctrica en comunidades aisladas que algunos casos pude ser considerada una comunidad pobre, pero en otros casos estas comunidades poseen un ingreso básico pero que no le permite adquirir sistemas de generación en el mercado local como es el caso de la comunidad de Yata´i. Así también, actualmente la ANDE no dispone de un programa o categoría tarifaria para brindar opciones de acceso a la electricidad de estas comunidades.

En los escenarios analizados independiente del modelo tarifario a ser utilizado se pudo constatar que es necesario aplicar acciones o políticas de eficiencia energéticas esto debido a que en la estructura de costo de suministro de energía eléctrica por un periodo de tiempo es el sistema fotovoltaico y dentro del sistema el de mayor costo es el sistema de almacenamiento. Un factor importante que influye en los costos de los sistemas fotovoltaicos es la falta de mercado interno por lo cual el acceso a los equipamientos es difícil y costoso.

En base a los resultados, una alternativa seria que la ANDE aproveche los beneficios de la economía en escala y subsidie la adquisición de los equipos de generación y que el usuario financie el mantenimiento del sistema mediante el pago de una tarifa por kWh instalado. Así también, es necesario ampliar los escenarios de estudios que tengan en cuenta la reposición del sistema almacenamiento, los créditos y bonos verdes y nuevos modelos de negocio como el caso de las cooperativas energéticas y centrales virtuales.

6 CITAS BIBLIOGRAFICAS

[1] Reporte de Economia y Desarrollo – Energias renovadas Transición energetica justa para el desarrollo sostenible. Banco de Desarrollo de America Latina y el Caribe, 2024.

[2] Ley 966/64 Que crea la Administración Nacional de Electricidad - ANDE como ente autárquico y establece su Carta Orgánica. Asunción, 1964.

[3] Pliego de Tarifa Nro 21 – ANDE, Asunción, 2017.

[4] A. Gonzalez, P. Benitez, D. Ríos, L. Lezcano, k. Fernandez, S. Lopez, F. Fernandez, F. Bogado, V. Paravicini, V. Prado, "General assessment of electricity access in the Republic of Paraguay based on secondary data sources, Geographic Information Systems, and Energy Poverty" Energy Policy, Elsevier, Vol 191, 2024.

[5] Atlas del potencial energético solar y eólico del Paraguay, Fundación Parque Tecnologico Itaipu Praguay, Itaipu Binancional, 2014.

[6] L. Ini, "En Ecuador, distribuyen equipos fotovoltaicos en zonas rurales de Quito", PV Magazine, 2023.

[7] "Luces de Esperanza + ConcentrArte: una alianza con energía", Iberdrola México, Ciudad de Mexico, 2024.

[8] E. Nemitz, "O sol é para todos – e assim a luz chega a comunidades isoladas", Revista O Eco, Rio de Janeiro, 2024.

[9] Sistemas fotovoltaicos aislados - Plan Uruguay 100% electrificado, Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas – UTE, Montevideo, 2021.

[10] Programa Casa Solar, Ministerio de Energía Chile, Santiago, 2021.

[11] K. Ramirez, F. Riveros, "Propuesta de sistema swarm grid para la comunidad de Yata`i – Alto Paraná", Universidad Privada del Este, Pte. Franco, 2022.

[12] F. Lindstrom, G. Riveros, "Análisis de sensibilidad para sistemas fotovoltaicos conectados al SIN de la región occidental del Paraguay" XIV SESEP Seminario del Sector Electrico Paraguayo – CIGRE, Asunción, 2022.

[13] Levelized Cost of Storage - LCOS. Office of Indian Energy - US Department of Energy, Estados Unidos, 2021.

[14] Levelized Cost of Energy - LCOE. Office of Indian Energy - US Department of Energy, Estados Unidos, 2021.

[15] A. Castejon y G. Santamería, *Instalaciones Solares Fotovoltaicas.* Madrid: Editex, 2018.

[16] Diseño de Ingenieria, Plan de Construcción y Modelo O&M para proyectos de Energía Renovable. Organización Latinoamericana de Energía - OLADE, Quito, 2019.

[17] A. Jana, P. Banerji, "Urban Science and Engineering", Springer ANture Singapure, Singapur, 2021.

[18] Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update. National Renewable Energy Laboratory - US Department of Energy, Estados Unidos, 2024.

[19] Achieving the Promise of Low-Cost Long Duration Energy Storage. Energy Earthshots Storage - US Department of Energy, Estados Unidos, 2024.

[20] Top 10 Energy Storage Trends in 2023. Bloomberg, New York, 2023.

Comité de Estúdios C5 – Mercados de Electricidad y Regulación

Implementación de la Programación Intradiaria y sus impactos en el Mercado Eléctrico Chileno.

PATRICIO ANDRÉS GOYENECHE ROJAS[1]
Chile
patricio.goyeneche@coordinador.cl

MARÍA CECILIA PÉREZ DÍAZ
Chile
maria.perez@coordinador.cl

Resumen *– En este documento se analiza el valor que agrega la Programación Intradiaria (PID) a la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), describiendo diversos aspectos claves como resultado de la co-optimización de recursos, tales como el unit commitment de centrales de generación para cubrir los requerimientos de energía -vía mecanismo de costos auditados- y la asignación de reservas para atender los desbalances a través de servicios complementarios (SSCC) de control de frecuencia -vía mecanismo de subastas-. Este proceso de optimización de la Operación en Tiempo Real (OTR) que realiza el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) se ejecuta frente a eventos que alteran las condiciones previstas del sistema, como lo son fluctuaciones inesperadas en la demanda, disponibilidad y/o restricciones de generación, variaciones en los recursos renovables variables o afluentes hídricos, limitaciones de transmisión, entre otros. De esta forma, este documento busca dar a conocer los aspectos principales de la PID y cómo estos han impactado en forma positiva en la operación del SEN.*

Palabras-clave: Programación intradiaria, Programación de la Operación, Modelación, Sistemas Eléctricos.

1 INTRODUCCIÓN

Con la implementación de la Programación Intradiaria (PID) en Chile, el CEN ha dado un paso significativo en cuanto a eficiencia económica y seguridad en la operación de la red eléctrica. Este nuevo proceso de co-optimización del mercado de energía y servicios complementarios, permite contar con una herramienta de tiempo real, que adapta de manera precisa y oportuna el parque generador a la nueva condición operacional del sistema, garantizando la disponibilidad de recursos necesarios para atender eventos imprevistos y/o las desviaciones en la proyección de variables relevantes, apoyando en forma robusta las decisiones que debe tomar el Centro de Despacho y Control (CDC) para mitigar los actuales riesgos operacionales. A través de la integración dinámica de datos y la utilización de herramientas avanzadas para la resolución de problemas de optimización entero-mixto la PID no sólo permite mitigar en forma oportuna y eficiente las desviaciones que experimenta un sistema cada vez más complejo y de mayor incertidumbre, sino que también habilita un mecanismo que da mayor certeza a los agentes en cuanto a trazabilidad y uso eficiente de los recursos disponibles.

La PID en el SEN constituye un mecanismo fundamental para optimizar la operación del sistema eléctrico en tiempo real. En un entorno dinámico como el del sector energético, donde la variabilidad de la demanda y la generación renovable plantea desafíos constantes, la implementación de la PID ha surgido como una solución estratégica para mejorar la eficiencia operativa y la seguridad del suministro. Este artículo presenta un análisis detallado de la PID, abarcando su funcionamiento, las tecnologías empleadas, y los beneficios derivados de su aplicación.

El desarrollo de la PID en Chile fue precedido por un exhaustivo estudio de experiencias internacionales, lo que permitió identificar y adaptar un modelo de optimización como la herramienta más adecuada. Este modelo, junto con técnicas avanzadas de manejo de datos, a partir del uso de plataformas de monitoreo en tiempo real, permite prever y responder a cambios en las condiciones operativas del SEN con rapidez y precisión. A lo

[1] Parque Isidora Oriente 1061, Pudahuel. Santiago, Chile.

largo del documento se describen las etapas de implementación, las fuentes de información empleadas y el proceso de toma de decisiones.
Asimismo, se destaca cómo la PID contribuye a la co-optimización de energía y reservas, un aspecto que permite mejorar la asignación de los recursos de generación, a la vez que también reduce la brecha entre los costos operativos reales del sistema y aquellos que se proyectaron vía programa de operación. Finalmente, se examinan los beneficios observados tras la implementación de la PID, incluyendo una mejora en la capacidad del SEN para afrontar eventos imprevistos y mantener la continuidad del suministro eléctrico de manera eficiente y segura.

2 GENERALIDADES

2.1 Descripción del proceso

El problema conocido como Predespacho —denominado en inglés como Unit Commitment— consiste en minimizar los costos de operación del sistema eléctrico, asegurando que se cumpla el balance entra la generación y demanda a lo largo de un día o del intervalo de tiempo determinado como horizonte de optimización. La correcta coordinación de la inyección de energía de los generadores al sistema eléctrico resulta fundamental, considerando las restricciones y limitaciones inherentes al sistema y a los recursos de generación.
En el mercado eléctrico chileno, este proceso lo realiza diariamente la Programación de Corto Plazo (PCP), que es emitida el día anterior a la operación (en el día N-1), con un horizonte de 7 días. En adición a ello, a partir del 15 de julio de 2024, se implementó un nuevo esquema de Programación Intradiaria, cuyo objetivo es ajustar el parque generador durante la OTR, es decir, durante las horas restantes del día (en el transcurso del día N), para responder a las condiciones operacionales cambiantes y a las previsiones actualizadas para las variables del problema, con un horizonte de 48 horas. Los resultados de este proceso proporcionan directrices claves al CDC. La secuencia de los procesos involucrados en este proceso se describe en la siguiente Figura 1:

	Programa Corto Plazo	Programa Intradiaria
Aplicación	Diaria (Siguientes 24 horas)	Aplicable por solicitud (Horas restantes del día)
Herramientas	• Programa de optimización entero mixto	• Programa de optimización entero mixto
Entradas relevantes	• Demandas • Previsión de ERV • FCF – Valor del agua • Desconexiones programadas • Precios Combustibles • Ofertas de SSCC	• Fallas permanentes de Generación y Transmisión • Desviaciones relevantes de Demanda y combustibles • Disponibilidad o indisponibilidad de recursos previstos por la PCP.
Salidas relevantes	✓ Programa de 24 horas para la operación del día N ✓ Unidades E/S y F/S ✓ Adjudicación de SSCC	✓ Programa horizonte restante del día N ✓ Horizonte 48 horas ✓ Unidades E/S y F/S ✓ Adjudicación de SSCC
Realización	Día N-1	Día N

Figura 1 – Características Principales de la Programación de Corto Plazo y la Programación Intradiaria

En términos generales, el proceso de PID es de ejecución diaria y comprende dos hitos. El primero de ellos es la elaboración de un preprograma, que consiste en realizar un ajuste al problema matemático modelado en la PCP, adaptándolo al horizonte de menor duración de la PID, con el respectivo ajuste a las restricciones de extensión superior a 48 horas. El resultado obtenido provee las bases de datos necesarias para la ejecución del segundo paso del hito, el que consiste en la elaboración de la PID, la cual es únicamente ejecutada en la

medida en que así sea requerido, esto es, que el CDC determine la necesidad de disponer de una nueva programación con la cual readaptar el parque generador para hacer frente a los eventos y criterios descritos detalladamente en [1], dentro de los cuales se destacan los siguientes:

1. Desviaciones de demanda programada y/o generación de Energía Renovable Variable (ERV).
2. Cambios en la disponibilidad de unidades generadoras o de sus componentes.
3. Cambios en disponibilidad de combustibles.
4. Desconexión o limitación de instalaciones de transmisión.
5. Cambios en la Energía Afluente.
6. Decretos de racionamiento.

Cada uno de estos eventos cuenta con un criterio específico que justifica la ejecución de una PID. Asimismo, debe incorporarse toda la información relacionada con los factores desencadenantes del evento, asegurando que se logre la correcta representación dentro del problema de optimización del fenómeno eléctrico ocurrido en la OTR.

El proceso PID se realiza en turnos rotativos 24/7, por consiguiente, es una función continua al interior del CDC. Por tal motivo, los horarios y horizontes aplicables a la PID en el CDC durante la OTR son los siguientes:

- Caso 1: Evento en la operación entre las 0:00 y las 13:00 horas del día N
  - Si la duración del evento es dentro del día N: Se realiza la PID vigente para el día N en curso.

    Además, si el evento sobrepasa el día N, la PCP debe incluir dicho evento dentro de los datos de entrada para el desarrollo del programa del día N+1.
- Caso 2: Evento en la operación entre las 13:00 y las 21:00 horas
  - Si la duración del evento es dentro del día N: Se realiza la PID vigente para el día N en curso.
  - Además, si el evento sobrepasa el día N, dado que el horario es después del cierre del proceso de la PCP, se desarrollará una PID a partir de las bases utilizadas para el día N+1.
- Caso 3: Evento en la operación posterior a las 21:00 horas
  - Se realiza una PID vigente para el día N+1, utilizando las bases empleadas por la PCP para el día N+1.

Sintetizando la información, la PCP se elabora durante el día N-1 de operación del sistema. Eso implica que su confección utiliza la mejor información disponible durante el día hasta aproximadamente las 13.00 horas. Una vez generada, su vigencia será a partir de las 0.00 horas del día N de operación. Por su parte, la PID se realiza durante el día N de operación, puesto que, a diferencia de la PCP, es gatillada ante la ocurrencia de desviaciones o eventos imprevistos, no considerados en la programación vigente (PCP o PID), que impliquen una desadaptación del parque generador a las condiciones operacionales del SEN, y que atenten contra la operación segura y económica del sistema.

Estos lineamientos aseguran que la planificación y respuesta a eventos en la OTR se maneje de manera eficiente, independientemente del momento en que ocurran.

2.2 Formulación matemática del problema de optimización

Según lo reportado en la literatura, particularmente en [2] y [3], a lo largo de los años se han propuesto y evaluado diversas modelaciones matemáticas para mercados centralizados y descentralizados, con el fin de abordar el desafío de lograr una asignación óptima de energía en el sistema eléctrico. Tal como se comentase en el apartado anterior, en el mercado eléctrico chileno se resuelve un problema, conocido como Predespacho o *Unit Commitment*, que tiene como principal objetivo minimizar los costos de operación sistémicos de manera conjunta con la asignación de reservas de potencia para el control de frecuencia, considerando que tanto la disponibilidad de generación de las unidades de la matriz energética, así como la demanda, pueden experimentar fluctuaciones a lo largo de un día o durante un periodo específico, y sujetándose a respetar todas las restricciones técnicas del sistema, como lo son las de transmisión.

En este contexto, resulta esencial coordinar eficientemente la inyección de energía por parte de las unidades

generadoras, considerando tanto las restricciones físicas de dichas unidades como las limitaciones del sistema de transmisión y las normativas regulatorias. Este problema se modela mediante un enfoque de Programación Lineal Entera Mixta (*Mixed-Integer Linear Programming*, MILP), que se clasifica como un problema NP-hard. El modelo incorpora tanto variables continuas como discretas, lo que permite representar con precisión las decisiones operativas del sistema.
Para simplificar la formulación del problema de optimización, a continuación, se explica los principales componentes de la función objetivo en la Ecuación (1) y las restricciones involucradas.

$$min \sum_{t\epsilon T} \sum_{g\epsilon G} F_g\left(P_g{}^t\right) + C_g{}^{start,t} e_g{}^t + C_g{}^{stop,t} a_g{}^t - \sum_{w\epsilon S_W} FCF_w V_w{}^t + \sum_{w\epsilon S_W} CP^t_{g,CF}\, R_{g,CF}{}^t \qquad (1)$$

Conjuntos:

T: $Conjunto\ de\ pasos\ en\ el\ tiempo.$
G: $Conjunto\ de\ unidades\ generadoras.$
S_w: $Conjunto\ de$ embalses $de\ agua.$

Parámetros:

$F_g(x)$: $Función\ de\ costo\ para\ cada\ unidad\ g\epsilon G.$
$C_g{}^{start,t}$: $Costo\ de\ arranque\ de\ la\ máquina\ g\ \epsilon G\ al\ tiempo\ t\ \epsilon T$
$C_g{}^{stop,t}$: $Costo\ de\ parada\ de\ la\ máquina\ g\ \epsilon G\ al\ tiempo\ t\ \epsilon T$
$CP^t_{g,CF}$: $Costo\ de\ provisión\ para\ el\ servicio\ CF,$ de manera generalizada, $de\ la\ unidad\ g\epsilon G\ en\ el\ tiempo\ t\epsilon T$

Variables:

$P_g{}^t$: $Cantidad\ de\ energía\ generada\ en\ el\ sistema\ por\ la\ unidad\ g\epsilon G\ en\ el\ tiempo\ t\epsilon T$
$e_g{}^t$ = {1 $si\ la\ unidad\ g\ \epsilon$ G se conectó en el tiempo t ∈T, 0 $si\ no$}
$a_g{}^t$ = {1 $si\ la\ unidad\ g\ \epsilon$ G se apagó en el tiempo t ∈T, 0 $si\ no$}
FCF_w : Costo de oportunidad del embalse w obtenido del problema Programación de Mediano Plazo (PMP).
$V_w{}^t$: $Volumen\ inicial\ del$ embalse $w\epsilon S_w\ al\ tiempo\ t\epsilon T.$
$R_{g,CF}{}^t$: $Control\ de\ frecuencia\ servido\ por\ la\ unidad\ g\epsilon G,\ en\ t\epsilon T$

La Ecuación (1) describe el ejercicio de la minimización de la función objetivo que está circunscrita al conjunto de restricciones que garantizan la factibilidad operativa y el cumplimiento de los requerimientos del sistema eléctrico. Estas incluyen la satisfacción de la demanda en cada instante de tiempo, junto con respetar los límites de producción de energía de cada unidad generadora. Asimismo, se consideran las limitaciones de configuración por central, los tiempos mínimos de encendido y apagado de las máquinas, y el consumo de combustible disponible. Adicionalmente, el modelo incorpora los requerimientos mínimos de inercia del sistema, los niveles máximos y mínimos para los flujos en las líneas de transmisión, y las cotas máximas y mínimas de los embalses (que internamente son modeladas como volúmenes, gracias a formulaciones individuales por reservorio que permiten relacionar las variables de cota y volumen). Finalmente, se contemplan los requerimientos de los servicios complementarios, que incluyen el control de frecuencia en sus modalidades primaria, secundaria y terciaria, asegurando también el cumplimiento de las restricciones de naturaleza de las variables, tanto continuas como discretas, entre otras.

2.3 Costo de operación

Una de las variables que permite evaluar el impacto de los ajustes incorporados en la PID son los costos

operacionales. Estos costos representan los gastos asociados al funcionamiento de las unidades generadoras, destacándose principalmente el costo variable del combustible. Por ende, es relevante realizar un análisis que permita identificar cómo los cambios en los parámetros de la simulación afectan la viabilidad económica del sistema.
El cálculo de los costos operacionales en el modelo se lleva a cabo multiplicando el costo variable de cada unidad generadora por su nivel de generación, considerando las particularidades de su configuración. De este modo, se asegura una representación de los costos, considerando cada unidad en operación y su aporte al sistema.

3 IMPACTO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL CHILENO

En este capítulo se analizará la influencia de los cambios en la asignación de los recursos de generación, producto de las directrices definidas por la PID, sobre el Sistema Eléctrico Nacional Chileno. Para ello, se revisarán indicadores que permiten evaluar la forma en que el sistema responde ante variaciones en OTR. Con el propósito de examinar los costos operacionales asociados a la implementación de la Programación Intradiaria (PID), se presenta la Figura 2 a continuación.

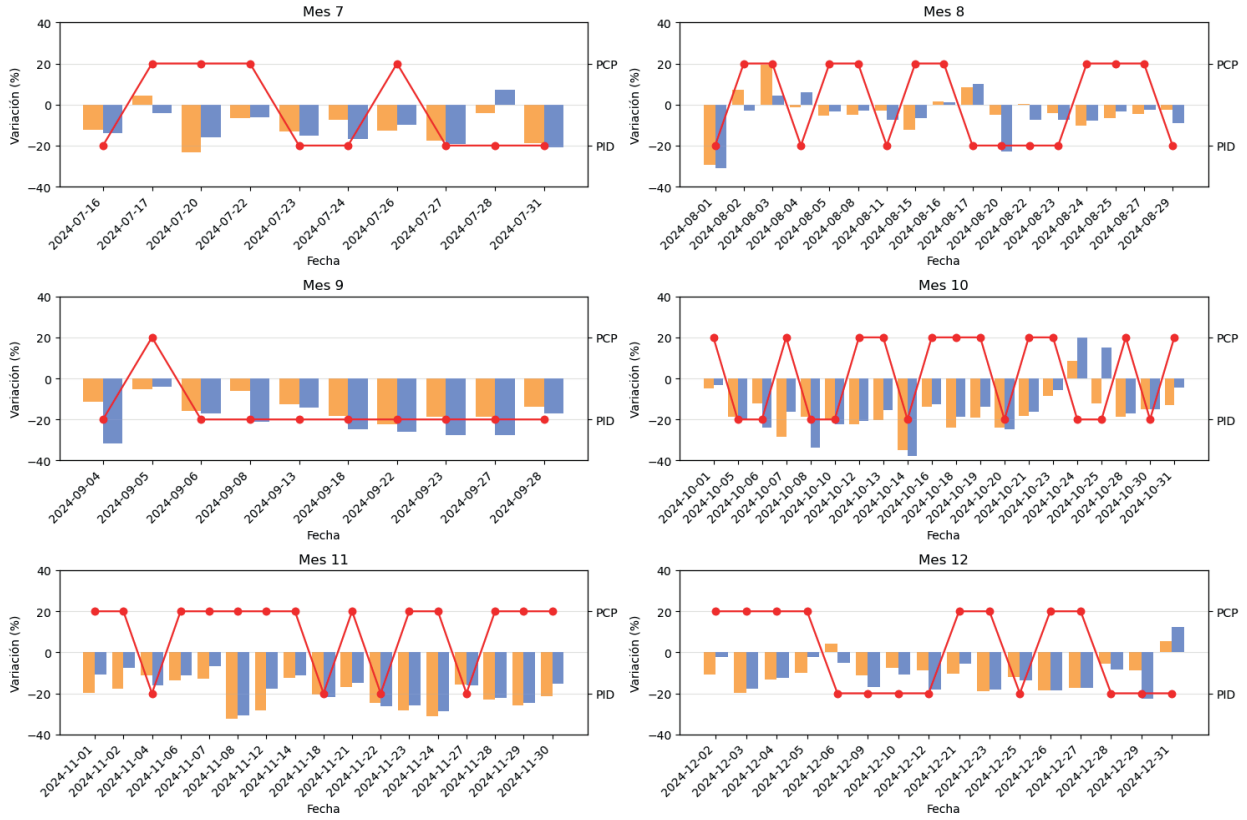


Figura 2 – Comparación del costo de operación entre la Programación de Corto Plazo y la Programación Intradiaria

En la Figura 2, se presentan gráficos separados por mes (de julio a diciembre de 2024). Cada uno muestra, en el eje horizontal, las fechas correspondientes a aquellos días del mes en que se realizó al menos una PID. Por otro lado, en el eje vertical, las variaciones porcentuales para cada día según la Ecuación (2):

$$Variación\ porcentual = \frac{COp_{programado} - COp_{real}}{COp_{real}} * 100 \quad (2)$$

En donde, $COp_{programado}$ corresponde al costo operacional programado según sea el caso (PCP o PID), mientras que el COp_{real} es el costo operacional real.
Para cada fecha se observan dos barras, una en color naranja y otra en color azul, que representan la variación

porcentual total diaria entre el costo de operación real y el costo programado en la PCP y la variación porcentual total diaria entre el costo de operación real y el costo programado a partir de la o las PID[2], respectivamente. Por otro lado, dichas barras se ubican tanto por encima como por debajo de la línea cero, indicando una sub y sobre estimación de los costos operacionales, respectivamente. Adicionalmente, se traza una línea roja, referente al eje vertical secundario, que indica si la variación porcentual entre OTR y programación es menor respecto a la PCP o a la PID. Si la línea roja se encuentra alineada con cualquiera de esas opciones, indica que aquella tuvo una menor diferencia con respecto al valor real para ese día.
Al observar las variaciones mes a mes, se aprecia que existe cierta volatilidad a lo largo de todo el período: algunos días muestran valores por encima del cero, mientras que en otros se sitúan por debajo, evidenciando fluctuaciones en la estimación del costo real vía costo de operación programado. En la Figura 3, observamos la distribución de las diferencias de las variaciones porcentuales entre la PID con respecto a la PCP.

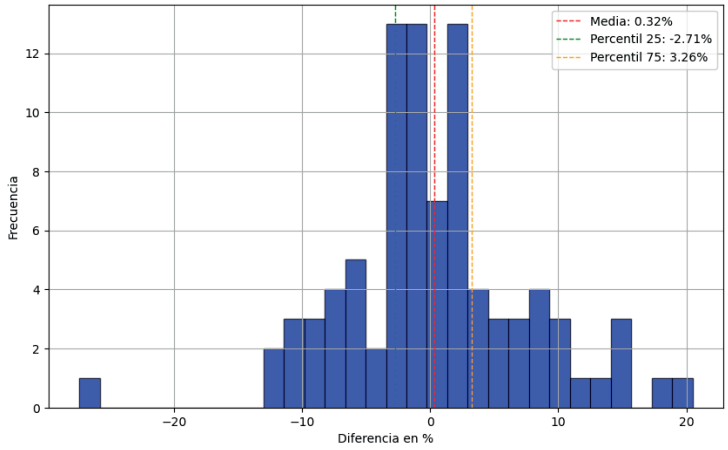


Figura 3 – Diferencias entre las variaciones porcentuales entre la Programación Intradiaria y la Programación de Corto Plazo

Se puede observar en la Figura 3, que el 50% de las desviaciones entre la variación porcentual de los costos reales y programados de la PCP vs la variación porcentual entre costos reales y los obtenidos de la PID, se encuentran dentro del -2.71% y 3.26%, mientras que su media es en torno al 0.32%. Lo anterior indica que, si bien los valores entre ambos resultados no son iguales, los remanentes se encuentran en una magnitud menor al 5%, es decir, son muy similares.
Ahora bien, si analizamos de forma agregada mensual, obtenemos los siguientes resultados de la Figura 4:

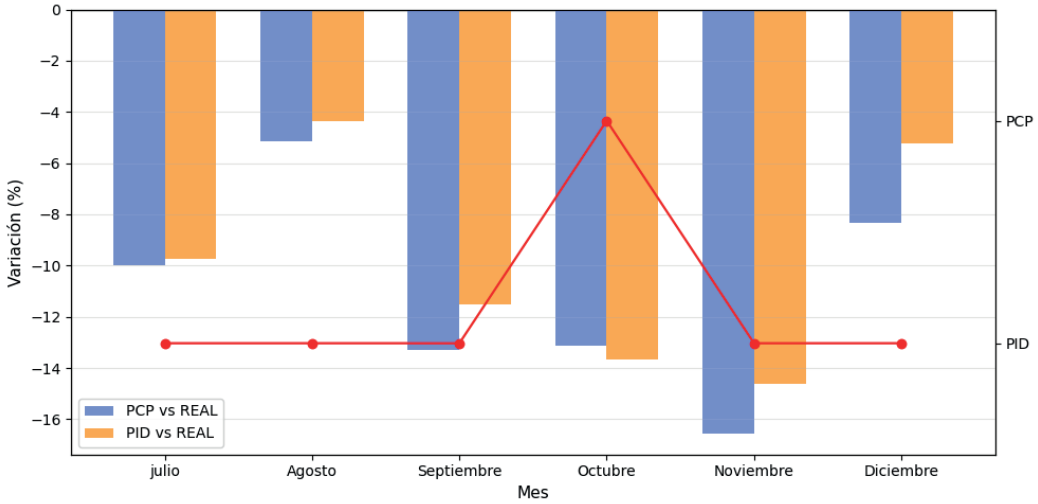


Figura 4 – Comparación del costo de operación mensual entre la Programación de Corto Plazo y la Programación Intradiaria

[2] Dado que la PID puede entrar en vigencia en cualquier hora del día, la comparación de costos se realizó entre el costo programado por la PCP y el de la PID, para la ventana de tiempo en donde fue aplicado el resultado PID.

La anterior Figura 4, da cuenta de que, en cinco de los seis meses del segundo semestre del año 2024, los resultados que incorporan una PID producen una mejora en la estimación de los costos operacionales mensuales mediante la programación, impactando de manera positiva en el uso de los recursos de generación del SEN.

Cabe mencionar, que junto con ofrecer indicaciones a la OTR respecto a la asignación de recursos de generación que se alinea en mayor medida con la condición operacional real, se propone una solución que asegura el cumplimiento de los niveles de seguridad necesarios para el SEN, conforme a la normativa sectorial [4].

4 CONCLUSIONES

La incorporación de la PID en la operación del SEN en Chile representa un avance significativo en la búsqueda de hacer de esta un proceso más eficiente y flexible. La PID permite realizar ajustes en tiempo real, permitiendo adaptar el SEN ante variaciones imprevistas de la demanda o de la oferta de generación, así como frente a contingencias que afecten la continuidad del servicio eléctrico.

Para validar la efectividad de la PID, se propone un análisis comparativo de los costos operativos programados frente a los costos de operación reales. Este estudio busca cuantificar el grado de precisión con el que la PID asigna recursos y gestiona la respuesta ante eventos inesperados, o de manera análoga, medir si la operación se pudo realizar a partir de un programa verdaderamente adaptado a la condición real del sistema durante el día de interés.

Los análisis realizados indican que la PID contribuye a disminuir la brecha entre los costos de operación estimados a partir de la programación del día anterior y los costos finales resultantes de la operación real. Esta reducción de brecha refleja una asignación más eficiente de los recursos de generación, lo que se traduce en mayor confiabilidad del sistema.

A partir de estos resultados, se hace evidente la importancia de una revisión continua de los modelos utilizados, lo que desencadene el incorporar restricciones adicionales en los procesos de programación. El creciente protagonismo de tecnologías de almacenamiento masivo, junto con otras fuentes renovables variables, plantea desafíos que requieren de una mayor sofisticación en las herramientas de programación y de operación intradiaria.

En conjunto, las conclusiones refuerzan el rol esencial de la PID como mecanismo para lograr un sistema eléctrico seguro y con costos mínimos de operación. La experiencia del SEN en Chile demuestra que, con la incorporación de mejoras y la adaptación constante a las transformaciones del sector, la PID puede seguir aumentando su aporte a la confiabilidad y eficiencia de la operación eléctrica.

5 REFERENCIAS

[1] Coordinador Eléctrico Nacional, "Criterios de ejecución de la programación intradiaria", 2024, https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/12/Criterios-de-Ejecucion-de-la-Programacion-Intradiaria.pdf

[2] V. Ahlqvist, P. Holmberg, and T. Tangerås, "A survey comparing centralized and decentralized electricity markets", *Energy Strategy Reviews*, vol. 40, p. 100812, 2022, https://doi.org/10.1016/j.esr.2022.100812

[3] G. Tsaousoglou, J. S. Giraldo, and N. G. Paterakis, "Market mechanisms for local electricity markets: A review of models, solution concepts and algorithmic techniques", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 156, p. 111890, 2022, https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111890

[4] Comisión Nacional de Energía, Chile. "Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio", 2024; https://www.cne.cl/normativas/electrica/normas-tecnicas/

XX ERIAC
VIGÉSIMO ENCONTRO
REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRE
Ciudad del Este, Paraguay
25 a 29 de maio de 2025
C5.22_3552

Comitê de Estudos C5 – Mercados de Eletricidade e Regulação

AVALIAÇÃO DA EVOLUÇÃO DA MARGEM DE CAPACIDADE DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL MEXICANO

M.H.M. BRANDT*
UNILA
Brasil
marcelo_brandt@hotmail.com

G.R.A. CUNHA
PSR
Brasil
gabriel@psr-inc.com

J. P. BASTOS
PSR
Brasil
joao@psr-inc.com

Resumo *– Este estudo analisa a evolução do mercado de capacidade no sistema interligado mexicano entre 2018 e 2023, com foco em mudanças nas políticas, preços e práticas operacionais que impactaram a segurança e confiabilidade do fornecimento de energia. A pesquisa investiga fatores como a definição da tecnologia de geração de referência, variações nas horas críticas e adaptações na curva de demanda, além de avaliar os valores de venda de potência e as margens de reserva de energia. Os resultados indicam uma relação inversa entre custo nivelado e margem de reserva, com a expansão da capacidade contribuindo para a redução de custos e maior eficiência do sistema. Análises específicas dos anos de 2022 e 2023 revelam comportamentos inesperados, com margens de capacidade próximas do eficiente ou do mínimo, porém com custos incrementais elevados, evidenciando desafios e oportunidades para o setor.*

Palavras-chave: Capacidade – *Energy-only* – Evolução da Margem – Margem de Capacidade – Mercado Mexicano

1 INTRODUÇÃO

O mercado de capacidade de energia elétrica tem se consolidado como um mecanismo essencial para garantir a segurança e confiabilidade do fornecimento de eletricidade em sistemas interligados. Diferentemente dos mercados *energy-only*, onde os geradores são remunerados apenas pela energia efetivamente produzida, o mercado de capacidade assegura pagamentos adicionais pela disponibilidade de geração, mesmo que não utilizada. Esse modelo incentiva investimentos em infraestrutura e assegura que recursos suficientes estejam disponíveis para atender à demanda durante períodos críticos, evitando riscos de falhas sistêmicas e blackouts. No contexto do Sistema Interligado Nacional (SIN) mexicano, o mercado de capacidade tem evoluído significativamente entre os anos de 2018 e 2023, impulsionado por mudanças regulatórias e operacionais implementadas pelo *Centro Nacional de Control de Energía* – Centro Nacional de Controle de Energia (CENACE) [1]. A definição da tecnologia de geração de referência, as variações nas horas críticas e as adaptações na curva de demanda são fatores cruciais que influenciam a precificação e a confiabilidade do sistema elétrico. Com a adoção de tecnologias de geração mais eficientes e políticas voltadas para a expansão das margens de reserva de potência, o mercado mexicano busca aprimorar sua resiliência e sustentabilidade operacional.

Este estudo tem como objetivo analisar a evolução do mercado de capacidade no México durante esse período, identificando os principais desafios e avanços relacionados às políticas energéticas, preços praticados e práticas de operação. A partir da avaliação de dados históricos e das estratégias adotadas, pretende-se compreender os impactos dessas mudanças na segurança do fornecimento e na viabilidade econômica do setor elétrico mexicano.

2 CARACTERÍSTICAS DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA MEXICANO

Nesta seção do artigo serão discutidos algumas das características diferentes do mercado de energia mexicano, principalmente no que diz a respeito da contratação de energia pela capacidade do sistema e a tecnologia de referência utilizada pra debater o preço de referência que será utilizado para o respectivo ano de atuação.

2.1 Mercado de Capacidade

O mercado de capacidade de energia elétrica é um mecanismo adotado em alguns sistemas elétricos para assegurar a disponibilidade de geração suficiente para atender à demanda, especialmente em momentos de pico ou crises [2]. Diferente dos mercados *energy-only*, onde os geradores são remunerados apenas pela energia efetivamente produzida, no mercado de capacidade eles também são pagos pela disponibilidade, incentivando investimentos e manutenção das unidades de geração, aumentando a confiabilidade do fornecimento.
Esse modelo tem como objetivo evitar blackouts, promovendo a construção e manutenção de plantas que operam em períodos de alta demanda, além de oferecer previsibilidade de receita aos geradores, reduzindo a volatilidade e os riscos financeiros [3]. Ao garantir a disponibilidade necessária, proporciona maior segurança e estabilidade ao sistema elétrico. Dentre as diversas características dos modelos econômicos dos sistemas elétricos existentes, podemos destacar cinco principais características dos mercados de capacidades, sendo elas:

1. Estabilidade de Receita: Os geradores recebem pagamentos regulares por manterem sua capacidade disponível, o que proporciona uma fonte de receita previsível. Isso reduz o risco financeiro para os agentes geradores;
2. Segurança de Abastecimento: Como os geradores são pagos por estarem prontos para produzir, isso incentiva a construção e manutenção de capacidade extra. O objetivo é garantir que haverá geração suficiente para atender à demanda de pico ou em emergências. Isso promove uma maior segurança no fornecimento energético;
3. Investimento em Tecnologias de Reserva: Incentiva investimentos em tecnologias de reserva, como geradores de *backup* ou tecnologias de armazenamento (BESS), que são economicamente viáveis nesse mercado, já que os agentes são pagos por estarem prontos para gerar quando necessário;
4. Risco de Preço: Os preços de capacidade são regulados ou determinados por leilões que levam em consideração a necessidade de garantir um nível suficiente de potência. Isso diminui a exposição dos geradores à volatilidade dos preços de energia, especialmente em tempos de baixa demanda ou preços de energia voláteis;
5. Desempenho em Situações de Crise: Em situações de crise (ex.: alta demanda ou falhas em linhas de transmissão), como os geradores são pagos para manter capacidade, há mais chances de que as unidades estejam prontas para responder a situações críticas. Isso aumenta a resiliência do sistema.

O mercado de capacidade oferece maior estabilidade de receita e incentivos para que os agentes geradores mantenham capacidade disponível mesmo em momentos de baixa demanda, promovendo uma maior segurança no fornecimento de energia [3,4]. Já o mercado *energy-only* tende a ser mais volátil e dependente das condições de mercado de curto prazo, o que pode levar a riscos maiores para os geradores e potenciais problemas de confiabilidade se não houver incentivos adequados para a manutenção de capacidade ociosa [2].
No mercado mexicano, o CENACE é quem opera e regulamenta o mercado de energia elétrica. No México, o sistema elétrico é separado em três zonas de potências, sendo elas: o Sistema Interconectado Nacional (SIN), o Sistema Interconectado da Baixa Califórnia (BCA) e o Sistema Interconectado da Baixa Califórnia Sul (BCS) [1]. A Fig. 1 abaixo representa a separação dessas três regiões no país.



Fig. 1 – Sistema Elétrico Mexicano

O estudo a seguir, será focada único e exclusivamente para o SIN, não levando em consideração os dados apresentados para o BCA e BCS. Dessa forma, todas as análises aqui apresentadas sempre serão para o SIN do México. Assim, precisamos compreender como é feita o valor de referência de geração para a zona de potência escolhida.

2.2 Tecnologia de Geração de Referência

A tecnologia de geração de referência no SIN mexicano é definida como a fonte marginal de nova capacidade de geração, selecionada com base em uma amostra representativa de tecnologias de geração. Essa escolha, feita pelo CENACE e tem como principal objetivo assegurar que a geração de energia seja realizada de maneira eficiente e econômica [5].

A tecnologia de referência é caracterizada por apresentar o menor custo nivelado de geração, ou seja, deve ser capaz de produzir energia a um custo competitivo ao longo do tempo, considerando fatores como investimento inicial, operação e manutenção. Além disso, as tecnologias selecionadas devem ser replicáveis em escala comercial, possibilitando sua implementação em diferentes regiões do país, conforme as condições locais.

A avaliação também leva em conta um fator de planta teórico da capacidade máxima de geração ao longo de um ano, garantindo que a tecnologia escolhida opere de forma confiável e que consiga ser despachável. Os custos e as características dessas tecnologias são revisados periodicamente para refletir as mudanças no mercado e nas condições econômicas, assegurando que as decisões sejam baseadas em dados atualizados e relevantes. A confiabilidade do sistema elétrico é outro critério fundamental, com a escolha das tecnologias alinhada à política de confiabilidade, que visa atender à demanda de maneira segura e eficiente.

A implementação da tecnologia de geração de referência é crucial para o funcionamento do mercado de energia, pois promove a competição entre os geradores, resultando em preços mais baixos para os consumidores [6]. Além disso, facilita a integração de novas fontes de energia, inclusive as renováveis, contribuindo para a sustentabilidade e segurança do fornecimento no país. Em resumo, essa tecnologia é um mecanismo que busca otimizar a geração de energia, garantindo eficiência econômica e confiabilidade, ao mesmo tempo em que se adapta às inovações tecnológicas e às necessidades do mercado.

Do ano de produção de energia de 2017 e de 2018, a geração de referência era uma usina de gás natural, do tipo industrial com uma potência instalada de 191,60 MW, com um rendimento de 0,9883, localizada na região de *Reynosa*, no nordeste do país. A partir de 2019 até o ano de 2021 a fonte de geração marginal de incremento do SIN era uma turbina de gás natural, do tipo industrial, com uma capacidade instalada de 210 MW, localizada na região de *Altamira* no nordeste do México [7].

Em 2022 e 2023, a tecnologia referência de geração foi alterada novamente, porém, diferentemente do que ocorreu nos anos anteriores, não foi utilizada uma usina existente do SIN, e sim uma usina hipotética com os custos sendo uma representatividade do custo médio nacional de geração [8]. Essa nova tecnologia, manteve-se como sendo uma usina de gás natural, do tipo industrial, com uma capacidade de geração maior, de 260 MW. A Tabela I abaixo, exemplifica as diferentes tecnologias utilizadas nos últimos anos [8].

TABELA I. TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO DE REFERÊNCIA DE 2017 À 2023

	2017 e 2018	**2019 à 2021**	**2022 e 2023**
Combustível	Gás Natural	Gás Natural	Gás Natural
Tipo	Industrial	Industrial	Industrial
Potência	191,6 MW	2010 MW	260 MW
Localização	Raynosa	Altamira	Fictícia

Com a alteração da tecnologia de geração, alterando o ponto de conexão, os custos incrementais de geração base para o SIN acabam alterando. Com os sistemas existentes, em que a estrutura necessária para a geração com as turbinas a gás natural já implementadas, os custos de transporte de combustível acabam fica mais baratos, quando comparados com o novo mecanismo adotado a partir de 2021. Os custos nivelados de transporte sobre uma variação significativa, ocasionando um aumento expressivo nos custos marginais para o SIN.

3 CÁLCULO DA CURVA DE DEMANDA

O CENACE determinará a curva de demanda para o Mercado de Balanço de Potência para cada zona de potência, ou seja, determinará a quantidade de potência que os participantes do mercado deverão adquirir através do mercado para o balanço de potência em cada zona de potência [1]. Esta curva de demanda será composta por uma curva de demanda obrigatória e uma curva de demanda eficiente, que, em conjunto, formarão uma curva de demanda contínua.

A curva de demanda obrigatória representará a quantidade mínima de potência que os participantes do mercado estarão obrigados a comprar através do mercado para o balanço de potência para cada zona de potência e corresponderá ao total das obrigações líquidas de potência para essa zona de potência que não tenham sido excluídas por insuficiência [8]. A curva de demanda eficiente representará a quantidade eficiente de potência que os participantes do mercado estariam obrigados a comprar através do mercado para o balanço de potência para cada zona de potência e corresponderá à quantidade da curva de demanda obrigatória mais as quantidades que resultem da diferença que exista nessa zona de potência entre o valor dos requisitos anuais de potência eficientes e os requisitos anuais de potência.

A curva de demanda para o mercado mexicano de energia é um elemento crucial na operação do SIN. O processo de construção dessa curva envolve a estimativa da quantidade de potência que os participantes do mercado devem adquirir através do mercado para o balanço de potência em cada zona de potência, sem considerar a energia que pode ser comprada ou vendida por meio de transações bilaterais.

O CENACE analisa dados históricos de consumo de energia, levando em conta variáveis como padrões de uso, sazonalidade e tendências de crescimento da demanda. Essa análise permite identificar a quantidade mínima de potência que os participantes do mercado devem garantir, resultando na chamada curva de demanda obrigatória. Essa curva representa a quantidade mínima de energia que deve ser comprada para atender às obrigações de fornecimento, assegurando que a demanda dos consumidores seja atendida de forma contínua e confiável.

Além da curva de demanda obrigatória, o CENACE também elabora uma curva de demanda eficiente, que reflete a quantidade de potência que os participantes do mercado estariam dispostos a comprar a diferentes níveis de preço. A combinação dessas duas curvas resulta em uma curva de demanda contínua, que representa a totalidade das necessidades de energia do mercado em um determinado período.

A curva de demanda é fundamental para o funcionamento do mercado, pois orienta os participantes sobre a quantidade de energia que devem oferecer e adquirir, além de influenciar a formação de preços no mercado de energia. A precisão na elaboração dessa curva é essencial para garantir a segurança do fornecimento e a eficiência econômica do sistema elétrico, permitindo que o CENACE tome decisões informadas sobre a operação e a gestão da oferta de energia no país. Assim, a curva de demanda não apenas reflete as necessidades atuais do mercado, mas também serve como uma ferramenta para planejamento e desenvolvimento futuro do setor elétrico mexicano.

A curva de demanda de potência para o mercado para o balanço de potência para cada zona de potência tomará a forma estabelecida na Fig. 2, onde o eixo X mede a potência que os participantes do mercado deverão comprar (expressada em MW-ano) e o eixo Y mede o preço que essa potência terá (expressada em Pesos/MW-ano), conforme o seguinte.

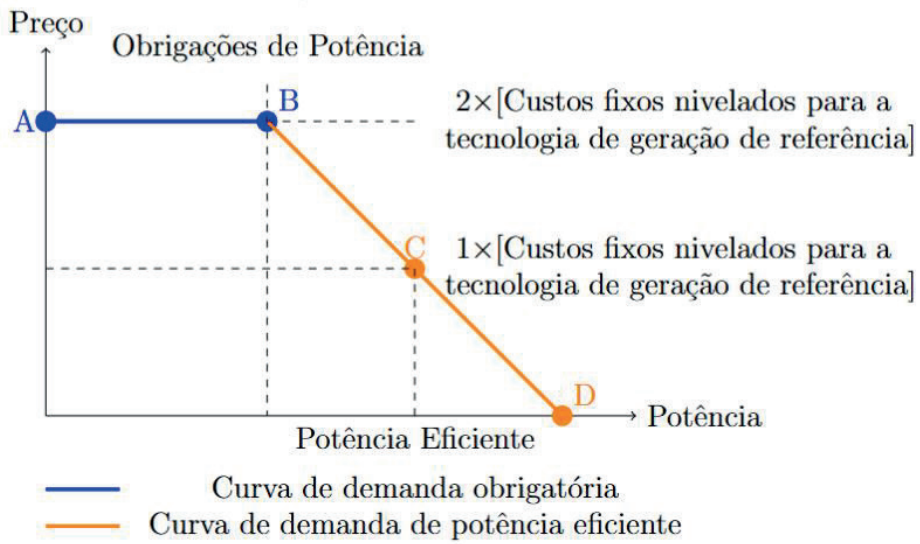


Fig. 2 – Curva de Demanda Padrão

A curva de demanda no mercado de energia é uma representação gráfica que ilustra a relação entre a quantidade de potência que os participantes do mercado estão dispostos a comprar e o preço dessa potência. Essa curva é composta por quatro pontos principais: A, B, C e D, cada um com características específicas que ajudam a definir a dinâmica de oferta e demanda [1].

3.1 Ponto A

Este ponto representa a situação em que a quantidade de potência demandada é zero. No eixo vertical, o preço da potência é o mais alto possível, correspondente ao dobro dos custos fixos nivelados totais da tecnologia de geração de referência para a zona de potência. Isso significa que, a esse preço elevado, nenhum participante do mercado estaria disposto a comprar energia, pois o custo é considerado excessivo [1].

3.2 Ponto B

A quantidade de potência demandada corresponde à soma das obrigações estimadas de compra de potência, que são calculadas com base nas necessidades mínimas dos participantes do mercado. Para a curva estimada de potência é o OECP (Obrigação Estimada de Compra de Potência) e para a venda de potência é o OCP (Obrigações de Compra de Potência). O preço neste ponto é o mesmo que no Ponto A, refletindo a situação em que a demanda começa a se manifestar, mas ainda está atrelada a um preço elevado [1].
Este ponto é crucial, pois marca a transição entre a ausência de demanda e a necessidade de atender às obrigações contratuais, ou seja, é a capacidade mínima que o sistema precisa cobrir (7,7%) [2].

3.3 Ponto C

É onde a curva de demanda se torna mais elástica. Aqui, a quantidade de potência demandada aumenta à medida que o preço diminui. O preço neste ponto é o mais baixo da curva de demanda elástica, correspondente à quantidade de consumo real do centro de carga considerado. Este ponto é importante porque reflete a disposição dos participantes do mercado em adquirir energia a preços mais acessíveis, aumentando a quantidade demandada. Neste ponto o custo incremental do sistema está nivelado pela margem de capacidade eficiente do sistema (15,3%). O ponto C pode ser calculado pela equação abaixo:

$$Ponto\ C = Ponto\ B + \sum_{e \in ezp} VRAPE_{e,zp,a} - \sum_{e \in ezp} RAPE_{e,zp,a} \quad (1)$$

3.4 Ponto D

a curva de demanda atinge um nível em que a quantidade de potência demandada excede a capacidade de oferta. A partir deste ponto, o preço da potência se torna zero, indicando que, mesmo que haja uma demanda maior, não há disposição para pagar por ela, ou a oferta não consegue atender a essa demanda. Isso representa uma situação de saturação do mercado, onde a demanda não pode ser atendida a preços positivos. Ela pode ser calculada conforme as equações abaixo, sendo a primeira para a curva de venda estimada e a segunda para a obrigação de venda de potência:

$$Ponto\ D = Ponto\ C + (Ponto\ C - Ponto\ B) \quad (2)$$

Dessa forma, todos os anos o CENACE precisa publicar em janeiro do ano de produção de energia subsequente o informe executivo do mercado de balanço de potência para o ano. Nesses informes onde são apresentados os principais valores para que possa ser estipulada as curvas de demanda do SIN mexicano. As principais informações que precisam ser divulgadas para que o mercado possa fazer as projeções do ano para cada uma das zonas de potência, são:

- Relatório com o Requisito Anual de Potência (RAP) e o Valor Requisito Anual de Potência Eficiente (VRAPE);
- A Oferta Estimada de Venda de Potência (OEVP) e a Obrigação Estimada de Compra de Potência (OECP);
- A Oferta de Venda de Potência (OVP) e Oferta de Compra de Potência (OCP)

Com essas informações, os agentes do mercado podem fazer as análises para estipular as margens que o SIN mexicano irá trabalhar para o próximo ano.

4 VALORES DE POTÊNCIA: ESTIMADO E VENDA

O CENACE calculará a quantidade de potência que cada participante do mercado terá a obrigação de adquirir através do mercado para o balanço de potência para cada zona de potência. Dessa forma, foram analisados os valores dos anos de produção de energia de 2018 até 2023 [7, 9, 10, 11, 12 e 13]. Na Tabela II abaixo, são apresentados os principais valores para o SIN mexicano.

TABELA II. VALORES DE POTÊNCIA DE 2018 A 2023 [MW]

	2018	2019	2020	2021	2022	2023
RAP	46.326,85	46.564,83	42.509,60	44.012,66	47.106,87	50.198,68
VRAPE	49.569,96	49.850,75	45.509,35	47.118,48	50.431,03	53.741,02
OEVP	39.722,78	42.192,07	41.304,87	44.142,50	45.042,09	45.467,83
OECP	40.471,30	40.577,88	36.275,22	38.010,77	41.729,92	45.473,48
OVP	5.504,01	6.643,08	7.265,98	8.066,00	8.149,33	4.388,54
OCP	6.445,62	5.028,89	2.236,33	1.934,28	4.642,99	3.775,58
Referência	[9]	[10]	[11]	[12]	[13]	[7]

Com os valores apresentados na Tabela II é possível montar as curvas de demanda, pela venda estimada de potência para cada um dos anos e pelas obrigações de venda de potência.

Para elaborar as curvas de demanda pela venda estimada de potência para cada um dos anos, precisamos encontrar os valores dos pontos B, C e D da curva apresentada na Fig. 3. Assim, na Tabela III são apresentados todos os valores de 2018 a 2023 para conseguir montar as curvas de demanda *vs* venda estimada de potência para cada ano.

TABELA III. VALORES CURVAS DE DEMANDA DE 2018 A 2023 [MW]

	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ponto B	40.471,30	40.577,88	36.275,22	38.010,77	41.729,92	45.473,48
Ponto C	43.740,42	43.863,79	39.274,97	41.116,58	45.054,08	49.015,82
Ponto D	47.009,54	47.149,70	42.274,72	44.222,40	48.378,24	52.558,16
OEVP	39.722,78	42.192,07	41.304,87	44.142,50	45.042,09	45.467,83
Preço	2,00 p.u.	1,5088 p.u.	0,3233 p.u	0,0257 p.u	1,0036 p.u	2,00 p.u.

Com os dados da Tabela III é possível montar todas as curvas de demanda *vs* a venda estimada de potência para cada um dos anos. O ponto em que o OEVP irá cruzar no gráfico, lembrando que o OEVP será uma reta vertical na curva de demanda padrão, será o preço esperado a ser pago para uma nova demanda de energia no mercado, ou seja, o preço de referência a ser pago pelo consumidor. A exemplo disso, temos nas Fig. 3 (a) e na Fig. 3 (b), onde podemos ver as curvas de demanda dos anos de 2018 e 2019.

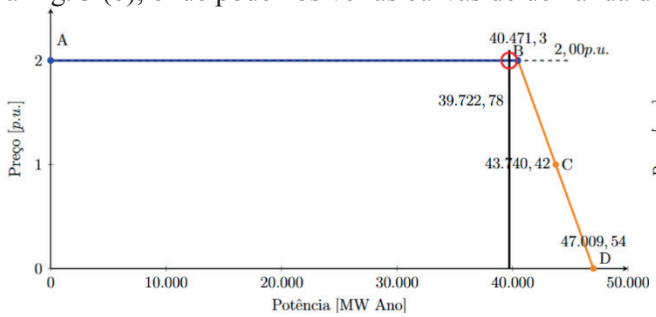


Fig. 3 – (a) Curva de Demanda em 2018

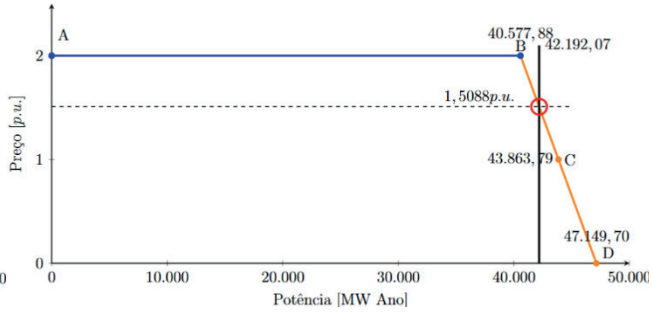


Fig. 3 – (b) Curva de Demanda em 2019

Para o ano de 2018, como o OEVP ficou abaixo do ponto B (OECP), o custo incremental da energia acaba ficando limitado pela tecnologia de referência que possui o custo nivelado máximo que é de 2 vezes o preço de referência. Agora para o ano de 2019, como o OEVP ficou maior que o ponto B, então o custo incremental da energia será limitado pelo cruzamento do OEVP entre os pontos B e D, resultando em um valor de 1,5088 do preço de referência. As Fig. 4 (a), 4 (b), 4 (c) e 4 (d) mostram as curvas para os anos de 2020, 2021, 2022 e 2023, respectivamente.

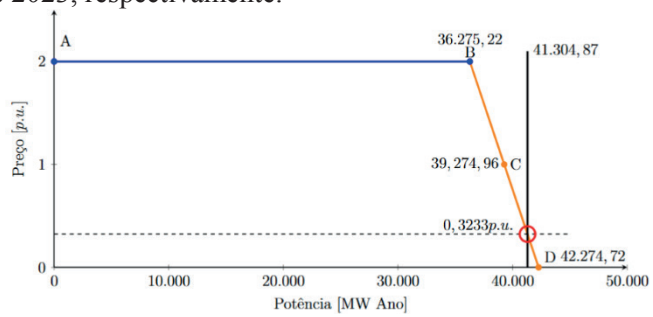


Fig. 4 – (a) Curva de Demanda em 2020

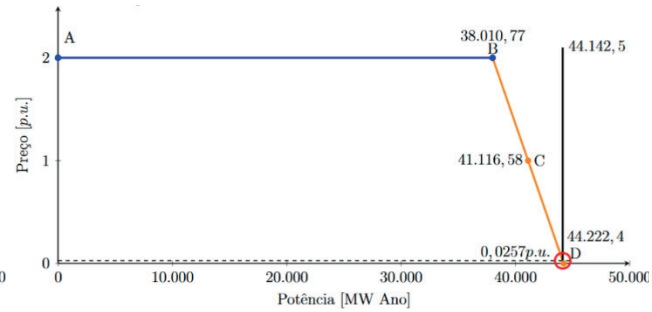


Fig. 4 – (b) Curva de Demanda em 2021

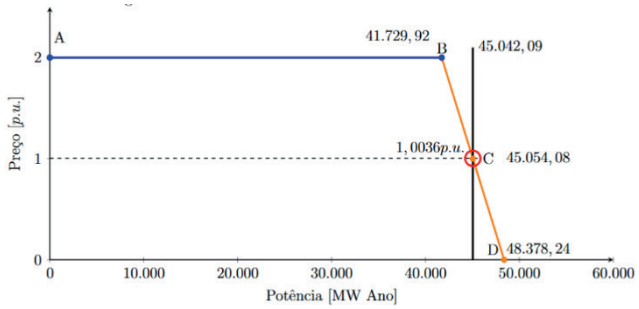


Fig. 4 – (c) Curva de Demanda em 2022

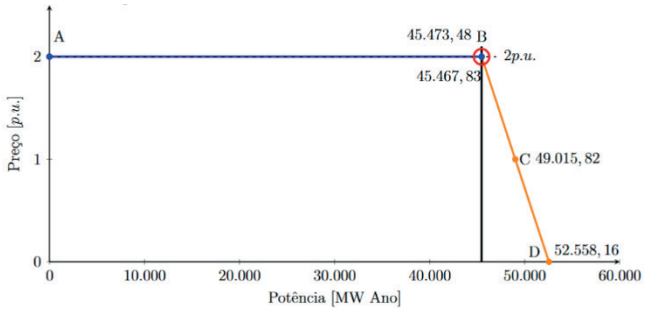


Fig. 4 – (d) Curva de Demanda em 2023

Para o ano de 2020 o preço da demanda ficou em 0,3233 o preço da tecnologia de referência, o que demonstra que no mercado mexicano possui uma quantidade de potência fornecida maior do que a capacidade de ser consumida. E isso continua em 2021, em que o preço ficou em 0,0257 do preço de referência, indicando que nesse ano o problema do mercado é na capacidade de geração de energia, pois está muito próximo da sua capacidade máxima.

Em 2022 o preço da demanda ficou muito próximo do preço da capacidade eficiente do sistema, registrando um valor de 1,0036 do preço de referência. Nesse cenário se mostra que o sistema está bem equilibrado entre a geração e carga. E no ano de 2023 o OEVP voltar a estar abaixo do valor do OECP, levando o custo incremental de potência no sistema a ficar limitado pela tecnologia de referência. Com as curvas definidas, podemos encontrar a margem de capacidade do sistema mexicano.

5 EVOLUÇÃO DA MARGEM DE CAPACIDADE

Com os resultados obtidos, pode-se realizar o cálculo da margem de reserva para cada um dos anos do SIN Mexicano. Para encontrar a margem de reserva do sistema, basta adotarmos os valores da margem de capacidade mínima (7,7%) que tem o custo nivelado como 2 p.u. e o valor da margem de capacidade eficiente (15,3%) que tem o custo nivelado como 1 p.u.. Com os valores do OEVP sendo a reta de intersecção para a obtenção do preço incremental a ser aplicado, podemos utilizar a mesma proporção para obter a margem de capacidade de reserva para cada um dos anos.

A Fig. 5 a seguir, mostra os valores de 2017 a 2023 da margem de reserva de capacidade do mercado mexicano. Caso a margem esteja próxima do limite máximo (22,9%) isso indica que possui uma sobra de energia no mercado, podendo incentivar o consumo elétrico. Enquanto os valores mais próximos da capacidade mínima (7,7%) indicam que precisa ser investido em novos fontes e em novos geradores de energia no sistema.

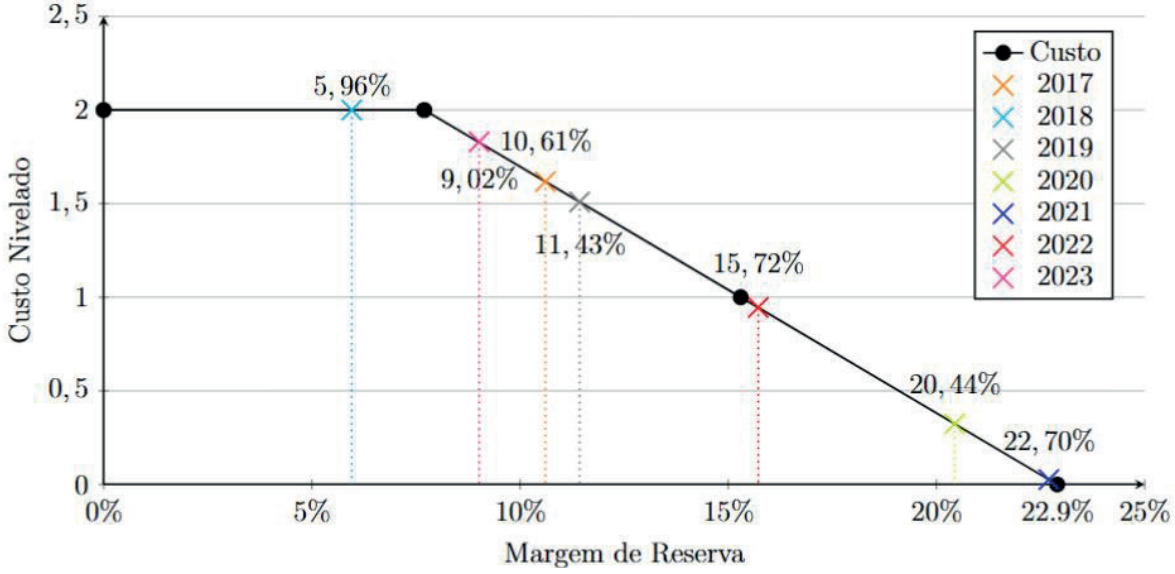


Fig. 5 – Evolução da Margem de Capacidade de Reserva do Sistema Mexicano

A evolução do mercado mexicano mostra a necessidade de estar constantemente observando os investimentos nos setores de geração de energia. Sem os investimentos, os custos acabam elevando e o consumidor pagará mais caro na energia. Assim, o custo da tecnologia de referência aplicada e o montante disponível de energia precisam ser tratadas em conjunto para um sistema elétrico mais equilibrado e eficiente para o país.

6 CONCLUSÕES

A evolução do mercado de capacidade no SIN do México entre 2018 e 2023 demonstra a importância de políticas e práticas operacionais eficazes para garantir a segurança e confiabilidade do fornecimento de energia elétrica. A análise dos valores de venda de potência, das margens de reserva e da definição da tecnologia de geração de referência evidencia uma relação direta entre a ampliação da capacidade instalada e a redução dos custos nivelados, refletindo o impacto positivo das adaptações regulatórias no setor.

Os resultados obtidos indicam que o aumento da margem de reserva contribuiu para uma maior estabilidade do sistema, proporcionando uma precificação mais competitiva e incentivando a diversificação da matriz energética. No entanto, desafios como a previsibilidade da demanda, a integração de novas tecnologias e a adaptação a políticas energéticas em constante evolução ainda precisa ser enfrentados para garantir um mercado mais eficiente e resiliente.

Diante desse cenário, torna-se essencial a continuidade do monitoramento e aprimoramento das políticas de mercado de capacidade, visando garantir o equilíbrio entre oferta e demanda, atrair investimentos sustentáveis e fortalecer a confiabilidade do sistema elétrico mexicano. Estudos futuros podem aprofundar a análise sobre o impacto das políticas de transição energética e o papel das fontes renováveis no mercado de capacidade, contribuindo para o desenvolvimento de soluções inovadoras e sustentáveis para o setor.

7 REFERÊNCIAS

[1] SECRETARIA DE ENERGIA (SENER). *Manual del Mercado para el Balance de Potencia.* Diario Oficial de la Federación, México, 22 set. 2016. Disponível em: https://www.cenace.gob.mx/Docs/14_REGLAS/Manuales/Manual%20del%20Mercado%20para%20el%20Balance%20de%20Potencia%20[DOF%2022-09-16].pdf. Acesso em: 07 set. 2024.

[2] GEM Wiki. *Perfil Energético do México.* Disponível em: https://www.gem.wiki/Perfil_energ%C3%A9tico_%E2%80%93_M%C3%A9xico. Acesso em: 23 jan. 2025.

[3] MORDOR Intelligence. *Mexico Wind Energy Market.* Disponível em: https://www.mordorintelligence.com/industry-reports/mexico-wind-energy-market. Acesso em: 15 jan. 2025.

[4] SCIELO Brasil. *A nacionalização da indústria elétrica mexicana e sua inserção internacional.* Disponível em: https://www.scielo.br/j/rsocp/a/M9Xq9hqmMnFDfdTCQCQPQ8N/. Acesso em: 02 jan. 2025.

[5] BNAMERICAS. *México deve adicionar 10 GW de capacidade de energia renovável até 2028.* Disponível em: https://www.bnamericas.com/noticia/mexico-deve-adicionar-10-gw-de-capacidade-de-energia-renovavel-ate-2028. Acesso em: 15 dez. 2024.

[6] VALOR Econômico. *Escassez de energia põe em alerta investidores no México.* Disponível em: https://valor.globo.com/mundo/noticia/2024/05/27/escassez-de-energia-poe-em-alerta-investidores-no-mexico.ghtml. Acesso em: 16 dez. 2024.

[7] CENACE. *Precio Máximo de la Potencia en 2023.* Ciudad do México, 07 fev. 2024. Disponível em: https://www.cenace.gob.mx. Acesso em: 02 set. 2024.

[8] CENACE. *Informe Ejecutivo MBP 2024 – Año de Producción 2023.* Cidade do México, 29 fev. 2024. Disponível em: https://www.cenace.gob.mx. Acesso em: 02 set. 2024.

[8] CENACE. *Informe de la Tecnología de Generación de Referencia.* Disponível em: https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/TecnologiaGeneracionReferencia/2019/Tecnolog%C3%ADa%20Generaci%C3%B3n%20Referencia%202018%20v2018%2011%2009%20Preliminar.pdf. Acesso em: 02 set. 2024.

[9] CENACE. *Precio Máximo de la Potencia en 2018.* Ciudad do México, 05 fev. 2019. Disponível em: https://www.cenace.gob.mx. Acesso em: 02 set. 2024.

[10] CENACE. *Precio Máximo de la Potencia en 2019.* Ciudad do México, 09 fev. 2020. Disponível em: https://www.cenace.gob.mx. Acesso em: 02 set. 2024..

[11] CENACE. *Precio Máximo de la Potencia en 2020.* Ciudad do México, 06 fev. 2021. Disponível em: https://www.cenace.gob.mx. Acesso em: 02 set. 2024.

[12] CENACE. *Precio Máximo de la Potencia en 2021.* Ciudad do México, 07 fev. 2022. Disponível em: https://www.cenace.gob.mx. Acesso em: 02 set. 2024.

[13] CENACE. *Precio Máximo de la Potencia en 2022.* Ciudad do México, 08 fev. 2023. Disponível em: https://www.cenace.gob.mx. Acesso em: 02 set. 2024.

Comité de Estúdios C5 - Mercados de Electricidad y Regulación

OPCIONES PARA MAXIMIZAR LA UTILIZACIÓN DE LA CAPACIDAD DE LA RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA

P.J. FRANCO RESTREPO*
Interconexión Eléctrica S.A.
Colombia
pjfranco@isa.com.co

L.V. QUINTERO GUTIERREZ*
ISA Intercolombia
Colombia
lquintero@intercolombia.com

Resumen *– Este documento analiza opciones para maximizar la capacidad de las redes de transmisión de energía eléctrica ante el aumento de la demanda y la integración de energías renovables. Se exploran soluciones como los sistemas FACTS, la repotenciación de líneas y subestaciones, y líneas HVDC. El estudio compara las políticas de planificación y regulación en varios países de la región (Brasil, Chile, Colombia, Perú y Bolivia), identificando brechas y recomendando mejoras para incentivar la implementación de estas soluciones. Se destaca la necesidad de una regulación que permita una remuneración eficiente de las obras de repotenciación, considerando los costos no recuperados de equipos que se desmontan, así como los costos de desmontaje y disposición final, y la instalación de equipos de mayor capacidad. Finalmente, el documento propone recomendaciones para que las entidades de planificación y regulación impulsen la adopción de estas tecnologías.*

Palabras clave: Transmisión - Transición energética - Nuevas soluciones – Repotenciación - Aumento de capacidad - Transmisión plus – Expansión – Planificación – Regulación.

1 INTRODUCCIÓN

La necesidad de mayores expansiones en las redes de transmisión, acentuada en los últimos años por el proceso de transición energética, es una constante en todos los países, debido al gran interés de conexión de nuevas fuentes de generación, la mayoría de ellas basadas en energías renovables no convencionales, así como el crecimiento de la demanda. Lo anterior, conlleva la necesidad de ampliación de la capacidad en el sistema de transmisión, que ahora más que nunca debe brindar un servicio con alta confiabilidad, seguridad y resiliencia, para poder garantizar la continuidad del servicio al transportar la energía de las diferentes fuentes de generación, que presentan características de alta variabilidad e intermitencia [1] [2].

Surgen entonces nuevos retos para la actividad de transmisión, pues en forma complementaria a la construcción de nuevas líneas y subestaciones, que bien es sabido presenta altas dificultades en su ejecución (en materia ambiental, social y predial), se vuelve imperativo buscar opciones que permitan maximizar la utilización de la capacidad de transporte disponible en la red [3]. Si bien algunas de estas opciones pueden encontrar complejidades técnicas en su implementación, se hace necesario viabilizar su desarrollo desde los ejercicios de planificación de la red, y a partir de ajustes en la regulación que permitan su remuneración eficiente.

Así las cosas, este trabajo presenta algunas de las opciones técnicas que se han venido identificando e implementando para maximizar el uso de la red, como también presenta un análisis de los esquemas de planificación y remuneración establecidos para estas opciones en algunos de los países de la región (Bolivia, Brasil, Chile, Colombia y Perú), con el fin de identificar la necesidad y definición de lineamientos que permitan viabilizar su desarrollo.

* E-mail address: pjfranco@isa.com.co

A partir de lo anterior, se plantean recomendaciones y propuestas que podrían ser tomadas como referente para gestionar su definición en los países en los que aún no existen estos mecanismos o para su mejora en los países que ya los tienen, a fin de que se pueda viabilizar el desarrollo de estas obras.

2 NECESIDADES DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN MODERNOS

Una de las principales acciones identificadas para acelerar la Transición Energética es la integración masiva de fuentes de energía renovables en los sistemas de energía existentes, por lo que es clave la ampliación y modificación de las líneas eléctrica de alta y extra alta tensión; llegándose a requerir nuevas capacidades que van más allá del alcance de los sistemas actuales para asegurar una operación confiable, segura y resiliente, ante condiciones normales y de contingencia [2] [4].

Por ejemplo, *Becker et al.* estudian la expansión requerida para el sistema de transmisión europeo, considerado un parque de generación basado totalmente en energía eólica y fotovoltaica, estimando la necesidad de aumentar el sistema de transmisión en un orden de cuatro veces con el fin de garantizar la continuidad del servicio [5].

Es así como los sistemas de transmisión deben continuar expandiéndose de forma eficiente para poder tener la capacidad de transporte que permita satisfacer las crecientes necesidades de conexión de nuevos proyectos de generación, así como las necesidades futuras. Adicionalmente, deben estar diseñados para proporcionar condiciones eficientes de operación y uso óptimo de los activos, y deben estar soportados por una adecuada planificación de la red para condiciones normales y ante emergencia, asegurando una rápida capacidad de restauración ante contingencias.

3 SOLUCIONES IDENTIFICADAS PARA LA AMPLIACIÓN DE CAPACIDAD DE REDES EXISTENTES

Para satisfacer las necesidades crecientes de los sistemas de transmisión, se ha tenido como solución convencional la instalación de nuevas líneas de transmisión y de nuevos equipos de potencia. Sin embargo, la ejecución de nuevos proyectos de transmisión enfrenta realidades cada vez más complejas desde el punto de vista ambiental, social y predial, que lleva a la necesidad de pensar en la incorporación de nuevas tecnologías (hardware y software), que permita viabilizar el crecimiento continuo de los sistemas eléctricos.

Es así como, en complemento a la instalación de nuevas líneas, se tienen el uso de Sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS por sus siglas en inglés), los cuales mejoran el rendimiento de las redes al proporcionar velocidad y flexibilidad en el control de la magnitud de voltaje, reactancia de línea y ángulo de fase de las líneas de transmisión, Adicionalmente, pueden aumentar la capacidad de transferencia de energía por las líneas de transmisión y mejorar la confiabilidad general del sistema mediante la reacción prácticamente instantánea a las perturbaciones. Así mismo, pueden incrementar la seguridad, permitir la capacidad de auto-recuperación y, mediante el control del flujo de potencia, “incrementar” la capacidad de transporte del sistema al redirigir el flujo de manera óptima, empleando la capacidad disponible en algunas líneas de transmisión, y pueden además ayudar a integrar energías renovables variables al sistema mediante la gestión de energía reactiva. En resumen, los principales beneficios generales de los dispositivos FATCS son [6]:

- Control y optimización de flujos de potencia, permitiendo eliminar congestiones.
- Mejora de la estabilidad del voltaje del sistema.
- Mejora de la estabilidad transitoria y de pequeñas señales mediante la amortiguación de las oscilaciones.
- Capacidad de limitar sobrecargas transitorias y corrientes de cortocircuito.
- Reducción de los requerimientos globales de reservas para la generación del sistema.

Otra forma, normalmente costo-efectiva, de obtener capacidad de transmisión adicional en el sistema es aumentar la capacidad de las líneas de transmisión a lo largo de los corredores existentes, lo cual se puede lograr utilizando nuevos materiales y conductores que pueden transportar corrientes más altas. El gran reto para el Transmisor en este caso es poder indisponer la línea para realizar el cambio sin afectar la confiabilidad

del sistema, para lo cual se requiere además de una regulación que permita la remuneración necesaria y se viabilice así la ejecución de dichas obras. En caso de existir limitaciones en este sentido, la otra opción para el sistema es sacar el máximo uso de la capacidad disponible con el diseño actual de la línea; todas las líneas aéreas pueden transportar corriente por encima de su capacidad nominal cuando las condiciones climáticas son favorables, lo cual solo implica la necesidad de disponer de medición de los parámetros en tiempo real que permita tomar decisiones de este tipo durante la operación.

Por otra parte, las líneas compactas, así como las líneas en HVDC, se caracterizan por ser una excelente alternativa para transportar grandes bloques de potencia y energía en un solo corredor [1], siendo ésta una de las razones por las que cobran cada vez mayor relevancia como alternativas para la expansión de las redes.

3.1 Sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS)

En los últimos años, como parte de los ejercicios de planeamiento adelantados en Colombia, se definió la instalación de algunos dispositivos D-FACTS (FACTS distribuidos) en serie con las líneas de transmisión, también denominados **SSSC** (Static Synchronous Series Compensator), como aporte a la solución de limitaciones en la capacidad de conexión de generación en algunas zonas del país, especialmente en algunas líneas a 220 kV de la Zona Caribe Colombiana, tal como se indica en la Tabla 1.

TABLA I. SSSC DEFINIDOS EN LA ZONA CARIBE COLOMBIANA

Área	Líneas (220 kV) en las que se han instalado SSSC
Bolívar	Ternera - Candelaria 1 Ternera - Candelaria 2
Atlántico	Tebsa - Sabanalarga 1 Tebsa - Sabanalarga 2 Caracolí - Sabanalarga Flores - Nueva Barranquilla 1 Flores - Nueva Barranquilla 2
CM (Guajira-Cesar-Magdalena)	Termocol - Santa Marta Guajira - Santa Marta

Es importante resaltar que una de las dificultades que se tenía para la instalación de estos equipos, era la ausencia de una regulación flexible, que permitiera su desarrollo como Ampliación[1], toda vez que, precisamente, por tratarse de una nueva tecnología, no se tenía definida una unidad típica para su remuneración, ni criterios adicionales que habilitaran su ejecución bajo dicho mecanismo, debiendo recurrirse al esquema de convocatorias establecido en la regulación para el desarrollo de los proyectos de transmisión nacional, el cual tampoco se contemplaba con éxito, debido a que en ese momento sólo se contaba con un único proveedor de esta tecnología.

En Brasil estos equipos ya se han venido desarrollando desde tiempo atrás, sin enfrentar retos importantes desde el punto de vista de la regulación y la planificación, y en países como Perú y Chile tampoco se han tenido dificultades desde el punto de vista regulatorio, siendo más un reto que se tenía desde la planificación la identificación de la necesidad de este tipo de obras, las cuales ya se han venido incorporando en los planes de expansión recientes y desarrollándose bajo los mecanismos establecidos en la regulación.

[1] Obra que corresponde a la ampliación de una instalación existente o en desarrollo, y que se asigna de manera directa al transmisor responsable de la instalación que se amplía, de acuerdo con las condiciones definidas en la regulación vigente. En aquel entonces, una de las condiciones regulatorias de las obras de Ampliación era la necesidad de una unidad típica definida previamente.

3.2 Repotenciaciones de líneas y subestaciones

Debido a la masiva inserción de nuevos proyectos de generación, la mayoría de ellos basados en energías renovables, en los diferentes países comienza a identificarse la necesidad de aumentar la capacidad de corto circuito de los equipos, que permitan soportar los niveles que se vienen incrementando en las subestaciones como resultado de la entrada en operación de dichos proyectos.

El caso de Colombia se ha identificado como el más crítico en este sentido, como resultado de la conexión de nuevos proyectos de generación y nuevas obras de transmisión aprobadas por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Es así como, de acuerdo con el Informe de priorización de subestaciones con agotamiento de capacidad de interrupción de cortocircuito [8], utilizando la metodología IEC 60909 -2016 y considerando las plantas que se encuentran en operación y en pruebas al 20 de agosto de 2024, se ha identificado que para el 2024 existen 33 subestaciones del Sistema Interconectado Nacional de Colombia con capacidad de interrupción agotada, y a 2029 este número ascendería a 44.

Otra realidad que se va volviendo cada vez más evidente es la necesidad de incrementar la capacidad de líneas de transmisión en algunos corredores del sistema existente y optimizar así su utilización, buscando con ello evitar o reducir el desarrollo de nuevos corredores de transmisión, por las razones de carácter ambiental, social y predial, mencionadas previamente.

Este tipo de obras se convierte entonces en una alternativa que ayuda a complementar las obras de expansión identificadas a nivel de nuevas líneas y subestaciones, y que, a diferencia de las obras de reposición, que son responsabilidad directa de las empresas de transmisión, surgen por la necesidad de crecimiento del sistema, ajena a la gestión de las empresas.

3.3 Líneas compactas y HVDC

El diciembre de 2021, se adjudicó el primer proyecto HVDC en Chile, el cual consiste en una nueva línea HVDC entre las subestaciones Kimal y Lo Aguirre, de una longitud aproximada de 1.500 km, con una potencia de transmisión al menos de 2.000 MW a un nivel de tensión ±600 kV, con fecha de puesta en operación estimada para el 2029 [9].

Por otra parte, en Colombia, desde el 2015, el Planeador del sistema viene analizando el desarrollo de un proyecto HVDC en la alta Guajira, que consistiría en la construcción de una línea de transmisión ±600 kV HVDC-VSC bipolo, desde la nueva subestación Colectora 2 a la subestación Primavera o a la subestación Cerromatoso, con una longitud aproximada de 713 km y una capacidad de transmisión de 3.000 MW [10] [11], no obstante, este proyecto no ha sido adoptado en los planes de expansión debido a que continúan los análisis de los beneficios-costos del proyecto y de la selección definitiva de la subestación de llegada.

Finalmente, en el marco de la integración regional, desde hace varios años se viene gestionando la interconexión Colombia – Panamá, la cual se desarrollaría por medio de línea de transmisión ±300 kV HVDC-VSC bipolo, desde la subestación Panamá hasta la subestación Cerromatoso (Colombia), con una longitud aproximada de 500 km (tramo terrestre Panamá: 220 km, tramo marino: 130 km, tramo terrestre Colombia: 150 km) y una capacidad de transmisión de 400 MW [12].

4 SEÑALES CONTEMPLADAS EN LA PLANIFICACIÓN Y EN LA REGULACIÓN

Como se manifestó previamente, se vuelve cada vez más necesario ampliar la capacidad de transporte de las líneas, que permita superar las congestiones que se presentan en algunos corredores del sistema existente, y la capacidad de corto circuito de los equipos y elementos de las subestaciones, que permitan soportar los niveles que comienzan a alcanzarse en las subestaciones.

Bajo esta necesidad, se considera mandatorio que los esquemas de planificación contemplen las obras consistentes en la ampliación de la capacidad de los corredores existentes y de la capacidad de cortocircuito de las subestaciones, por supuesto, considerando el efecto de indisponer las líneas, equipos y elementos para

realizar su cambio sin afectar la confiabilidad del sistema, para lo cual se requiere además de una regulación que brinde las señales económicas requeridas para su desarrollo.

No obstante lo anterior, algunas entidades de planificación pudieran no estar contemplando aún dichas obras como parte de sus análisis de planificación, centrándose en las soluciones convencionales de nuevos corredores o circuitos de transmisión, o nuevas subestaciones, las cuales puede enfrentar mayores dificultades desde el punto de vista ambiental, social y predial, que las que enfrentarían las obras de repotenciación.

Desde el punto de vista de la regulación no siempre se tienen las señales económicas que permitan recuperar los diferentes costos en que deben incurrir las empresas en el desarrollo de este tipo de obras, olvidándose incluso de que la necesidad de éstas surge por el crecimiento del sistema, ajena a la gestión de las empresas de transmisión, y no por una responsabilidad directa de ellas, como sí lo son las obras propias de reposición o renovación.

En relación con los costos que se deben asumir en el desarrollo de este tipo de obras de repotenciación, se identifican los costos asociados a tres conceptos, según se ilustra en la Figura 1.

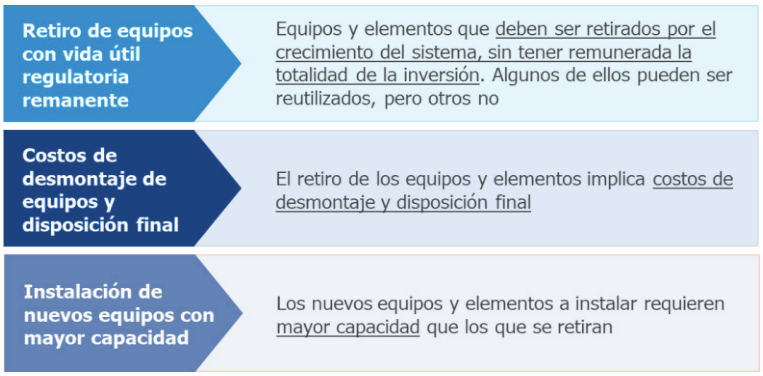


Fig. 1 Conceptos a los que se asocian los costos que surgen de una repotenciación.

Considerando lo anterior, se realizó un análisis cuidadoso de las señales que se tienen contempladas en la planificación y la regulación de los países en los que operan las empresas de transmisión de ISA, con el fin de identificar aspectos por mejorar o aspectos de algunos de los países que pudieran ser tomados como referentes en otros.

4.1 Señales existentes en la planificación

A continuación, se describen de manera breve las señales existentes en los esquemas de planificación de cada uno de los países bajo análisis, en torno a las obras de repotenciación.

- Brasil: las soluciones para la repotenciación de instalaciones existentes forman parte de las alternativas analizadas por la planificación sectorial y cuentan con una previsión normativa de autorización como Refuerzo a los Transmisores propietarios del activo repotenciado.
  Así, el planificador identifica en el horizonte de estudio condiciones de superación de la capacidad del sistema existente, y realiza estudios de alternativas para solucionar el problema, considerando alternativas que involucran la implementación de nuevas líneas de Transmisión o transformadores, así como aquellas que requieren la repotenciación de dichos elementos. La solución para adoptar se basa en criterios de confiabilidad (N-1) y costo global (costos de inversión y pérdidas), siendo elegida la alternativa que presente el menor costo global y cumpla con los criterios de confiabilidad. La Empresa, por su parte, puede identificar posibles superaciones de capacidad y proponer obras de repotenciación para solucionar el problema, las que en todo caso son analizadas y definidas por el planificador si realmente ésta es la mejor solución.

- Chile: la planificación igualmente considera propuestas de obras nuevas y de ampliación, las cuales compiten en el análisis costo-beneficio en función de su impacto en la operación del sistema, su valor de inversión y el tiempo en el que pueden entregar los beneficios al sistema.

Sin embargo, para el caso de las líneas de transmisión, el planificador normalmente opta por doble circuitos desde la definición de la obra, los cuales se pueden energizar inicialmente a 220 kV y luego pasar a 500 kV cuando el sistema lo requiera, utilizando el lineamiento de la Ley respecto a la necesidad de planificar con holguras y considerando además la estructura radial de su sistema; razón por la que normalmente las desconexiones inviabilizan la repotenciación de una línea, llevando a optar por líneas nuevas.
Se ha discutido que, en ampliaciones en redes radiales, la decisión de inversión debe considerar los sobrecostos de operación que la indisponibilidad de activos generaría al sistema, pudiendo, tal condición, modificar la decisión de intervenir lo existente.

- Perú: Como parte de la planificación, se identifican las necesidades tanto de instalaciones nuevas como de repotenciación de la infraestructura existente.
  El Plan de Expansión de ISA REP, elaborado por REP como obligación contractual, identifica las necesidades de repotenciación y nueva infraestructura en su zona de influencia, y recomienda la alternativa que técnica y económicamente resulte mejor, cumpliendo los criterios técnicos de planificación. Estas recomendaciones sirven como insumo para la elaboración del Plan de Transmisión, que es elaborado por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) y aprobado por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), y el cual incorpora además el criterio N-1, que en algunos casos podría inviabilizar obras de repotenciación.

- Bolivia: los análisis de planificación no consideran obras de ampliación sobre infraestructura existente; sólo incluyen líneas paralelas en algunos casos donde se puedan completar dobles circuitos.

- Colombia: los análisis de planificación contemplan las necesidades de aumento de la capacidad de transporte, considerando criterios técnico - económicos, las cuales normalmente se buscan solventar con nuevas líneas de transmisión o con la complementación de líneas en las que se tiene la posibilidad de tender un segundo circuito sobre la infraestructura existente. Como se indicó previamente, En los últimos años se vienen incorporando y desarrollando soluciones con dispositivos FACTS, que permitan redireccionar los flujos de potencia y de esta manera optimizar el uso de la capacidad disponible. Sin embargo, a excepción de completar dobles circuitos o incrementar el nivel de tensión, no se han definido obras de repotenciación de líneas de transmisión existentes, debido principalmente a la falta de claridad desde la regulación en cuanto a la responsabilidad en la ejecución de este tipo de obras y su remuneración.
  En cuanto al nivel de cortocircuito de subestaciones, se indicó previamente que los planes de expansión, en atención principalmente a las señales recibidas del operador del sistema, vienen identificando algunas subestaciones en las cuales los niveles de cortocircuito ya se acercan a la capacidad límite de los equipos o incluso en algunos casos las superan, recomendando a los responsables de dichas subestaciones evaluar acciones tendientes a incrementar su capacidad de cortocircuito.

Finalmente, en la siguiente figura se realiza una síntesis de las señales existentes en la planificación.

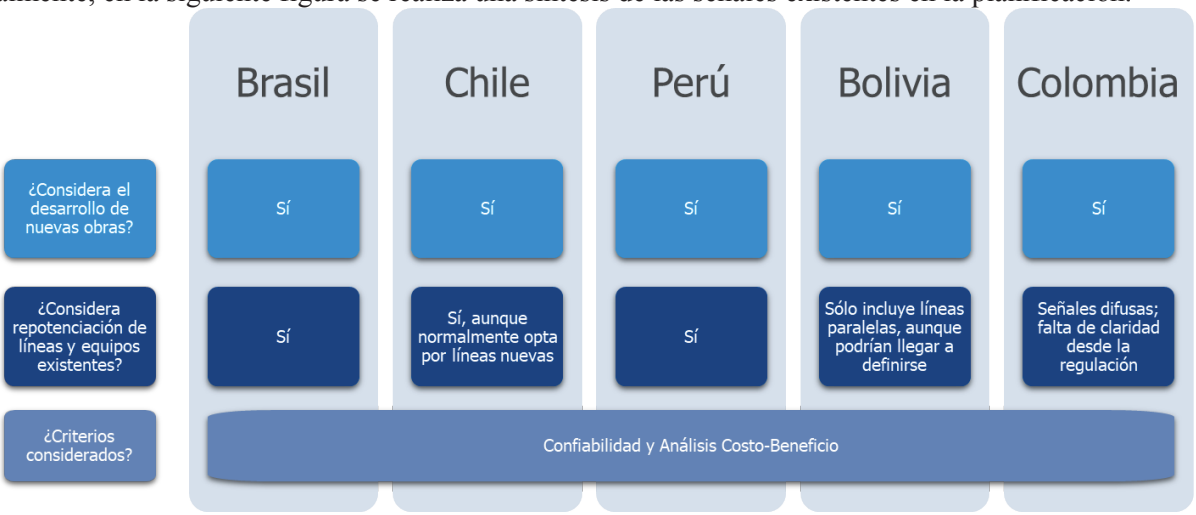


Fig. 2. Señales existentes desde la planificación de los países bajo análisis

4.2 Señales existentes en la regulación

A continuación, se describen las señales existentes en la regulación de cada uno de los países para la remuneración de los costos asociados con el desarrollo de las repotenciaciones, según los tres (3) conceptos descritos previamente.

4.2.1 Retiro de equipos con vida útil regulatoria remanente.

- Brasil: de acuerdo con lo establecido en la normatividad vigente, cuando se define un refuerzo por la planificación sectorial, se calcula el valor residual de los equipos reemplazados (desactivados) y se reconoce al transmisor en la Revisión Tarifaria Periódica (RTP), como una Cuota de Ajuste dividida en los cinco (5) años del ciclo tarifario. Esta regla entró en vigor en 2021 [12].

- Chile: si la obra que se repotencia fue desarrollada por medio de una licitación, los equipos y elementos retirados se continúan remunerando hasta que se cumpla el año 20 de haber entrado en operación la obra original (se perdería el flujo de ingresos que se esperaba recibir después del año 20). Si es un Legacy Asset, (activo puesto en operación antes de la Ley de Transmisión (2016) o que haya sido desarrollado por licitación y tenga más de 20 años de operación), no se reconoce el valor remanente de los equipos retirados por ampliación de capacidad, ya que para este tipo de activos sólo se remunera lo que realmente existe y presta el servicio de transmisión. La regulación no considera ningún tipo de indemnización por este concepto [13].

- Perú: tanto para las Ampliaciones[2] como para los Refuerzos[3], los costos de inversión de los activos retirados se reconocen hasta el final del periodo establecido para su recuperación. Para el caso de retiro de instalaciones de la concesión de REP, a la remuneración se le descuenta el ingreso de OyM (operación y mantenimiento) de los bienes retirados, hasta el final de la concesión [14] [15].

- Bolivia: los activos retirados se continuarían reconociendo con base en la licencia o ampliación de licencia y costo de Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado (STEA) aprobado para el activo[4] [16] [18].

- Colombia: los activos (tipificados en Unidades Constructivas) que se retiran antes de cumplir la vida útil regulatoria dejan de remunerarse, sin que se reconozca por tanto la inversión no recuperada a la fecha de su retiro [14] [19].

4.2.2 Mayores costos de desmontaje y disposición final

- Brasil: para el reemplazo de equipos o reconstrucción de líneas de transmisión, el Banco de Precios de Referencia (BPR) de la ANEEL (Agencia Nacional de Energía Eléctrica) ya prevé los servicios relacionados con el desmontaje del activo existente, por lo que se reconocen estos costos bajo la definición de un ingreso adicional. Cuando se trata sólo de servicios (por ejemplo, retensionamiento de una línea), ANEEL utiliza los costos incurridos por el Transmisor (Valor Contable Original - VOC) y define un

[2] Ampliaciones: obras que se adjudicaron vía licitación bajo la Ley de Concesiones Eléctricas, entre 1998 y el 2002, y al que le caben diversas obras necesarias como parte del sistema de transmisión en su zona de influencia. Pueden ser repotenciaciones a infraestructura existente o infraestructura nueva. Las tarifas de estas instalaciones son determinadas con base en los términos contractuales, bajo un esquema de costos auditados.

[3] Refuerzos: instalaciones adheridas principalmente a un contrato del sistema garantizado de transmisión (troncales). Es el único término que se encuentra regulado bajo normativa general, y corresponden a reforzamientos de infraestructuras que se licitaron desde 2006 (nueva Ley 28832). Si una instalación no es calificada como Refuerzo o el concesionario no ejerce su derecho de preferencia para ejecutar el Refuerzo, dicho Refuerzo iría a un proceso de licitación. En caso de que se ejerza el derecho de preferencia, las tarifas de estas instalaciones son establecidas por el regulador (Osinergmin) bajo un esquema de costos regulados.

[4] Si bien en Bolivia no se han adelantado obras de repotenciación, la descripción que se incluye en este concepto de costo parte del entendimiento de la regulación que sería aplicable de definirse obras de este tipo en la planificación.

ingreso adicional en función de este costo. Es importante mencionar que todos los valores de inversión, independientemente de si son BPR o valores en libros, se revisan en la RTP siguiente a su entrada en operación.

- Chile: los costos de desmontaje de los equipos retirados, junto con los costos de los equipos nuevos, se consideran en el costo de la Ampliación, la cual se desarrolla bajo un esquema de licitación en el que se selecciona a la empresa que construye la obra (epcista), quien la entrega al transmisor para su operación. Esos costos se reconocen por 20 años sin ningún cambio, y posteriormente pasan al esquema de remuneración de los Legacy Asset (con parámetros regulados).

- Perú: los mayores costos por la Ampliación se reconocen como parte del costo de inversión, bajo un esquema de costos auditados. Para el caso de los Refuerzos, el regulador reconoce los costos necesarios para ejecutar las obras a valores regulados, cuyo valor no es modificable, es decir, que cualquier costo adicional en que incurra la concesionaria no es reconocido por el regulador.

- Bolivia: de acuerdo con la regulación, los mayores costos de montaje y desmontaje deberían formar parte de la ampliación de la licencia que se requiera para ejecutar el nuevo proyecto, que podría ser una repotenciación. La inversión aprobada para esto debería incluir todos los costos asociados.

- Colombia: no se reconocen los mayores costos de desmontaje y disposición final en que incurren las empresas para adelantar las obras de repotenciación.

4.2.3 Instalación de elementos y equipos con mayor capacidad

- Brasil: Para los nuevos equipos instalados hay una referencia regulatoria (con un ingreso provisional), y en la RTP se corrige y se aplica el banco de precios nuevo (que se esperaría que capture de manera cercana el valor real), y se aplica retroactivo a la fecha de entrada en operación del proyecto. El banco de precios es un precio medio, sin referencia a una capacidad específica, y queda adaptado a la realidad del costo del proyecto. ANEEL indica los valores en una resolución.

- Chile: se reconoce el costo de los nuevos equipos instalados, sea que la obra que se repotencia se haya desarrollado por licitación o como Legacy Asset. Si la ampliación es de un proyecto que había sido licitado, se licita igualmente la ejecución y lo selecciona el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), y cuando está construido se traslada al propietario. La remuneración se mantiene en función de la Anualidad del Valor de Inversión (AVI) asegurado por 20 años y el ingreso por los Costos de Operación, Mantención y Administración (COMA) se revisa cada 4 años. El caso de una ampliación de un Legacy Asset es análogo a la ampliación de un activo nuevo, es decir la ampliación se remunera con un AVI fijo por 20 años, actualizándose su COMA cada 4 años.

- Perú: para el caso de las Ampliaciones, se reconocen los costos de los nuevos equipos como parte de la estructura de costos de inversión auditados. Para el caso de los Refuerzos, los costos de inversión reconocen los equipos necesarios, incluidos los de mayor capacidad, a costos regulados.

- Bolivia: el costo reconocido a partir de un STEA se basa en unos costos que define la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología (AETN). Las empresas deben demostrar si los costos que define la AETN no son suficientes para remunerar las nuevas inversiones y si éstos deben ser ajustados. Si esto llega a ser reconocido por la AETN, que hace las veces de perito, el costo a reconocer deberá quedar establecido en la nueva aprobación del STEA de dicha repotenciación, que deberá tener una ampliación de licencia.

- Colombia: las obras para aumentar la capacidad se remuneran de la misma manera que las obras reemplazadas, en función de unidades constructivas promedio, sin reconocer un diferencial de costo por mayor capacidad, excepto si ésta se da por el cambio a un mayor nivel de tensión. No se tiene por tanto un costo diferencial por capacidad ni se remunera el costo de la nueva inversión con un valor superior. El

regulador ha conceptuado que esas obras hacen parte de la reposición de activos cobijada bajo la actual metodología de remuneración con Valor de Reposición a Nuevo, sin reconocimiento de ingresos adicionales por la repotenciación.



Fig. 3. Señales existentes desde la regulación de los países bajo análisis

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Las empresas de transmisión tienen el gran reto de incorporar tecnologías que permitan la flexibilidad de la operación de líneas existentes, aprovechando al máximo el uso de la capacidad de transporte disponible.

- Uno de los primeros pasos debe ser dado por las entidades de planificación, incorporando estas soluciones dentro de sus estudios y análisis de planeamiento, con lo cual se podrá identificar la necesidad y los beneficios de los proyectos correspondientes, y contemplar así su inclusión como parte de los planes de expansión que se definan.

- El mismo compromiso se requiere de las entidades de regulación, en los ajustes y modernización de los marcos regulatorios, que permitan viabilizar económicamente el desarrollo de estas obras, lo cual será fundamental para poder dinamizar la entrada de nuevos proyectos de generación.

- En el caso de Brasil, Chile, Perú y Colombia, las entidades de planificación consideran en sus análisis de planificación la necesidad de obras asociadas con el incremento de capacidad de transporte de líneas de transmisión y capacidad de cortocircuito de equipos de subestaciones. Sin embargo, en el caso de Colombia, no hay una tendencia definida a recomendar este tipo de obras, en parte, por la falta de señales desde la regulación, que viabilice su desarrollo, excepto cuando éstas suponen un mayor nivel de tensión o la construcción de dobles circuitos, completando circuitos sencillos. En el caso de Bolivia, la planificación no considera obras de repotenciación.

- En cuanto al reconocimiento de los diferentes costos (inversión no recuperada de los activos que se retiran, costos de desmontaje y disposición final de los activos retirados, y costos de los nuevos equipos que se instalan con mayor capacidad), Brasil es el único país que ya lo tiene resuelto.

- El primer paso de las empresas de los países en los que se tienen deficiencias desde la planificación debe ser un acercamiento efectivo a la entidad de planificación, buscando que incorporen las soluciones de repotenciación dentro de sus estudios y análisis, con lo cual se podrá identificar la necesidad y los beneficios de los proyectos correspondientes, y contemplar así su inclusión como parte de los planes de

expansión que se definan. Así mismo, se requiere gestionar con las entidades de regulación de los países con falta de señales económicas suficientes, la incorporación éstas, a fin de que permitan viabilizar económicamente el desarrollo de estas obras.

6 REFERENCIAS

[1] G. G. Arcia, P. R. Cruz y A. E. Gómez, «Future power transmission: Visions, technologies and challenges,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews,* vol. 94, pp. 285-301, October 2018.

[2] P. Lienert, B. Suetterlin y M. Siegrist, «Public acceptance of the expansion and modification of high-voltage power lines in the context of the energy transition,» *Energy Policy,* vol. 87, pp. 573-583, December 2015.

[3] Unidad de Planeación Minero Energética, «Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica,» UPME, Bogotá, 2024.

[4] S. Nielsen, P. A. Ostergaard y K. Sperling, «Renewable energy transition, transmission system impacts and regional development – a mismatch between national planning and local development,» *Energy,* vol. 278, September 2023.

[5] S. Becker, R. Rodríguez, G. Andresen, S. Schramm y S. Greiner, «Transmission grid extensions during the build-up of a fully renewable pan-European electricity supply,» *Energy,* vol. 64, pp. 404-418, January 2014.

[6] J. Maza, E. Acha, S. García y A. Gómez, «Overview of power electronics technology and applications in power generation, transmission and distribution,» *Mod Power Syst Clean Energy,* vol. 5, nº 4, pp. 499-514, July 2017.

[7] Unidad de Planeación Minero Energética, «Informe de evaluación definición de gradi de criticidad y priorización de subestacion con agotamiento de capacidad de interrupción de cortocircuito,» UPME, Bogotá, 2024.

[8] Coordinador Eléctrico Nacional, «Proyecto HVDC Kimal - Lo Aguirre,» CEN, Santiago de Chile, 2020.

[9] Unidad de Planeación Minero Energética, «Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2015-2019,» UPME, Bogotá, 2015.

[10] Unidad de Planeación Minero Energética, «Plan de Expansión de Transmisión 2022-2036,» UPME, Bogotá, 2023.

[11] Ministerio de Minas y Energía, «Colombia y Panamá avanzan en la integración energética a través de la interconexión eléctrica,» MME, Bogotá, 2024.

[12] Agência Nacional de Energia Elétrica, «Regras do Serviço de Transmissão - Módulo 3 - Rev04,» ANEEL, Brasilia, 2023.

[13] Ministerio de Energía, «Reglamento de Calificación, Valorización, Tarificación y Remuneración de las Instalaciones de Transmisión,» Santiago de Chile, 2019.

[14] Congreso de la República del Perú, «Ley 28832,» Lima, 2006.

[15] Ministerio de Energía y Minas, «Decreto Supremo N° 027-2007-EM,» MINEM, Lima, 2007.

[16] Congreso Nacional de Bolivia, «Ley N° 1604 de 1994 - Ley de Electricidad,» La Paz, 1994.

[17] Consejo de Ministros, «Reglamento de concesiones, licencias y licencias provisionales - RCLLP,» La Paz, 1994.

[18] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución CREG 011 de 2009,» CREG, Bogotá, 2009.

[19] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución CREG 193 de 2020,» CREG, Bogotá, 2020.

Comité de Estúdios C5 - Mercados de Electricidad y Regulación

OPTIMIZACIÓN DEL PORTAFOLIO DE COMERCIALIZACIÓN EN MERCADOS DE ELECTRICIDAD DEPENDIENTES DE FER: CASO DE USUARIOS INDUSTRIALES CON GENERACIÓN PARA AUTOCONSUMO

R.A. LOZANO*
Instituto de Energía Eléctrica
Argentina
rlozano@iee.unsj.edu.ar

R. RETA
Instituto de Energía Eléctrica
Argentina
rreta@iee-unsjconicet.org

D.G. COLOMÉ
Instituto de Energía Eléctrica
Argentina
gcolome@iee-unsjconicet.org

Resumen *– En los mercados de electricidad liberalizados, altamente dependientes de fuentes de energías renovables (FER), la variabilidad en la generación provoca una marcada volatilidad en los precios de la energía. En este contexto, los comercializadores y productores deben aplicar estrategias de negociación efectivas para mitigar el riesgo asociado a esta volatilidad. Este estudio se centra en la optimización del portafolio de comercialización para maximizar el valor esperado de utilidad (VEU) de un comercializador que gestiona la demanda de usuarios industriales con capacidad de generación de sistemas fotovoltaicos para autoconsumo. Mediante un problema de optimización estocástica, se evalúan escenarios y probabilidades de las variables energéticas, integrando datos del mercado eléctrico colombiano y de la demanda industrial. Los resultados evidencian que, en un entorno volátil y con integración de sistemas de generación para autoconsumo, la estrategia óptima asigna la mayor parte de la demanda industrial mediante contratos bilaterales (más de un 80%) y el restante a través del mercado diario (mercado de bolsa). Este portafolio óptimo resulta ser la base para la toma de decisiones y la gestión comercial de un comercializador en entornos altamente volátiles.*

Palabras clave: Portafolio de comercialización – Optimización Estocástica – Volatilidad – Fuentes de Energías Renovables – Autoconsumo – Precio – Contratos bilaterales – Mercado diario – Gestión del riesgo

1 INTRODUCCIÓN

Los mercados eléctricos han evolucionado desde estructuras centralizadas y reguladas hacia esquemas liberalizados, diseñados para promover la competencia y garantizar la eficiencia en la asignación de recursos. Este proceso, iniciado en la década de 1990, marcó un hito en países como el Reino Unido y los nórdicos, estableciendo un modelo de mercado competitivo que ha sido replicado en diversos contextos globales [1], [2], [3]. En América Latina, Colombia se posiciona como un referente en la implementación de mercados eléctricos con características únicas adaptadas a su realidad energética [4].

El mercado eléctrico colombiano fue reformado en 1994 con la Ley 142 y la Ley 143, adoptando un modelo que separa las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización. Este modelo busca garantizar la competencia en la generación y comercialización, mientras mantiene regulados los segmentos de transmisión y distribución [5], [6]. La transformación del mercado se produjo como respuesta a la crisis energética de principios de los años 90, cuando el país sufrió un racionamiento masivo debido a su alta dependencia de fuentes hídricas y su vulnerabilidad ante eventos climáticos como el fenómeno de El Niño [4], [6].

* Av. Lib. General San Martin 1109 (Oeste), J5400ARL, San Juan, Argentina

En el marco del mercado colombiano, la negociación de energía se realiza a través de dos mecanismos principales:

- Mercado de contratos bilaterales: Este mecanismo permite a generadores y comercializadores negociar acuerdos a largo plazo de manera directa. Los contratos establecen condiciones específicas como precios, cantidades y plazos, proporcionando estabilidad tanto a compradores como a vendedores. Este mecanismo es esencial para mitigar los riesgos de volatilidad en los precios del mercado spot.
- Mercado de bolsa: Es un mercado diario donde se realizan transacciones para el despacho de energía. Los precios en la bolsa son altamente volátiles, determinados por la oferta y la demanda, así como por factores como la hidrología, los costos de generación térmica y las condiciones de la red. Este mecanismo proporciona flexibilidad a los comercializadores para cubrir necesidades no previstas o ajustar sus portafolios en el corto plazo.

La alta dependencia de fuentes hidroeléctricas, que aportan más del 80% de la energía anual en Colombia, introduce una significativa variabilidad en los precios, especialmente durante eventos climáticos extremos [7]. Además, el crecimiento de la autogeneración industrial con fuentes renovables, como la energía solar, plantea nuevos desafíos para los comercializadores, quienes deben integrar estos recursos en sus estrategias de compra y gestión de riesgos [8], [9].

Este trabajo presenta una metodología de optimización estocástica que fue aplicada al mercado eléctrico colombiano, orientada a maximizar el valor esperado de utilidad (VEU) de un comercializador que atiende demanda industrial. La propuesta se fundamenta en la utilización de datos reales, lo que permite que ciertos parámetros como precios y demanda se modelen de forma determinista en el periodo analizado. En cambio, la generación solar fotovoltaica para autoconsumo en usuarios industriales se abordó a través de tres escenarios de autogeneración, cada uno asociado a una probabilidad, de forma que no se modela una incertidumbre directa en este componente. Es importante resaltar que los datos reales utilizados en la modelación de generación solar fotovoltaica para autoconsumo ya reflejan el impacto acumulado de las condiciones climáticas (como nubosidad, radiación y otros fenómenos meteorológicos), lo que confiere una representación fiel de la realidad del sistema.

El artículo se organizó así: la sección 2 presenta el portafolio óptimo de comercialización; la sección 3 describe el caso de estudio implementado; la sección 4 expone los resultados obtenidos; en la sección 5 recoge las conclusiones; y la sección 6 contiene las referencias bibliográficas.

2 PORTAFOLIO ÓPTIMO DE COMERCIALIZACIÓN

En el contexto de los mercados eléctricos liberalizados, la optimización de portafolios de comercialización se ha convertido en una herramienta fundamental para maximizar los beneficios y mitigar los riesgos asociados a la volatilidad de precios y la variabilidad en la demanda. Un portafolio de comercialización óptimo permite a los comercializadores gestionar eficientemente la asignación de energía entre diferentes mecanismos de negociación, como contratos bilaterales y el mercado de bolsa, tomando en cuenta factores como los precios de la energía, las condiciones del mercado, y las características específicas de los consumidores finales [4], [10], [11].

La modelación de un portafolio óptimo de comercialización requiere la integración de técnicas avanzadas de optimización que permitan abordar la incertidumbre inherente de los mercados eléctricos. En particular, los problemas de optimización estocástica son adecuados para capturar las múltiples fuentes de incertidumbre, como las variaciones en los precios de los contratos y del mercado spot, así como la fluctuación en la demanda industrial y en la generación de fuentes renovables [8], [12], [13]. Estas metodologías no solo proporcionan una solución viable para escenarios actuales, sino que también ofrecen una herramienta robusta para la toma de decisiones en el largo plazo.

2.1 Modelo de optimización estocástica

El modelo propuesto está orientado al mercado eléctricos liberalizados, caracterizado por su alta dependencia de fuentes de energía hidroeléctrica y, más recientemente, por la integración de sistemas renovables no convencionales. Para modelar el portafolio óptimo de comercialización, se desarrolló un modelo de optimización estocástica que considera la maximización del VEU del comercializador. En la ecuación (1) y ecuación (2) se presenta la función objetivo del VEU, tal como sigue:

Función objetivo:

$$MAX\,(VEU) = \sum_{s} P_s \cdot U_s \tag{1}$$

Donde,

$$U_S = \sum_{t,s}\left(\left(p^{vpo}_{t,s} \cdot Q^{po}_{t,s}\right) - \left(p^{ccb}_{t,s} \cdot Q^{ccb}_{t,s} + p^{cbol}_{t,s} \cdot Q^{cbol}_{t,s}\right)\right) \tag{2}$$

Las sumatoria de la ecuación (1) representa el VEU por cada escenario y probabilidad asosiada, en cambio la ecuación (2), es el cálculo de la utilidad para el escenario s-esimo en el periodo de tiempo de análisis.
De la ecuación (1),

- P_s representa la probabilidad asociada al escenario s-esimo,
- U_s represente la utilidad esperada asociada al escenario s-esimo.

De la ecuación (2),

- $p^{vpo}_{t,s}$: representa el precio de venta del portafolio para el tiempo t del escenario s-esimo.
- $Q^{po}_{t,s}$: representa la energía efectiva del portafolio de usuarios para el tiempo t del escenario s-esimo.
- $p^{ccb}_{t,s}$: representa el precio de compra por contratos bilaterales para el tiempo t del escenario s-esimo.
- $Q^{ccb}_{t,s}$: representa la energía de compra por contratos bilaterales para el tiempo t del escenario s-esimo.
- $p^{cbol}_{t,s}$: representa el precio de compra por el mercado de bolsa para el tiempo t del escenario s-esimo.
- $Q^{cbol}_{t,s}$: representa la energía de compra por el mercado de bolsa para el tiempo t del escenario s-esimo.

El modelo se resuelve utilizando técnicas de programación estocástica que descomponen el problema en escenarios, asignando probabilidades P_s a cada uno. La solución óptima considera la combinación de decisiones que maximiza el VEU, adaptándose a las condiciones de cada escenario. Las restricciones que modelan las condiciones del mercado y las políticas de comercialización estan en el Apéndice 1 literal A.1.1.

3 CASO DE ESTUDIO

En esta sección se presenta el caso de estudio aplicado al problema de optimización estocástica propuesto para lograr el portafolio óptimo de comercialización. Se asume un comercializador de energía eléctrica que atiende especialmente usuarios industriales y los representa en el mercado de energía mayorista (MEM) de electricidad colombiano. La demanda del portafolio es de aproximadamente 100 GWh/año, equivalente al consumo de 21 usuarios. Estos usuarios se agrupan en siete perfiles de consumo, los cuales se ilustran en la Fig. 1.

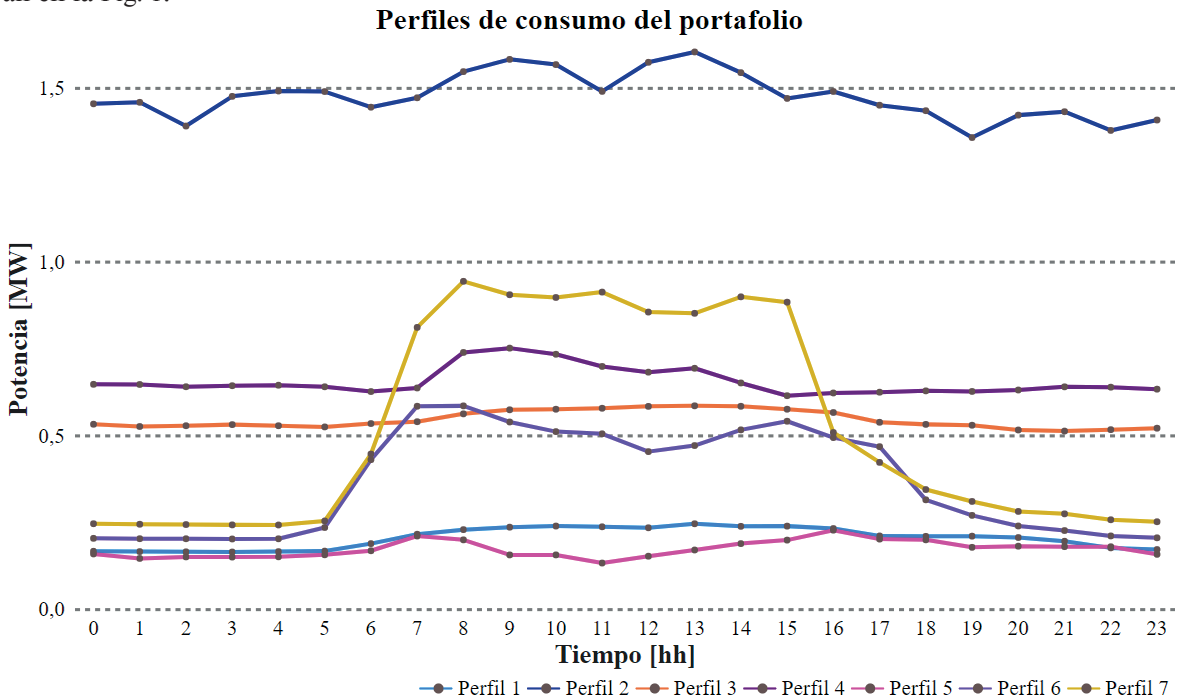


Fig. 1. Siete perfiles de consumo del portafolio de usuarios modelado.

De la Fig. 1 podrían caracterizarse los perfiles en dos tipos: perfiles de 24 horas (aplanados) que obedecen a procesos productivos que operan continuamente durante las 24 horas del día, y perfiles de 12 horas (concentrados de las 6 a las 18 horas) que obedecen a procesos productivos que operan en un horario diurno. La diversidad en los perfiles de consumo afecta directamente la estrategia de adquisición de energía, mientras que los perfiles aplanados facilitan una mayor previsibilidad y estabilidad en el despacho de energía, los perfiles concentrados en 12 demandan estrategias de compra y cobertura adaptadas a su dinámica particular. Esta diferenciación en los perfiles de consumo es fundamental para la formulación del modelo de optimización estocástica, ya que permite al comercializador adaptar sus estrategias de compra tanto en contratos bilaterales como en el mercado de bolsa, de acuerdo con la estructura de demanda agregada de sus usuarios. En consecuencia, el modelo se orientó a maximizar el VEU considerando las características y dinámicas que trasladan los perfiles, contribuyendo a la gestión de un portafolio robusto que responde a la dinámica de consumo de los usuarios industriales.

3.1 Conjunto de datos

Para este estudio se utilizaron datos reales del mercado colombiano para el periodo comprendido del 01-01-2021 al 31-12-2022 (dos años de datos), donde para cada día dentro del rango, se tienen los datos a nivel horario, es decir, 17.520 datos por cada parámetro de entrada. El conjunto de datos utilizado contempla siete columnas así: Fecha, Hora, DReal, P_bol, P_ccb, P_vpo, G_SF.
Donde,

- **Fecha:** representa el vector que contiene todos los días del rango de tiempo estudiado.
- **Hora:** representa el vector que contienen todas las horas de todos los días del rango de tiempo estudiado.
- **Dreal:** representa el vector que contiene la demanda total del portafolio de usuarios en kWh para todas la horas y días del rango de tiempo estudiado. Se obtiene de sumar para cada hora la demanda que los 21 usuarios presentan con perfiles como los ilustrados en la Fig. 1.
- **P_bol:** representa el vector que contiene el precio de bolsa en COP/kWh para todas las horas y días del rango de tiempo estudiado.
- **P_ccb:** representa el vector que contiene el precio de compra de contratos bilaterales en COP/kWh para todas las horas y días del rango de tiempo estudiado.
- **P_vpo:** representa el vector que contiene el precio de venta del portafolio de usuarios en COP/kWh para todas las horas y días del rango de tiempo estudiado.
- **G_SF:** representa el vector que contiene el valor en p.u de la generación solar para autoconsumo del portafolio de usuarios para todos los días y horas del rango de tiempo estudiado.

El conjunto de datos utilizado fue creado a partir del acceso libre a la API de Sinergox de XM, quien es administrador del mercado eléctrico colombiano.

3.2 Herramienta de hardware y software

Para este estudio se utilizó un equipo de cómputo de marca ASUS ROG Strix G513IE, con procesador AMD Ryzen 7 4800H a 2.9 GHz y memoria RAM de 16 GB. La implementación se llevó a cabo en Python utilizando la librería Pyomo con el solucionador de acceso libre GLPK, la cual permitió representar de forma eficiente las restricciones y los parámetros dinámicos del problema.

3.3 Estudios

Para la obtención de resultados se plantearon dos alternativas, tal como sigue:

Alternativa 1: se resuelve el problema sin considerar que el portafolio de usuarios implementa sistemas de autogeneración solar. Para esta alternativa P_s se asumió igual a uno (1).

Alternativa 2: se resuelve el problema considerando que el portafolio de usuarios implementa sistemas de autogeneración solar. Para este caso se plantearon tres escenarios de nivel de autogeneración solar, el primero de 5%, el segundo de 10% y el tercero de 15%. La probabilidad asociada al primer escenario fue del 50%, la del segundo escenario fue del 30% y la del tercer escenario del 20%.

4 RESULTADOS

En esta sección de presentan los resultados obtenidos del modelo de optimización estocástico aplicado para cada alternativa de estudio. Es importante resaltar que los resultados obtenidos son una modelación aproximada de la gestión que posiblemente hace un comercializador de energía en el MEM colombiano al representar portafolios de usuarios. No obstante, en este estudio no se consideraron costos debidos a todos los otros procesos y responsabilidades que por regulación deben asumir los comercializadores cuando atienden demanda.

4.1 Alternativa 1: sin autogeneración solar

En la primera alternativa, en la cual no se contempla la autogeneración solar, los resultados muestran que el portafolio óptimo de comercialización asigna la mayor parte de la demanda industrial a contratos bilaterales. De la Fig. 2 se puede afirmar que más del 84% de la demanda del portafolio de usuarios es cubierta mediante contratos bilaterales, mientras que el 16% restante se asigna al mercado de bolsa, respetando las restricciones impuestas para compras en bolsa y maximizando VEU.

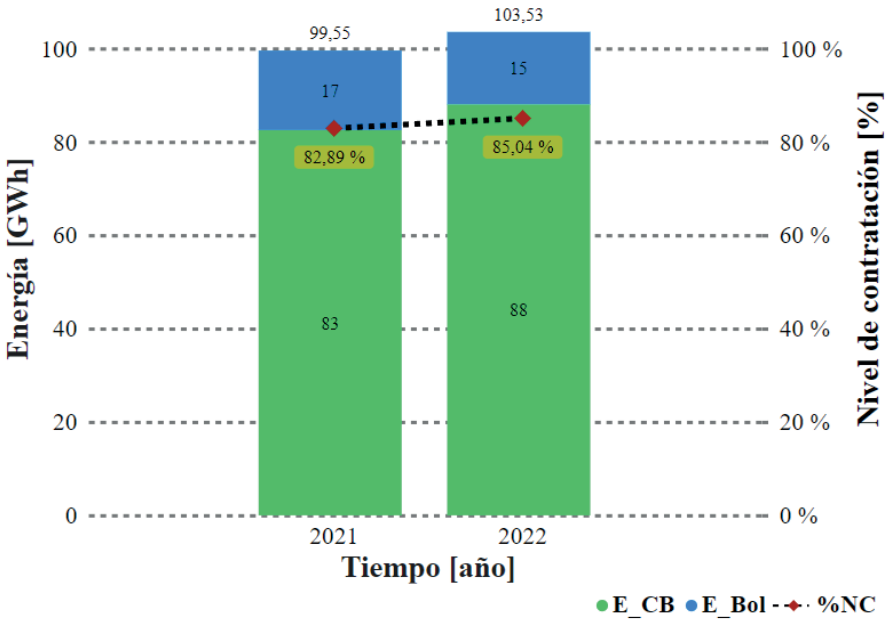


Fig. 2. Portafolio óptimo de comercialización para la alternativa 1 en los dos años de análisis.

La asignación a bolsa entre los dos años analizados fue: en el 2021 más de 17% y en el 2022 menos de un 15%. Esta diferencia podría explicarse por cambios en las condiciones del mercado. Por ejemplo, en 2022 se pudo haber observado una menor volatilidad en los precios o una mayor estabilidad en la demanda, lo que redujo la necesidad de recurrir al mercado de bolsa para minimizar el riesgo. Asimismo, es posible que condiciones regulatorias o de mercado generarán precios más bajos en los contratos bilaterales, disminuyendo así la exposición de compra en bolsa.

Este comportamiento evidencia la preferencia por los contratos bilaterales como mecanismo principal para mitigar el impacto de la volatilidad de precios en el mercado de bolsa. Para el periodo de estudio, el VEU es de $5.556,86 MCOP (aproximadamente 1,30 MUSD). En este escenario, al no considerarse la generación solar para autoconsumo en el portafolio, el comercializador corre el riesgo de sobrecontratar energía, lo que materializa una alta probabilidad de pérdidas económicas (y obtener un VEU final menor) al vender la energía no consumida en el mercado diario (adquirida en contratos bilaterales posiblemente a precios mayores).

4.2 Alternativa 2: con autogeneración solar

Se analizaron tres niveles de integración de autogeneración solar: 5%, 10%, y 15% de la demanda industrial, utilizando curvas de generación normalizadas por cada año (ver Fig. 3). En el presente estudio la curva normaliza es el promedio anual a 24 horas, obtenida de sumar la generación de todos los sistemas solares

fotovoltaicos en operación comercial en Colombia. Estas curvas reflejan de manera acumulada el impacto de las condiciones climáticas reales (nubosidad, radiación y otros fenómenos meteorológicos) durante el periodo de análisis, por lo que se asume que dichas variaciones ya están incorporadas y no se modela incertidumbre adicional en la generación solar.

No obstante, para la aplicación de la metodología en escenarios futuros, es posible emplear una curva estimada de generación fotovoltaica que integre explícitamente la incertidumbre asociada a condiciones climáticas variables, como días nublados u otros eventos extremos.

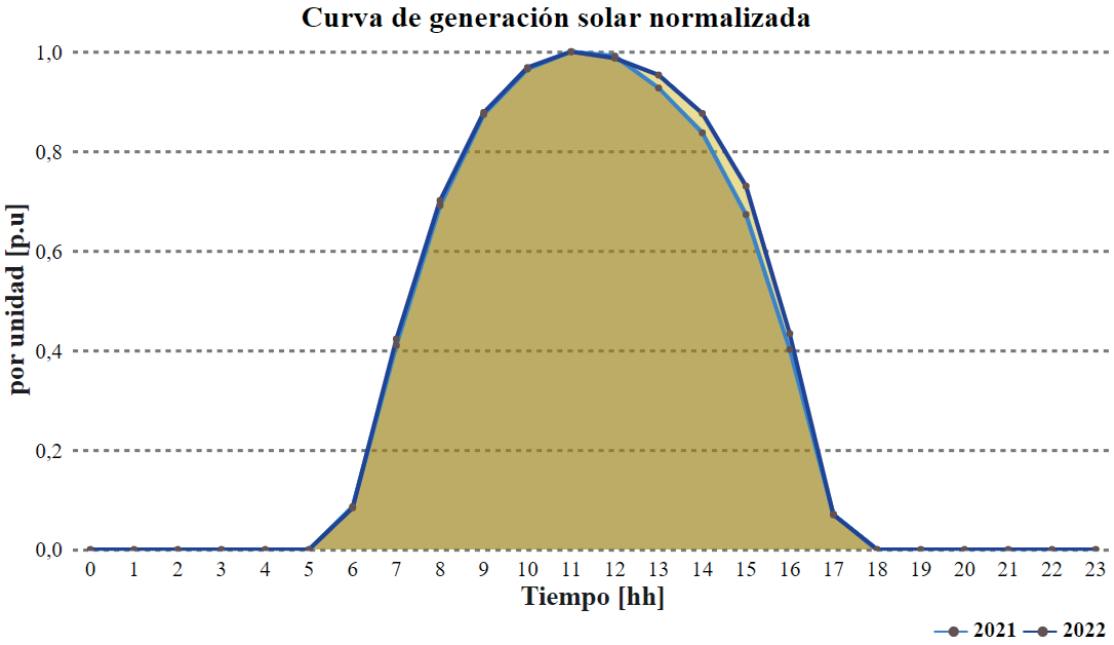


Fig. 3. Curva solar normalizada de utilizada para valorar la generación de autoconsumo.

En la Fig. 4 presenta el portafolio óptimo de comercialización considerando tres niveles de autogeneración solar (5%, 10% y 15%) para todas las horas de los dos años.

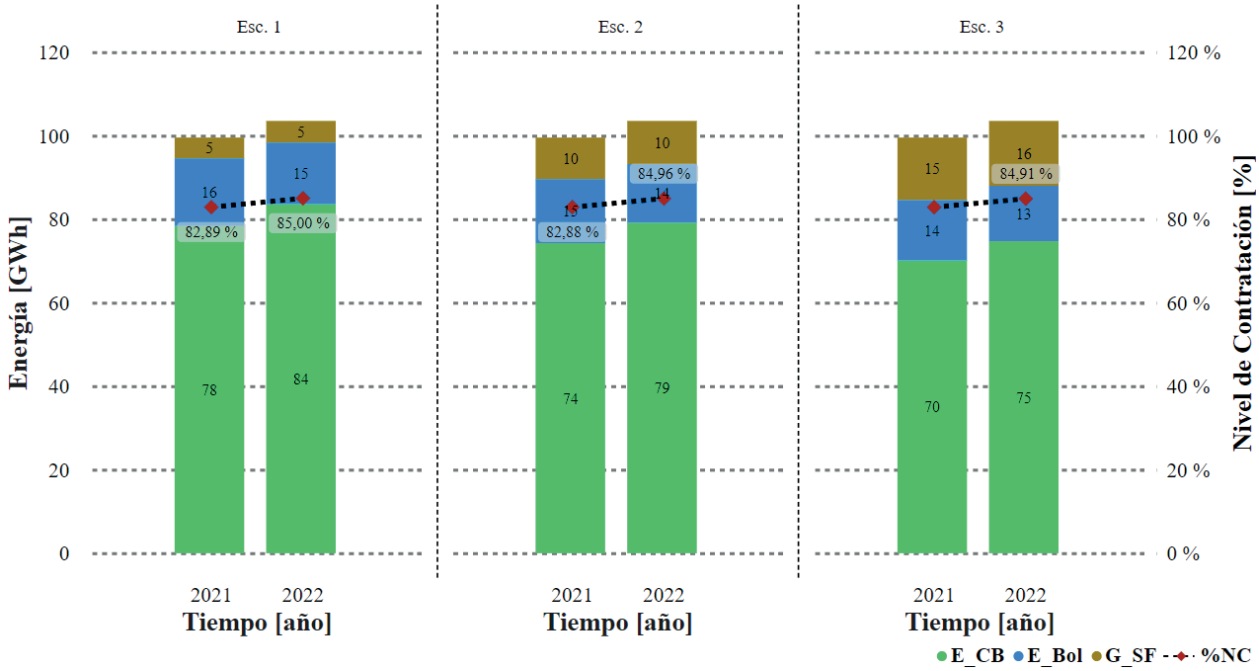


Fig. 4. Portafolio óptimo de comercialización considerando tres escenarios de generación solar para autoconsumo.

De la Fig. 4 los resultados muestran que, a medida que aumenta la participación de la autogeneración, la proporción de demanda asignada al mercado de bolsa disminuye. Por ejemplo, en el escenario con 15% de autogeneración, las compras en bolsa se reducen hasta un 13% (tomando como referencia los resultados de la alternativa 1), mientras que los contratos bilaterales mantienen una cobertura predominante mayor al 80%. Esta tendencia es consistente con las restricciones impuestas en el modelo (que limitan la participación del mercado de bolsa) y con las probabilidades asignadas a los diferentes escenarios de autogeneración solar, lo que sugiere que la integración de energía solar, al cubrir parte de la demanda, reduce la necesidad de recurrir a compras en un mercado caracterizado por una alta volatilidad en los precios.
Es importante señalar que la Fig. 4 integra los resultados obtenidos de todo el periodo de estudio, con paso de solución horario. En contraste, las Fig. 5 y Fig. 6 muestran el resultado de la optimización para días representativos que hacen parte de la solución global: un día típico de verano y otro de invierno en el año 2022, respectivamente. Esta visualización a nivel horario (por día) refleja la forma en la asignación de la demanda entre contratos bilaterales y el mercado de bolsa al paso de solución, que es la base de los resultados anuales.

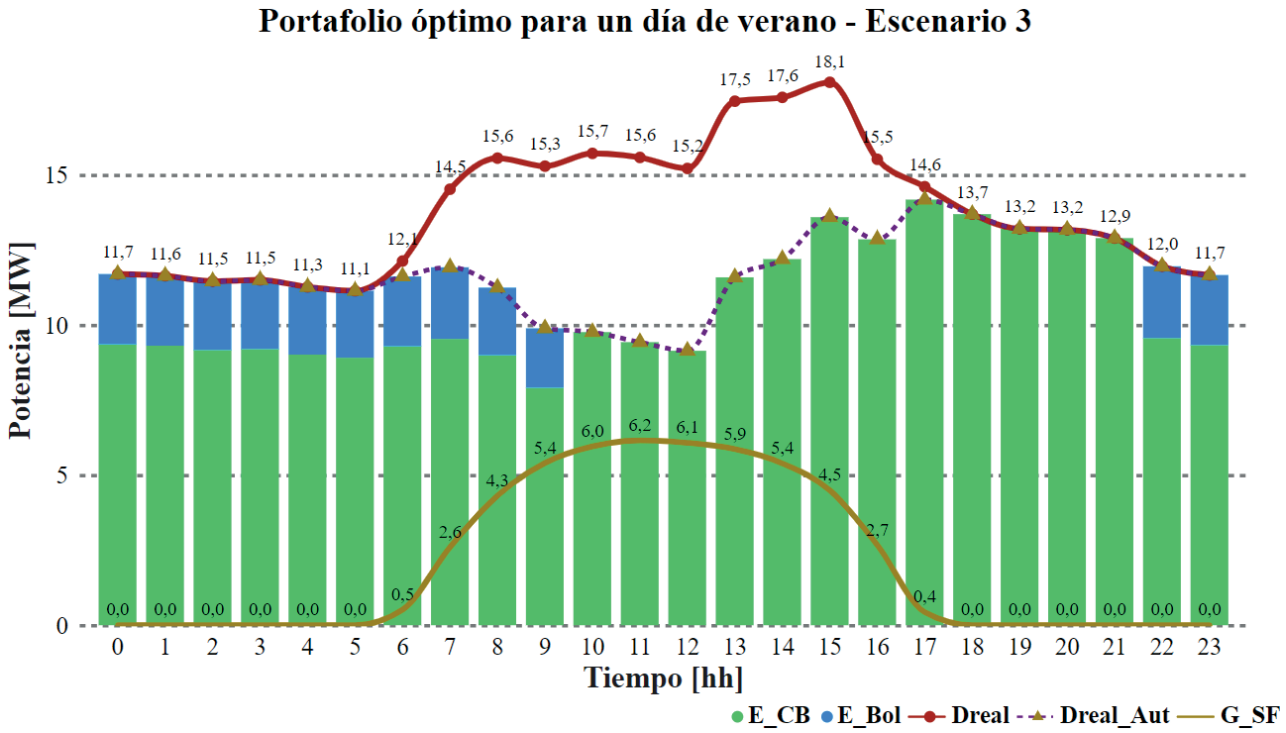


Fig. 5. Portafolio óptimo de comercialización para un día de verano en el año 2022.

En la Fig. 5 se observa el portafolio óptimo para un día de verano. En este escenario, con un 15% de penetración de autogeneración, se aprecia que durante las horas de mayor generación solar el comercializador (o el portafolio de usuarios industriales) reduce significativamente la necesidad de adquirir energía en el mercado, comprando hasta un tercio menos en comparación con un escenario sin autogeneración. Además, se destaca que el modelo asignó la totalidad de las compras mediante contratos bilaterales durante 12 horas del día. Esta asignación se justifica por la escasez en el portafolio hídrico que caracteriza al sistema colombiano en verano, lo cual se traduce en un aumento relativo de los precios en el mercado de bolsa; por ello, concentrar las compras en contratos bilaterales en ese período resulta una estrategia para mitigar los precios elevados y volátiles de la bolsa.
La Fig. 6, por su parte, ilustra el portafolio óptimo para un día de invierno. En este caso, al existir menores niveles de autogeneración solar y mayores niveles hídricos debido a las condiciones climáticas propias de la estación, se observa una mayor asignación del mercado de bolsa aprovechando una disminución relativa del precio de bolsa. Al comparar ambos escenarios (ver figuras 5 y 6), se concluye que la estacionalidad tiene un impacto relevante en la estrategia de adquisición: en verano, la alta generación solar favorece el uso de contratos bilaterales durante las horas críticas, mientras que en invierno la menor contribución solar obliga a compensar la demanda mediante un mayor uso del mercado de bolsa.

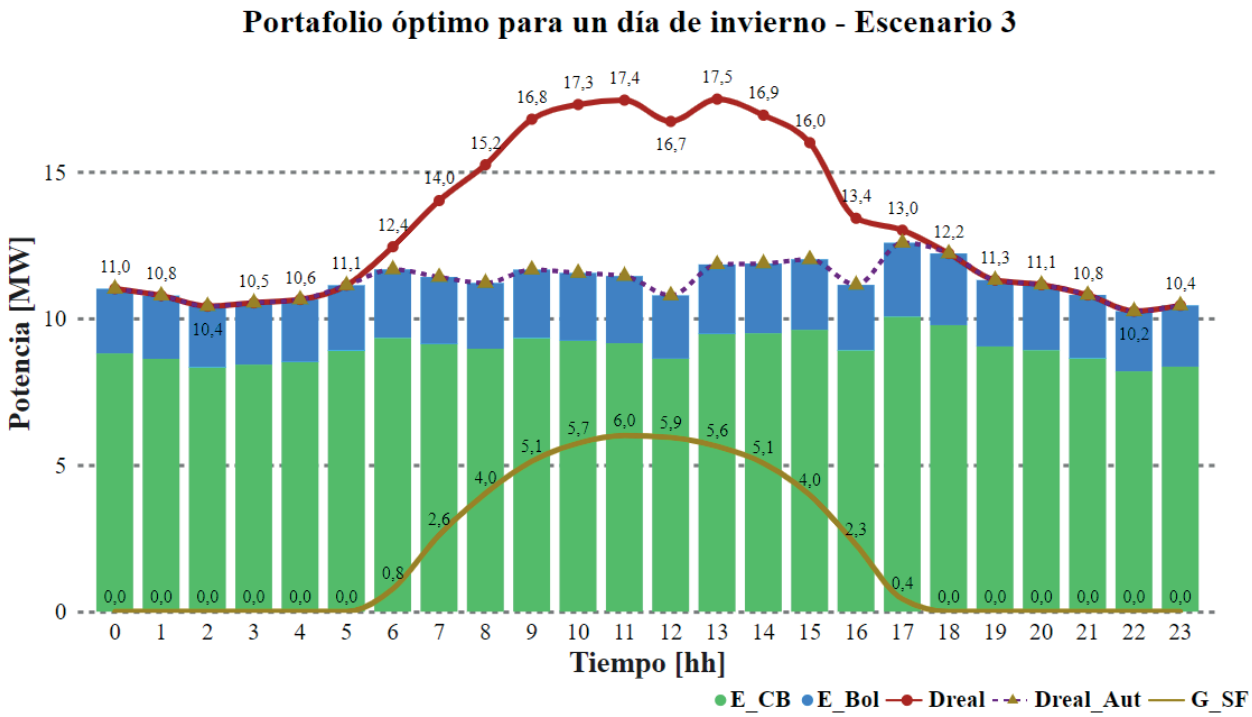


Fig. 6. Portafolio óptimo de comercialización para un día de invierno en el año 2022.

4.3 Evaluación de la volatilidad y escenarios

Los resultados también destacan el papel de la generación renovable y la variabilidad climática en la definición del portafolio óptimo. Se identificaron escenarios de mayor riesgo (como periodos invernales de sequía con baja generación hidroeléctrica y precios elevados) en los que la estrategia óptima asignó hasta el 100% de la demanda a contratos bilaterales para minimizar la exposición al mercado de bolsa (ver Fig. 5).
Por otro lado, en periodos con alta generación renovable y precios bajos, la asignación de compras en bolsa aumentó, aprovechando las condiciones favorables del mercado (ver Fig. 6). Este comportamiento adaptativo es clave para la gestión eficiente del portafolio en entornos de alta variabilidad energética y volatilidad de precios.
En la TABLA I se muestra el VEU por caso de estudio y escenario, donde la columna "Variación" representa cuanto varió el VEU de los escenarios de la alternativa de estudio 2 con respecto a la alternativa de estudio uno donde no se considera generación solar para autoconsumo. Se observa que, al integrar la autogeneración solar, el VEU disminuye de $1,30 MUSD en la alternativa 1 a 1,11 MUSD en el escenario con mayor penetración (escenario 3), lo que representa una reducción del 14,61%. Del mismo modo, para el escenario 1 (probabilidad del 50%) el VEU baja a 1,24 MUSD (reducción del 4,61%), y para el escenario 2 (probabilidad del 30%) a 1,17 MUSD (reducción del 10,00%).

TABLA I. RESULTADOS DE LOS CASOS DE ESTUDIO.

Alternativa	Escenario	Probabilidad [%]	VEU [MUSD]	Variación [%]
1	0	100	1,30	--
2	1	50	1,24	4,61
2	2	30	1,17	10,00
2	3	20	1,11	14,61

El VEU disminuye principalmente porque la energía generada para autoconsumo no se comercializa, lo que reduce la exposición a la volatilidad del mercado de bolsa al disminuir la necesidad de comprar energía que, en última instancia, no será consumida por los usuarios. En otras palabras, al incorporar la generación solar para autoconsumo se satisface parte de la demanda de forma directa, evitando así la compra de energía en el mercado diario o de contratos, logrando una gestión más ajustada a la demanda efectiva del portafolio. Al considerar tres escenarios de generación solar para autoconsumo, el modelo mitiga el riesgo de que el comercializador quede sobrecontratado (como se analizó en la alternativa 1) y, por ende, reduzca la probabilidad de incurrir en pérdidas al vender energía a precios de bolsa inferiores a los establecidos en los

contratos. Estos resultados permiten concluir que la integración de autogeneración no solo mitiga el riesgo financiero asociado a la volatilidad de precios, sino que también optimiza la correspondencia entre la energía contratada y la efectivamente consumida.

5 CONCLUSIONES

La optimización estocástica aplicada al portafolio de comercialización en el mercado eléctrico colombiano demuestra que la estrategia óptima favorece la asignación mayoritaria de la demanda industrial a contratos bilaterales (más del 80%), lo que reduce significativamente la exposición al riesgo asociado a la volatilidad de precios en el mercado de bolsa. La integración de generación solar para autoconsumo permite cubrir parte de la demanda de forma directa, evitando la sobrecontratación en el mercado diario y optimizando la correspondencia entre la energía contratada y la efectivamente consumida.

El análisis comparativo entre alternativas sin y con autogeneración revela que, al incrementar la penetración de energía solar (5%, 10% y 15%), la asignación de compras en bolsa disminuye (por ejemplo, hasta un 13% en el escenario de 15% de penetración), lo que se traduce en una reducción progresiva del VEU (de $1,30 MUSD sin autogeneración a $1,11 MUSD en el escenario de mayor penetración. Esta reducción indica que la integración de autogeneración mitiga el riesgo financiero, evitando la adquisición de energía que no será consumida y, por ende, minimizando las pérdidas derivadas de vender excedentes a menores precios en bolsa.

Finalmente, los resultados evidencian la capacidad del modelo para adaptarse a condiciones operativas y climáticas variables, considerando dinámicas de mercado tanto a nivel anual como diario (diferenciando días de verano e invierno). Aunque en este estudio se emplearon datos reales para modelar de forma determinista ciertos parámetros, la metodología sienta las bases para desarrollos futuros que integren modelaciones matemáticas avanzadas de las incertidumbres en demanda, precios y generación solar, ofreciendo una herramienta robusta para la toma de decisiones en entornos de creciente integración de fuentes de energías renovables.

6 REFERENCIAS

[1] A. Michaelis, L. Hanny, M. F. Körner, J. Strüker, and M. Weibelzahl, “Consumer-centric electricity markets: Six design principles,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 191, Mar. 2024, doi: 10.1016/j.rser.2023.113817.

[2] J. Percebois and S. Pommeret, “Reform of the European electricity market: Should we prefer a price based on a weighted average of marginal costs with cross-subsidies?,” *The Electricity Journal*, vol. 37, no. 1, p. 107364, Jan. 2024, doi: 10.1016/j.tej.2023.107364.

[3] D. P. Brown, A. Eckert, and D. Silveira, “Screening for collusion in wholesale electricity markets: A literature review,” *Util Policy*, vol. 85, p. 101671, Dec. 2023, doi: 10.1016/j.jup.2023.101671.

[4] G. Caicedo, H. Rudnick, and E. Sauma, “Auction mechanisms for long-term electricity contracts: Application to the Colombian market,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 12, no. 4, pp. 609–617, Jun. 2014, doi: 10.1109/TLA.2014.6868862.

[5] I. Duque, D. Mesa, M. Lotero, and S. Sandoval, “Transición energética: un legado para el presente y el futuro de Colombia,” Ministerio de Minas y Energía de Colombia, 2021.

[6] Ministerio de Minas y Energía, “Informes Segunda Fase Misión De Transformación Energética - Hoja De Ruta Para La Energía Del Futuro,” pp. 1–165, 2020.

[7] Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), “PANORAMA ENERGÉTICO DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE 2023,” Quito, Ecuador, Dec. 2023.

[8] N. Chakraborty, N. B. D. Choudhury, and P. K. Tiwari, “Profit Maximization of Retailers with Intermittent Renewable Sources and Energy Storage Systems in Deregulated Electricity Market with Modern Optimization Techniques: A Review,” *Renewable Energy Focus*, vol. 47, p. 100492, Dec. 2023, doi: 10.1016/j.ref.2023.100492.

[9] S. Deng, D. Xiao, Z. Liang, J. Chen, Y. Huang, and H. Chen, “Information gap decision theory-based optimization of joint decision making for power producers participating in carbon and electricity markets,” *Energy Reports*, vol. 9, pp. 74–81, Oct. 2023, doi: 10.1016/j.egyr.2023.08.052.

[10] Y. Wang, D. Wang, H. Zhang, and K. Zhang, “Optimal Bidding of Price-Maker Retailers with Demand Price Quota Curves under Price Uncertainty,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 120746–120756, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3005932.

[11] H. Algarvio and F. Lopes, "Agent-based retail competition and portfolio optimization in liberalized electricity markets: A study involving real-world consumers," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 137, p. 107687, May 2022, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107687.
[12] F.-J. Heredia, J. Cifuentes-Rubiano, and C. Corchero, "Stochastic optimal generation bid to electricity markets with emissions risk constraints," *J Environ Manage*, vol. 207, pp. 432–443, Feb. 2018, doi: 10.1016/j.jenvman.2017.11.010.
[13] B. Kandpal, S. Backe, and P. Crespo del Granado, "Power purchase agreements for plus energy neighbourhoods: Financial risk mitigation through predictive modelling and bargaining theory," *Appl Energy*, vol. 358, Mar. 2024, doi: 10.1016/j.apenergy.2023.122589.

APÉNDICE 1

A.1.1. Restricciones del problema de optimización

Acontinuación se presentan las ecuaciones de las restricciones del problema de optimización descrito en las ecuaciones (1) y (2), tal como sigue:
Sujeto a:

$$Q^{po}_{t,s} = D^{po}_{t,s} - \beta_s \cdot D^{pod}_{t,s} \cdot Q^{ssfpo}_{t,s}, \ \forall t \in T, \forall s \in S \quad (3)$$

$$\left(Q^{ccb}_{t,s} + Q^{cbol}_{t,s}\right) = Q^{po}_{t,s}, \ \forall t \in T, \forall s \in S \quad (4)$$

$$Q^{cbol}_{t,s} \leq \alpha_s \cdot Q^{po}_{t,s}, \ \forall t \in T, \forall s \in S \quad (5)$$

$$Q^{ccb}_{t,s} \leq \left(1 - \alpha_s\right) \cdot Q^{po}_{t,s}, \ \forall t \in T, \forall s \in S \quad (6)$$

$$Q^{cbol}_{t,s} \geq 0, \ Q^{ccb}_{t,s} \geq 0, \ 0 \leq \alpha_s \leq 0.2, \ 0 \leq \beta_s \leq 0.15 \quad (7)$$

Donde,

- $D^{po}_{t,s}$: representa la demanda real del portafolio para el tiempo t del escenario s-esimo.
- $D^{pod}_{t,s}$: representa la demanda real diaria del portafolio para el tiempo t del escenario s-esimo
- $Q^{ssfpo}_{t,s}$: representa el valor en p.u de la curva solar normalizada para la autogeneración del portafolio de usuarios para el tiempo t del escenario s-esimo.
- α_s: representa el porcentaje de asignación de exposición al mercado de bolsa en el escenario s-esimo.
- β_s: representa el porcentaje de asignación del nivel de autogeneración del escenario s-esimo.
- $Q^{cbol}_{t,s}$: representa la energía de compra por el mercado de bolsa para el tiempo t del escenario s-esimo

La ecuación **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** representa que la energía efectiva del portafolio para cada hora debe ser igual a la demanda real del portafolio menos la energía que aporta el sistema de generación solar en casa escenario. La ecuación **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** representa el balance de energía para cada hora, donde las compras tanto en bolsa como en contratos deben ser igual a la energía efectiva del portafolio. La ecuación **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, representa el límite de exposición al mercado de bolsa, que como máximo puede comprarse el 20% de la energía efectiva del portafolio para cada hora. La ecuación **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, representa el límite de compras por contratos bilaterales.

Comitê de Estudos C5 – Mercados de Eletricidade e Regulação

SERVIÇOS E APLICAÇÕES DE BESS DISTRIBUÍDOS NO NOVO MERCADO DE ENERGIA BRASILEIRO: MODELOS DE NEGÓCIOS E REGULAMENTAÇÃO

T.S. MOTTA*
Eflux Energia
Instituto Federal de Santa Catarina
Brasil
tiagosmotta@gmail.com

R.C. FERNANDES
Instituto Federal de Santa Catarina
Brasil
piara@ifsc.edu.br

D. TENFEN
Instituto Federal de Santa Catarina
Brasil
daniel.tenfen@ifsc.edu.br

Resumo *– Esse artigo aborda desafios e oportunidades na adoção de sistemas de armazenamento por baterias no mercado de energia do Brasil, contextualizado pelo cenário regulatório atual e as perspectivas de formação de um novo mercado de armazenamento de energia, bem como as restrições de ordem econômica. São exploradas as aplicações de Gestão de Energia (deslocamento de consumo, aumento de autoconsumo, e arbitragem de preços) e Gestão de Demanda (peak-shaving e gestão de demanda contratada), tanto para consumidores cativos quanto consumidores livres. O conceito de "empilhamento de receitas", com a operação dos BESS a múltiplos serviços simultâneos, é apresentado como solução para potencializar a viabilidade financeira do investimento. O estabelecimento de regras para remuneração de multisserviços, o aprimoramento da formação de preços de curto prazo e a redução da carga tributária sobre os equipamentos mostram-se como essenciais para impulsionar sua adoção em larga escala. Conclui-se que a combinação de GFV e BESS, aliada a um ambiente regulatório favorável e às estratégias de operação otimizadas, se apresenta como caminho para o desenvolvimento firme do mercado de armazenamento de energia no Brasil.*

Palavras-chave: BESS – GFV – Geração Distribuída – Mercado de Energia – Empilhamento de Receitas

1 INTRODUÇÃO

A tendência de crescimento das fontes de energia renováveis intermitentes (FERI) – solar e eólica, observada na última década a nível global, deve manter-se para os próximos anos [1]. E à medida que aumenta a dependência da matriz energética em relação a estas fontes se acentuam os desafios para operação e manutenção do sistema elétrico interligado (SIN) [2]. Os Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) - já despontam com uma solução com potencial de amortecer as instabilidades impostas pela inserção das FERI. Em especial, ganham destaque os sistemas de armazenamento por baterias (BESS) de tecnologia de Li-Íon, dada a sua flexibilidade operacional, proporcionada por uma alta densidade energética, rápida resposta dinâmica, alta eficiência e modularidade [3]. Em mercados de energia elétrica (MEE) com presença massiva de geração junto à carga, denominados também de Geração Distribuída (GD), tal como o mercado brasileiro atual, os BESS se tornam ainda mais relevantes devido à sua integração simples e escalonável junto a sistemas de Geração Fotovoltaica (GFV) [4]. Ao realizar o armazenamento do excedente de energia gerada nos momentos de baixa simultaneidade entre a geração e o consumo, os BESS permitem que o uso *a*

* Rua Gottlieb Reif, 71, Cp. 401, Bairro Fortaleza, Blumenau - Santa Catarina (Brasil)

posteriori de tais excedentes agreguem diferentes funções para a melhoria dos índices de qualidade do fornecimento de energia. Se destacam, por exemplo, a suavização das rampas de demanda no sistema elétrico – mitigação da *curva do vale* - e a prestação de serviços ancilares à rede [5], [6]. Os BESS podem otimizar a resiliência e a flexibilidade do sistema ao amortecerem as flutuações impostas pelas FERI, enquanto contribuem com resposta rápida aos desequilíbrios entre geração e demanda, operando na regulação de tensão e/ou frequência [6]. Para a classe de consumo, igualmente se aplicam ações diretas do BESS na melhoraria da qualidade da energia, tais como redução dos índices de interrupção de fornecimento por meio do aumento do autoconsumo e *backup* de energia, como ainda podem ofertar retorno financeiro pela arbitragem de energia, redução de demanda contratada, deslocamento de consumo na ponta, e mesmo de serviços ancilares à rede, num cenário de remuneração regulamentada desses serviços ao consumidor [7].

Mesmo com a reconhecida capacidade dos BESS de provimento de uma gama ampla de serviços e aplicações, somada à queda constante dos preços das baterias observada na última década, ainda se trata de uma tecnologia pouco competitiva no mercado brasileiro, sobretudo pela elevada carga tributária sobre os equipamentos, que atualmente chegam a 74% do preço final, e aos quais não há em vigência incentivos fiscais por meio da desoneração de tributos [8], [9]. Em termos de regulação, o país ainda carece de um arcabouço sólido de SAE que permita a viabilização segura de serviços e aplicações em toda a cadeia de valor do setor. Para isso, a ANEEL emitiu consultas públicas para regulamentação do mercado de armazenamento de energia, como a CP 39/2023, que sugere premissas para a formatação deste mercado, tais como regras para contratação de demanda de SAE – isolados ou integrados à geração e/ou consumo, eliminação da dupla tarifação da energia armazenada, a regulamentação dos serviços ancilares e empilhamento de receitas, o aprimoramento de formação de preço de curto prazo, entre outros [10].

Com base no exposto, este artigo se propõe a discutir as oportunidades e potenciais modelos de negócios BESS no contexto brasileiro, dada as condições atuais de ordem regulatória e econômica. Prioritariamente, são discutidas oportunidades direcionadas à figura do prossumidor, em consonância com a consolidação do mercado de GD, abordando-se os cenários de aplicações de BESS tanto para prossumidores cativos na Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), quanto para os Autoprodutores de Energia (APE) no Ambiente de Contratação Livre (ACL), sendo para este último abordada as duas modalidades de APE com e sem venda de excedentes. A ênfase aqui dada justifica-se pelo entendimento de que a viabilização financeira de BESS ao agente mais proeminente do mercado de energia – o consumidor final, por meio de serviços e aplicações com rentabilidade atrativa, é parâmetro basilar para a expansão da tecnologia no país.

2 CENÁRIO ATUAL REGULATÓRIO NO BRASIL

A legislação de setor elétrico brasileiro tem passado nos últimos anos por mudanças estruturais que terão impacto direto na evolução das FERI, e influenciando na formação de um mercado de armazenamento de energia no país. A seguir é feita uma discussão breve das principais mudanças ocorridas.

2.1 Marco Legal da GD no Mercado Regulado

A Lei 14.300/2022, conhecida como Marco Legal da Geração Distribuída [11], estabeleceu as novas regras gerais de participação de consumidores cativos no Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), fixando na legislação grande parte dos procedimentos já implementados pela REN 482/2012, e introduzidas atualizações importantes nas regras de compensação - posteriormente regulamentadas ao setor elétrico pela ANEEL por meio da REN. 1000/2021 [12]. Entre as atualizações impostas pela legislação, a mais significativa em termos de impacto no MEE foi o estabelecimento do custeio, ao prossumidor, do uso da rede de distribuição pela energia elétrica injetada, por meio da não compensação integral da tarifa de *fio B*, que remunera as concessionária de energia. Esse custo - que se dará com aumento gradual e anual até 2029, quando haverá revisão das regras vigentes, é diferenciado para as diferentes classes de consumo, com variações entre áreas de concessão, e resulta em redução no retorno financeiro [13]. A perspectiva até então estabelecida de uso da rede de distribuição com uma grande "bateria virtual", armazenando os excedentes de produção em forma de créditos para posterior uso, tenderá a ser repensada em muitos casos, abrindo espaço para a introdução de BESS no mercado de MMGD. Tal cenário pode ser ainda mais potencializado devido a problemática recente da inversão de fluxo de potência nas redes de distribuição e transmissão, a qual tem

levado as concessionárias de energia, amparadas pela REN 1000/2021 [12], à impor restrições de novas conexões de MMGD.

2.2 Expansão do Mercado Livre de Energia

O Mercado Livre de Energia (MLE) encontra-se em um processo de expansão para diferentes classes de consumidores, tendo a Portaria 50/2022 do Ministério de Minas e Energia (MME) [14] como um passo importante neste processo, permitindo que a partir de 2024 todos os consumidores atendidos em média e alta tensão possam migrar para o ACL [15], correspondendo a cerca 165 mil consumidores [16]. Decorrente da CP 131/2022, a Portaria 690/2022 do MME propõe a liberalização da contratação de energia para os consumidores de baixa tensão, que inclui os residenciais e consumidores rurais – até janeiro de 2028 [17]. Em adição, tramita no Congresso Nacional o projeto de lei 414/2021 que estabelece as regras e prazos para a efetiva abertura total e gradativa do MLE [18]. Quando efetivada a plena abertura, um universo formado por cerca de 90 milhões de unidades consumidoras se abrirá [19], criando um ambiente de competitividade e liberalização ímpar no MEE brasileiro. Ainda que a abertura do MLE indique, em um primeiro momento, um ambiente de competição com o mercado de MMGD, é justamente o crescimento da GD dentro do ACL – proporcionado pela migração de prossumidores cativos e/ou pela implantação de gerações próprias pelos novos consumidores livres – que se vislumbra como possível nova tendência, sendo uma junção de dois dos pilares da transição energética: a liberalização do mercado e a expansão da geração distribuída.

3 SERVIÇOS E APLICAÇÕES DE BESS-GFV

A viabilização técnico-financeira dos BESS, pela redução de custos de fabricação, é complementada por uma crescente ênfase na maximização dos seus benefícios financeiros aos agentes do mercado de energia [20], [21]. Tal abordagem abarca a modelagem de aplicações e serviços inovadores, bem como o desenvolvimento de metodologias para otimização de dimensionamento do sistema [22], [23], [24].

Enquanto aplicações provindas de necessidades essencialmente técnicas de fornecimento de energia, como em sistemas isolados, microrredes rurais ou de *backup* de energia, são ainda hoje o principal foco dos novos e dos já existentes projetos de BESS no país [9], aquelas focadas na maximização dos retornos financeiros detêm o maior potencial para impulsionar a adoção dos BESS em larga escala [25], [26], o que decorre de um maior alinhamento com os interesses do consumidor final típico. Nesse sentido, destacam-se os BESS conectados à rede (*on-grid*), capazes de agregar receitas indiretas ou diretas ao investidor, sendo elas por meio de economia na fatura de energia ou por operações de comercialização de energia, respectivamente [27]. As aplicações *on-grid* direcionadas ao consumo são usualmente classificadas como *behind-the-meter* (BTM), enquanto as de prestação de serviços de utilidade à rede são denominadas *front-the-meter* (FTM) [22], [24]. Especificamente para aplicações BTM - cerne da discussão presente - estas podem ser segmentadas de acordo com a grandeza energética gerenciada: *Gestão de Energia* (consumo e injeção de energia na rede) e *Gestão de Demanda* (potência).

É crucial salientar que, embora as aplicações aqui elencadas tenham como núcleo a operacionalidade do BESS junto às instalações do consumidor, a topologia do sistema para condições de habilitação de injeção de potência à rede inclui obrigatoriamente a presença de geração própria local. Essa premissa se fundamenta nos aspectos regulatório e financeiro. Para o primeiro caso, a ANEEL sinaliza - através da já citada CP 39/2023 - que os BESS junto à carga só poderão injetar potência na rede se a unidade consumidora possuir autorização normativa ou legal para tal, devendo então enquadrar-se como MMGD ou APE [10], com geração *in situ*. Sob o aspecto financeiro, observa-se que a atratividade de investimento em BESS distribuídos com exportação de potência se justifica majoritariamente quando tais estão associados à GFV, dado que instalações exclusivas com BESS para este caso são tipicamente do tipo FTM, demandando em geral sistemas em escala de utilidade, fugindo ao escopo de sua alocação em unidades consumidoras [24].

3.1 Gestão de Energia para consumidores cativos

Na gestão de energia, os BESS atuam na modulação do perfil de consumo diário, explorando as variações temporais das tarifas volumétricas (em kWh), quando aplicável ao enquadramento do consumidor. Essa modulação é realizada pela redução do consumo da rede nos horários de custo mais elevado (ponta), mediante a descarga da energia previamente armazenada em horários de menor custo (fora de ponta). Duas aplicações típicas para consumidores com tarifas reguladas se apresentam para essa estratégia, variando da proveniência da energia armazenada, conforme discutido a seguir.

3.1.1 Deslocamento de consumo (*load-shifting*)

Quando a energia armazenada para a modulação do perfil de carga é proveniente diretamente da rede, caracteriza-se a aplicação conhecida como Deslocamento de Consumo (*load-shifting*) [22]. A disparidade entre as tarifas horárias de ponta (TP) e fora-ponta (TFP) variam significativamente entre as concessionárias e permissionárias de energia no Brasil, influenciado pela densidade de unidades consumidoras (UCs) verificada na respectiva área de concessão. Em [9] é mostrado que estados que apresentam menor densidade de UCs, como Pará, Maranhão, Bahia e Tocantins, apresentam a maior relação TP/TFP (superior a 3,0 em alguns estados), enquanto regiões com alta densidade como São Paulo e Santa Catarina, a relação é quase próxima a 1,0. Tendo em vista a característica de variabilidade geográfica das diferenças entre as tarifas horárias, constata-se que a viabilidade financeira de *load-shifting* possui igualmente a mesma relação, ou seja, dependente da distribuidora de energia. Em [28], estudos de caso aplicados às diferentes distribuidoras do país mostram que a aplicação já apresenta atratividade financeira com os preços atuais de BESS, com TIR acima de 10% naquelas em que a diferença (TP – TFP) é superior R$2,0/kWh. E, complementarmente em [9], é indicado que consumidores com alto fator de carga na ponta (acima de 0,6) já apresentam viabilidade em algumas distribuidoras, entretanto ressaltando que muitos consumidores utilizam grupo gerador diesel para esta aplicação, os quais ainda apresentam custo mais competitivo que os BESS no atual cenário de preços.

3.1.2 Aumento de autoconsumo

Pelo aumento do autoconsumo, entende-se como o deslocamento do consumo obtido através dos excedentes de geração armazenados, que são posteriormente utilizados para diminuir o consumo da rede em horários de ponta [9]. Essa aplicação foca em um aumento da simultaneidade entre o uso da energia localmente produzida e o consumo instantâneo, reduzindo o percentual de injeção na rede. Nesse caso, o retorno financeiro viria essencialmente da redução dos encargos e tarifas incidentes sobre a energia excedente injetada – o fio B, na MMGD [11]. Já em uma condição de restrição de potência injetada rede, imposta, por exemplo, pela concessionária de energia devido a uma condição de inversão de fluxo de potência, tal aplicação pode se tornar justificável, tanto do ponto de vista técnico quanto financeiro. Entretanto, sendo um fato ainda recente no setor elétrico brasileiro, carecem ainda de estudos de viabilidade financeira da aplicação de BESS para estes cenários.

3.2 Gestão de Energia para consumidores livres

No contexto de autoprodução *in situ* no ACL, as aplicações de BESS possíveis variam em relação à modalidade de enquadramento do APE: com ou sem venda de excedentes. Ambas as modalidades apresentam diferenças substanciais em termos de custos de adequação técnica do Sistema de Medição e Faturamento (SMF) e de acordo com os procedimentos de regularização junto aos órgãos competentes (e.g. ANEEL, distribuidora, CCEE e ONS).

Na modalidade com venda de excedentes, de acordo com a regulamentação vigente [12], o APE se torna um agente de medição, cabendo a ele a responsabilidade pelo repasse dos dados de medição de carga e geração para a Câmara de Comercialização de Energia (CCEE) e não mais à concessionária de energia local. Isso implica que todos os custos de adequação e instalação dos equipamentos do SMF, bem como adequações em sua entrada de energia que se façam necessárias, recaiam como custos adicionais de investimento, os quais podem tornar o investimento não atrativo [29]. Ademais, a análise de risco e a de viabilidade financeira

criteriosa se fazem necessárias nesta modalidade, levando-se em conta as premissas estabelecidas nos CCEAL (Contratos de Comercialização de Energia no ACL), os encargos e tarifas incidentes no montante de energia exportada – as quais podem resultar em um saldo negativo no excedente vendido, e finalmente nos impactos da volatilidade do PLD horário na receita líquida dos processos de compra e venda de energia, na medida que todo o excedente não coberto nos CCEAL é liquidado no MCP (Mercado de Curto Prazo) [30]. Contudo, esse mesmo ambiente de risco e incertezas de investimento pode catalisar novos e atrativos modelos de negócios para BESS, como o *trading* ou arbitragem de preços, em um cenário de alta volatilidade dos preços de energia e com incentivos do ponto de vista regulatório.

Por outro lado, a habilitação de um APE sem venda de excedentes é significativamente mais simples, já que não há para este a necessidade de repasse de dados de geração a CCEE, a qual tem de fato o agente modelado como um consumidor livre sem perfil de geração. Os custos de adequação na interface de conexão com a rede de distribuição igualmente são menores, na medida que não há fluxo de injeção de potência [31]. Por fim, não havendo venda de excedentes, o APE não está exposto ao PLD horário sob parte de sua energia produzida, simplificando a valoração da economia obtida.

Devido à complexidade, aos custos e aos riscos associados à habilitação de um APE com venda de excedentes, a prática de *zero-grid* se tornou recorrente. Nessa abordagem, consumidores livres que implantam GFV instalam em conjunto sistemas de controle interligados aos inversores fotovoltaicos, limitando a produção destes à no máximo a igualdade com a demanda instantânea de carga, evitando potência líquida de injeção. Essa solução, embora paliativa, contorna as barreiras regulatórias impostas pela habilitação da venda de excedentes, e, em contrapartida, devido à redução da capacidade de produção do GFV, igualmente leva a um decremento no retorno financeiro do projeto.

Na 1-(a) é ilustrada uma curva típica de potência de saída de um GFV sob ação do *clipping* (limitação) de potência do inversor fotovoltaico por meio do *zero-grid,* onde nota-se que o montante de recurso solar não aproveitado é diretamente dependente do fator de simultaneidade entre as curvas de consumo e geração. Dessa forma, para evitar uma perda significativa de potencial de produção do sistema, a solução mais simples adotada, ainda nas etapas de dimensionamento do GFV, é a limitação de sua potência a um nível que mantenha as perdas de *clipping* em valores toleráveis ou quase nulos – Figura 1-(b), minimizando o impacto na relação *custo/energia* do projeto. Por outro lado, isto pode levar a condições de baixa cobertura do consumo, especialmente quando o fator de carga é elevado (e.g. consumidores industriais), resultando em uma economia pouco significativa nas faturas de energia.

Tendo em conta o exposto, duas aplicações de BESS com foco em Gestão de Energia se vislumbram para APE com GFV nestes cenários, para ambas as modalidades de com ou sem venda de excedentes, conforme é discutido a seguir.

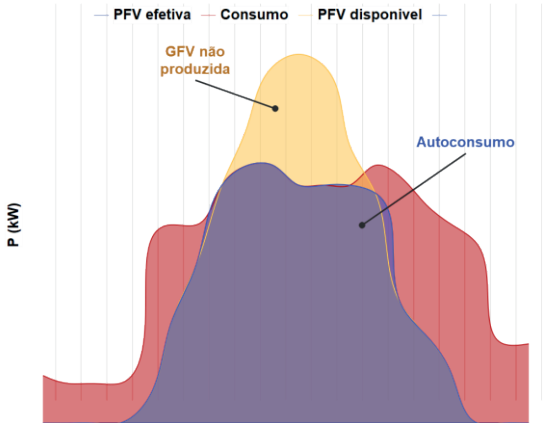


Figura 1-(a). Ação *clipping* de um controle de *zero-grid*, com potência FV superdimensionada

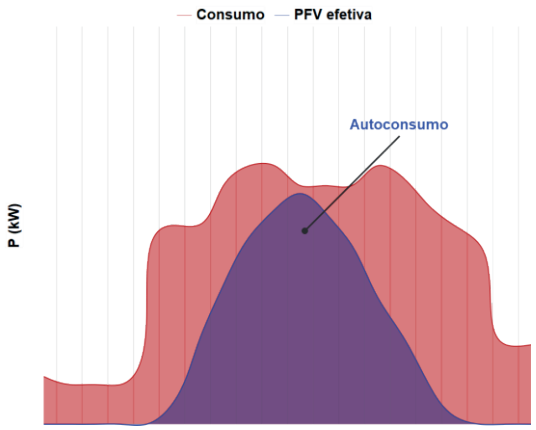


Figura 1-(b). Potência FV subdimensionada para evitar ação do *clipping*

3.2.1 Otimização de *zero-grid* para APE sem venda de excedentes

O aumento do autoconsumo do APE através do uso de BESS é a abordagem mais imediata para o tratamento das limitações impostas pela estratégia *zero-grid*. Nessa aplicação, ocorre condição equivalente aos de consumidores cativos com MMGD sob imposição de restrição de potência de injeção. Dados que os custos dos BESS são proporcionais à sua capacidade de armazenamento, a avaliação da viabilidade financeira do projeto para esta única aplicação não é trivial. O montante de energia não aproveitado pelo *clipping* – no cenário de ausência de BESS, deve ser elevado, de forma que se traduza numa perda significativa de receita pela potencial produção não aproveitada. Tal montante é fortemente dependente a como as curvas de produtividade do GFV e do consumo se interrelacionam a nível horário ou sub-horário, o que possui um fator de incerteza agregado considerável, tornando complexo o dimensionamento do BESS [32].

3.2.2 Arbitragem de preços para APE com venda de excedentes

As aplicações de Gestão de Energia podem ser aprimoradas para além da simples geração de economia pela redução de custos na conta de energia, incorporando a valoração da energia excedente injetada na rede. Esse modelo de negócios mais abrangente define o que se chama de *Arbitragem de Preços*, na qual se objetiva gerar receitas a partir das diferenças temporais de preços de energia [33]. O excedente de energia armazenada, após suprir o consumo em horários de ponta, pode ser injetado na rede, gerando lucro se os resultados entre as operações de compra e venda de energia for positivo. No ACL a arbitragem se configura como do tipo *trading* de energia quando focada no mercado de curto prazo (mercado de *spot*), sendo este cenário mais proeminente para benefícios financeiros, devido a possibilidade de geração de receitas diretas [34]. Intuitivamente, a arbitragem de preços aplica-se aos produtores de energia, podendo haver neste caso coexistência entre receitas de comercialização (venda de energia produzida) e *trading* de energia. Igualmente, não há vigente qualquer restrição legal para que arbitragem de preços seja desempenhada por prossumidores, tanto em MMGD (nesse caso com manipulação dos créditos de energia) quanto para APE (através da comercialização de excedentes).

A formatação do mercado de energia sob a égide de liberalização ampla é um conceito fundamental para viabilização de um modelo de negócios com base de arbitragem de preços [34]. A essência do *trading* de energia, baseado em ofertas intradiárias de compra e venda de energia, faz com que a granularidade temporal e mesmo espacial dos preços de energia seja fundamental para sua viabilização [24], [34]. A adoção do PLD horário no MCP brasileiro foi convergente a essa necessidade, ainda que, desde sua adoção, tenha demonstrado pouca volatilidade temporal, principalmente no ciclo diário, o que pode indicar uma deficiência ainda não coberta no modelo de curto prazo de formação de preços [35]. Além disso, devido especialmente ao cenário hidrológico favorável, com os reservatórios das UHEs em sua capacidade máxima, resultado de períodos prolongados de chuvas, o PLD tem se estabelecido em seu patamar mínimo de forma constante, o que é desfavorável para qualquer modelo de negócios que se beneficiam de oscilações de oferta energética [10]. Assim, uma das prerrogativas discutidas para formatação do mercado de armazenamento de energia tem sido justamente o aprimoramento da formação de preços de curto prazo, de forma que, entre outros aspectos, reflita com maior assertividade a variabilidade horária ou sub-horária de demanda energética, impactando diretamente na volatilidade dos preços [10]

3.3 Serviços de Gestão de Demanda

Em contraste com a Gestão de Energia, em que a valoração é dinâmica e ocorre em tempo real, na Gestão de Demanda o benefício financeiro é contabilizado pela redução de custos fixos mensais ou de multas de ultrapassagem relacionadas à demanda contratada. A eficácia desse tipo de aplicação é fortemente dependente do correto dimensionamento do sistema, tanto do BESS quanto do GFV, quando este último presente [36].

3.3.1 Redução de pico de demanda (*peak-shaving*)

Sendo uma das aplicações já mais difundidas para sistemas BESS, o *peak-shaving* pode ser interpretado como uma aplicação corretiva, na medida que atua de forma a mitigar alterações no perfil de consumo ocorridas posteriormente à contratação de demanda, e que resultem em multas de ultrapassagem. Como o

BESS atuará diretamente na redução do pico instantâneo de demanda, essa aplicação não é atrativa para consumidores com fator de carga na ponta elevado [28].
Como modelo de negócios, o *peak-shaving* se aplica também como uma solução de custo evitado de investimento em infraestrutura, o que decorre da situação de aumento de carga da UC além das capacidades existentes das instalações do ponto de conexão ou da rede de distribuição, o que comumente ocorre em unidades industriais [24].

3.3.2 Gestão de demanda contratada

A gestão de demanda contratada é uma ampliação do *peak-shaving*, com o BESS atuando não apenas de forma corretiva como resposta à demanda, mas também preventivamente na redução dos custos. Neste caso, a definição do MUSD a ser contratado é avaliado em conjunto com o dimensionamento do BESS, objetivando regular a curva de consumo estimada de forma a mantê-la sempre abaixo de um patamar mínimo de demanda contratada, dentro de uma margem de tolerância de ultrapassagem de potência. A Figura 2 ilustra a atuação desta aplicação e seus efeitos nos picos demanda da rede antes e pós a implantação do BESS, considerando o caso geral de um sistema híbrido com GFV contribuindo para a ação do BESS na redução do MUSD mínimo contratado.

Obviamente, as incertezas da curva de consumo e de produção do GFV (quando este utilizado em conjunto para a redução de demanda) são fatores críticos que devem ser cuidadosamente considerados na etapa de dimensionamento do sistema.

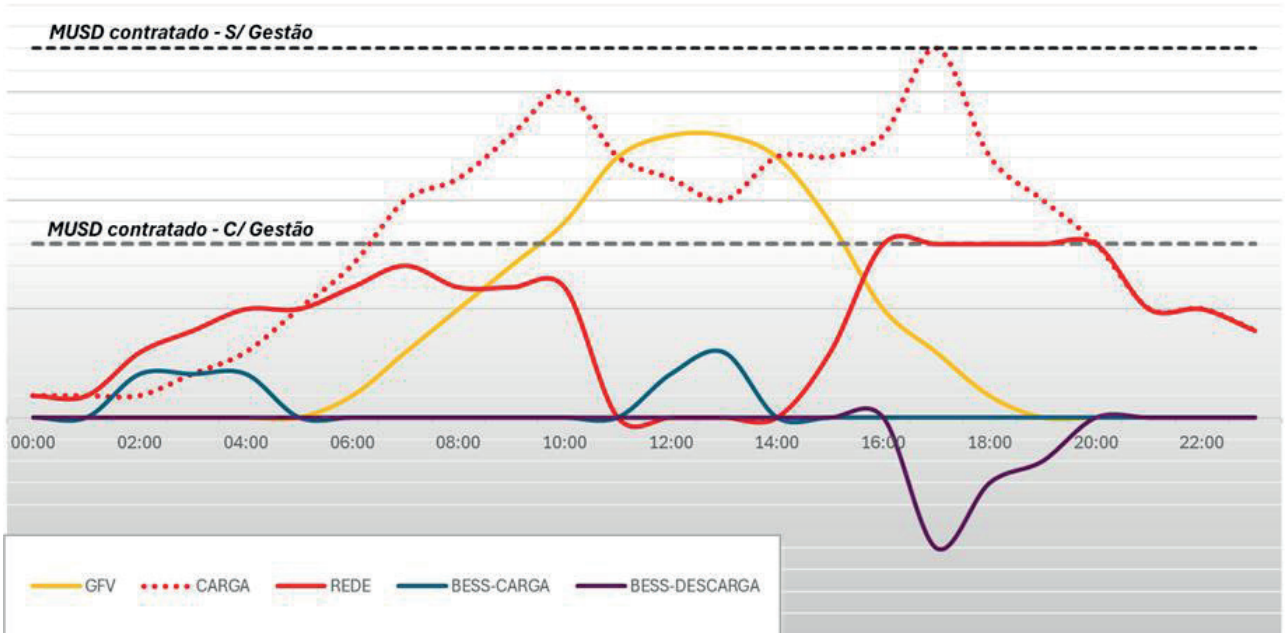


Figura 2. Aplicação de gestão de demanda contratada em um sistema híbrido GFV-BESS atuando em conjunto.

4 MULTISERVIÇOS E EMPILHAMENTO DE RECEITAS

A pesquisa sobre o planejamento de capacidade de BESS BTM tem tradicionalmente se concentrado em um único tipo de serviço [37]. No entanto, o crescente interesse em BESS decorre da sua capacidade de fornecer diferentes serviços de rede e, consequentemente, flexibilidade de aplicação em múltiplos cenários [38]. A operação economicamente mais benéfica do BESS geralmente é alcançada quando ele é operado para fornecer múltiplos serviços em paralelo ([5], [24], [38], superando a dificuldade de atrair investimentos com a receita de um único serviço.

Os modelos de otimização técnico-financeira de BESS, indispensáveis para a busca da melhor rentabilidade do projeto, inevitavelmente devem considerar a atuação multifuncional do sistema, o que é estabelecido nas

estratégias de despacho do sistema de gerenciamento de energia (*EMS)*. A exemplo disso, em [37] e [38], é proposto uma estrutura de programação estocástica de dois estágios (despacho ótimo de energia e dimensionamento ótimo) tendo métricas financeira como funções objetivo do problema, oferecendo serviços empilháveis – *peak-shaving,* arbitragem de preços, regulação de frequência, correção de fator de potência, entre outros. Um modelo de otimização multisserviços, englobando tanto aplicações BTM quanto FTM desempenhados por um único sistema, é abordado em [36], onde é apontada a complexidade regulatória pela necessidade de desacoplamento entre os serviços prestados ao consumidor e à rede, ao mesmo tempo em que é otimizada a capacidade do sistema com fins de maximização unificada de benefícios financeiros.

No contexto brasileiro, a ANEEL [10] identifica que entre os pontos de aprimoramento para a remuneração de SAE *on-grid* é a de permitir que empreendimentos com BESS, centrais ou distribuídos, possam prestar diversos serviços concomitantes, em especial os serviços à rede, tendo que são aqueles mais críticos quanto à necessidade de regulamentação. A EPE [5] corrobora a tese de que o empilhamento de receitas é a via mais promissora no sentido de viabilização financeira de BESS.

Apesar de análises acadêmicas iniciais sugerirem a não rentabilidade de modelos de negócio para BESS, a maioria dos trabalhos que indicam tal conclusão avaliam sistemas dedicados a aplicações exclusivas. Ao permitir o gerenciamento de múltiplos serviços em paralelo, diversificando os fluxos de receitas, a rentabilidade do modelo de negócios avaliado tende a melhorar consideravelmente, viabilizando investimentos mesmo diante do cenário atual de custos [24].

Na TABELA I é apresentada uma síntese dos possíveis cenários de empilhamento de receitas de aplicações BTM de BESS e GFV, para os diferentes enquadramentos de consumidor/prossumidor no MEE brasileiro, bem como a viabilidade financeira de cada cenário diante do que foi exposto neste artigo.

TABELA I. VIABILIDADE DE APLICAÇÕES GFV+BESS PARA OS DIFERENTES CENÁRIOS DE CONSUMIDOR/PROSSUMIDOR

Cenários	***Amb.***	***Topologia***	***Rede***	***Aplicações possíveis***	***Viabilidade financeira***	
CEN.1	*MMGD (Grupo B)**	*GFV+BESS*	⇆	*AC*	✗	Não viável nos valores de compensação de créditos atuais. * Não considerado Tarifa Branca
CEN.2	*ACR (Grupo A)*	*BESS*	←	*LS + PS + DEM*	✓	Viável em algumas distribuidoras – depende da relação TP/TFP
CEN.3	*MMGD (Grupo A)*	*GFV+BESS*	⇆	*AC + PS + DEM*	!	Parcialmente viável por Gestão de Demanda (similar ao CEN.2). Gestão de Energia não possui atratividade atual.
CEN.4	*ACL – SV*	*BESS*	←	*LS + PS + DEM*	✓	Similar ao CEN.2
CEN.5	*APE – SV*	*GFV+BESS*	←	*AC + PS + DEM*	!	Similar ao CEN.3 para Gestão de Demanda. Para otimização do *zero-grid* ainda não possui viabilidade no cenário atual de custos.
CEN.6	*APE – CV*	*GFV+BESS*	⇆	*AC + PS + DEM*	✗	Inviável na maioria dos cenários devido aos custos de adequação para habilitação de injeção.
CEN.7	*APE – CV*	*GFV+BESS*	⇆	*AC + PS + DEM + ARB*	?	Cenário futuro de maior volatilidade do PLD pode viabilizar arbitragem.

Amb *- ambiente regulatório (SV: sem venda de excedentes; CV: com venda de excedentes);* ***AC*** *- aumento de autoconsumo;* ***LS*** *- load-shifting;* ***PS*** *- peak-shaving;* ***DEM*** *- gestão de demanda contratada;* ***ARB*** *- arbitragem de preços*

← *: apenas importação de energia;* ⇆ *: importação/exportação de energia*

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este artigo explorou as perspectivas de expansão da tecnologia de BESS no mercado de energia brasileiro sob o prisma de maximização de benefícios financeiros por meio das diferentes aplicações que tais sistemas podem ofertar ao consumidor/prossumidor. A análise conjunta do ambiente regulatório atual e dos custos de investimento em BESS demonstrou que algumas aplicações já são financeiramente viáveis em cenários específicos, como em consumidores com alto fator de carga na ponta e/ou sujeitos a diferenças acentuadas entre as tarifas de ponta e fora ponta. Contudo, a baixa difusão destes sistemas no país é apontada como consequência, sobretudo, da elevada tributação sobre os equipamentos, que levam a custos de investimentos muito superiores à média já observada no mercado internacional, e da carência de uma regulamentação prolífica para o setor, de forma que serviços potencialmente geradores de receitas possam se tornar viáveis.

Por fim, a estratégia de empilhamento de receitas, explorando a capacidade do BESS de desempenhar múltiplas aplicações em paralelo, é apontada como fundamental para alcançar a sua viabilidade financeira, flexibilizando as fontes de receitas e mitigando a ociosidade do sistema. Em contrapartida, a complexidade dessa estratégia, que envolve a avaliação simultânea de inúmeras variáveis, demanda estudos de viabilidade econômica mais rigorosos, amparados por ferramentas de otimização técnico-financeiro de BESS (ou de híbridos GFV-BESS), aplicáveis a diferentes cenários e múltiplas aplicações. Tal tópico, em conjunto com o aprofundamento das propostas regulatórias, é uma continuidade do trabalho desenvolvido para este artigo, e deve estar no cerne das discussões que visam o estabelecimento do mercado de armazenamento de energia no país.

6 REFERÊNCIAS

[1] IRENA, “Electricity storage and renewables: costs and markets to 2030”, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2017.

[2] V. De Carvalho Neiva Pinheiro, “Despacho ótimo de sistemas elétricos com armazenamento de energia para fontes intermitentes de geração no Brasil”, Tese (Doutorado em Engenharia Civil), Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2020. doi: 10.47749/T/UNICAMP.2020.1157935.

[3] T. Chen *et al.*, “Applications of Lithium-Ion Batteries in Grid-Scale Energy Storage Systems”, *Trans. Tianjin Univ.*, vol. 26, nº 3, p. 208–217, jun. 2020, doi: 10.1007/s12209-020-00236-w.

[4] MCTIC & INT, “Sistemas de Armazenamento de Energia – Tecnologia, Regulação e Políticas Públicas”, Instituto Nacional de Tecnologia - INT, Rio de Janeiro, 2017.

[5] EPE, “Sistemas de Armazenamento em Baterias – Aplicações e Questões relevantes para o Planejamento”, EPE, Rio de Janeiro, 2019.

[6] L. C. S. Rocha, “Otimização multiobjetivo da configuração de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas com sistema de armazenamento de energia: situação atual e possíveis alterações regulatórias”, *Cadernos ENAP, Coleção: Regulação*, vol. 121, outubro de 2022. [Online]. Disponível em: http://repositorio.enap.gov.br/handle/1/7332

[7] EPE, “Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Estratégico”, Rio de Janeiro, Nota de discussão, 2018.

[8] EPE, “Micro e Minigeração Distribuída & Baterias”, Brasil, nov. 2021.

[9] EPE, “Micro e Minigeração Distribuída e Baterias Atrás do Medidor”, jun. 2024.

[10] ANEEL, “Regulamentação para o Armazenamento de Energia Elétrica, incluindo Usinas Hidrelétricas Reversíveis”, Brasília, 1/2023-SGM-SCE-STD-STE/ANEEL, jul. 2023.

[11] Brasil, *Lei n° 14.300*. 2022.

[12] ANEEL, *REN nº 1000/2022*. 2021.

[13] Greener, “Analise do Marco Legal da Geração Distribuída”. 2023. Acesso em: 30 de junho de 2024. [Online]. Disponível em: https://www.greener.com.br/estudo/analise-do-marco-legal-2023/

[14] MME/Brasil, “Consulta Pública nº 131/2022”. 2022.

[15] MME/Brasil, *Portaria Normativa nº 50/2022*. 2022.

[16] ABRACEEL, “A partir de janeiro de 2024, 165 mil empresas poderão trocar de fornecedor de energia elétrica”. Acesso em: 10 de dezembro de 2023. [Online]. Disponível em: https://abraceel.com.br/press-releases/2023/12/a-partir-de-janeiro-de-2024-165-mil-empresas-poderao-trocar-de-fornecedor-de-energia-eletrica/

[17] MME/Brasil, “Portaria Normativa nº 690/2022”. 2022.
[18] Brasil, *PL 414/2021*. 2021.
[19] ABRACEEL, “Abertura completa do mercado de energia tem potencial para gerar até R$ 25 bi de redução de custos por ano até 2035”. Acesso em: 12 de janeiro de 2024. [Online]. Disponível em: https://abraceel.com.br/press-releases/2023/12/a-partir-de-janeiro-de-2024-165-mil-empresas-poderao-trocar-de-fornecedor-de-energia-eletrica/
[20] I. B. Sperstad *et al.*, “Cost-Benefit Analysis of Battery Energy Storage in Electric Power Grids: Research and Practices”, em *2020 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)*, The Hague, Netherlands: IEEE, out. 2020, p. 314–318. doi: 10.1109/ISGT-Europe47291.2020.9248895.
[21] S. B. Sani *et al.*, “Energy storage system policies: Way forward and opportunities for emerging economies”, *Journal of Energy Storage*, vol. 32, p. 101902, dez. 2020, doi: 10.1016/j.est.2020.101902.
[22] N. G. Chatzigeorgiou, S. Theocharides, G. Makrides, e G. E. Georghiou, “A review on battery energy storage systems: Applications, developments, and research trends of hybrid installations in the end-user sector”, *Journal of Energy Storage*, vol. 86, p. 111192, maio 2024, doi: 10.1016/j.est.2024.111192.
[23] Z. Zhang *et al.*, “A review of technologies and applications on versatile energy storage systems”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 148, p. 111263, set. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.111263.
[24] F. Baumgarte, G. Glenk, e A. Rieger, “Business Models and Profitability of Energy Storage”, *iScience*, vol. 23, nº 10, p. 101554, out. 2020, doi: 10.1016/j.isci.2020.101554.
[25] EPE, “Relatório do Grupo Temático - Inserção de Novas Tecnologias”, EPE, Rio de Janeiro, 2019.
[26] V. B. F. Costa, B. D. Bonatto, e P. F. Silva, “Optimizing Brazil’s regulated electricity market in the context of time-of-use rates and prosumers with energy storage systems”, *Utilities Policy*, vol. 79, p. 101441, dez. 2022, doi: 10.1016/j.jup.2022.101441.
[27] L. Deotti, W. Guedes, B. Dias, e T. Soares, “Technical and Economic Analysis of Battery Storage for Residential Solar Photovoltaic Systems in the Brazilian Regulatory Context”, *Energies*, vol. 13, nº 24, p. 6517, dez. 2020, doi: 10.3390/en13246517.
[28] Greener, “Estudo Estratégico - Mercado de Armazenamento”, 2021.
[29] C. H. Flesch, “ANÁLISE DAS PERSPECTIVAS E OPORTUNIDADES DA AUTOPRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA SOB O PONTO DE VISTA DO CONSUMIDOR LIVRE E DO PARTICIPANTE DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE CRÉDITOS DE ENERGIA”, 2024.
[30] CCEE, “Regras de Comercialização - Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) - versão 2023.3.1”. CCEE, 2023.
[31] I. M. Aronovich e R. M. Monaro, “Análise das Condições de Operação de um Autoprodutor de Energia Inserido no Mercado Livre”, em *2023 15th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON)*, São Bernardo do Campo, Brazil: IEEE, nov. 2023, p. 595–596. doi: 10.1109/INDUSCON58041.2023.10374722.
[32] M. A. Hannan *et al.*, “Battery energy-storage system: A review of technologies, optimization objectives, constraints, approaches, and outstanding issues”, *Journal of Energy Storage*, vol. 42, p. 103023, out. 2021, doi: 10.1016/j.est.2021.103023.
[33] L. Feng *et al.*, “Optimization analysis of energy storage application based on electricity price arbitrage and ancillary services”, *Journal of Energy Storage*, vol. 55, p. 105508, nov. 2022, doi: 10.1016/j.est.2022.105508.
[34] PSR, “Remoção de barreiras regulatórias à inserção de tecnologias de armazenamento”, out. 2020.
[35] ENGIE, “Formação do PLD deve passar por aprimoramentos”. Acesso em: 30 de junho de 2024. [Online]. Disponível em: https://www.alemdaenergia.engie.com.br/formacao-do-pld-deve-passar-por-aprimoramentos/
[36] S. Englberger, A. Jossen, e H. Hesse, “Unlocking the Potential of Battery Storage with the Dynamic Stacking of Multiple Applications”, *Cell Reports Physical Science*, vol. 1, nº 11, p. 100238, nov. 2020, doi: 10.1016/j.xcrp.2020.100238.
[37] Y. Zhang, A. Anvari-Moghaddam, S. Peyghami, Y. Li, T. Dragičević, e F. Blaabjerg, “Optimal Sizing of Behind-the-Meter Battery Storage for Providing Profit-Oriented Stackable Services”, *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 15, nº 2, p. 1481–1494, mar. 2024, doi: 10.1109/TSG.2023.3292076.
[38] S. Hanif, M. J. E. Alam, K. Roshan, B. A. Bhatti, e J. C. Bedoya, “Multi-service battery energy storage system optimization and control”, *Applied Energy*, vol. 311, p. 118614, abr. 2022, doi: 10.1016/j.apenergy.2022.118614.

Comitê de Estudos C5 – Mercados de Eletricidade e Regulação

OPERACIONALIZAÇÃO DO *SANDBOX* REGULATÓRIO DE RESPOSTA DA DEMANDA PARA O PRODUTO DISPONIBILIDADE NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

E.M.A. NEVES*
Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)
Brasil
evelina.neves@ons.org.br

G.M. LONGHI
Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)
Brasil
gabriel.longhi@ons.org.br

J.A.G. GOULART
Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)
Brasil
jgoulart@ons.org.br

A.M. MONTEIRO
Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)
Brasil
andreia.monteiro@ons.org.br

R.C.S. JÚNIOR
Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)
Brasil
roberto.carlos@ons.org.br

L.G.B. MARZANO
Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)
Brasil
luiz.marzano@ons.org.br

V.S. BEGNI
Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)
Brasil
vagner.begni@ons.org.br

M.C.P. ARAÚJO
Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)
Brasil
cecilia.araujo@ons.org.br

B.R. PECHINCHA
Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)
Brasil
brisa.pechincha@ons.org.br

F.F.M. DINIZ
Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)
Brasil
fabiodiniz@ons.org.br

R.R. DOMINGOS
Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)
Brasil
ryan.domingos@ons.org.br

T.A. SIMÕES
Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)
Brasil
tallis.simoes@ons.org.br

Resumo *– O Programa Estrutural de Resposta da Demanda (RD) que atualmente contempla um produto de curto prazo para atendimento à ponta de carga do sistema, foi regulamentado pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.040/2022. Junto à aprovação do Programa Estrutural, foi estabelecida, por meio da Resolução Autorizativa ANEEL nº 12.600/2022, autorização ao ONS para aquisição de um produto por Disponibilidade via mecanismo competitivo em ambiente regulatório experimental (Sandbox), o que foi efetivado pelo Operador em 15 de outubro de 2024. O objetivo deste trabalho é apresentar a experiência do ONS na operacionalização do primeiro Mecanismo Competitivo de RD para o produto Disponibilidade, incluindo as principais etapas envolvidas no processo, a definição da sistemática e dos produtos, os principais resultados abrangendo inclusive o Programa Estrutural, lições aprendidas e oportunidades de aprimoramento que poderão subsidiar as evoluções regulatórias relativas às novas formas de contratação e remuneração dos mecanismos de RD no SEB.*

Palavras-chave: Resposta da Demanda – Mecanismo Competitivo – *Sandbox* Regulatório – Produto Disponibilidade – Programa Estrutural – Produto de Curto Prazo – Agregador de Demanda

* Rua Júlio do Carmo 251, Centro – Rio de Janeiro – RJ – CEP 20211-160

1 INTRODUÇÃO

Em linhas gerais, a Resposta da Demanda (RD) refere-se à capacidade de responder de forma voluntária e coordenada às condições do mercado ou do sistema no curto prazo, com o objetivo de prover um melhor aproveitamento da estrutura disponível de transporte e geração de energia, aprimorar a segurança da operação e a qualidade de fornecimento, bem como promover a eficiência econômica visando a otimização do uso dos recursos e redução dos custos [1].

No contexto regulatório atual, a REN ANEEL nº 1.040/2022 define a Resposta da Demanda como a redução do consumo de consumidores previamente habilitados, como recurso adicional para atendimento ao SIN, desde que aceita pelo ONS, de modo a se obter resultados mais vantajosos tanto para a confiabilidade do sistema elétrico como para a modicidade tarifária dos consumidores finais.

No Brasil, o Programa Estrutural de Resposta da Demanda (RD), regulamentado pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.040/2022, representa um marco significativo para o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), tendo sido possível sua implantação devido aos diversos avanços regulatórios e simplificações adotadas a partir do programa piloto instituído pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 2018[1] e do mecanismo emergencial de Redução Voluntária da Demanda (RVD) instituído em 2021[2] pelo Ministério de Minas e Energia (MME) para lidar com a crise hídrica naquele ano, além da construção da confiança do Operador na efetivação da redução da demanda pela indústria e pelo amadurecimento do próprio conceito de RD entre as instituições e Agentes participantes, com a possibilidade de evolução para novos produtos [2].

Atualmente, o Programa Estrutural [3] contempla um produto de curto prazo para atendimento à ponta de carga do sistema. As ofertas são realizadas semanalmente (até quinta-feira - 12h) pelos Agentes consumidores ou Agregadores, que confirmam sua disponibilidade para o dia seguinte (“D-1”);

A REN ANEEL nº 1.040/2022 previu ainda a possibilidade de consideração de produtos adicionais de RD em ambiente regulatório experimental (*Sandbox*), tendo sido autorizada, por meio da Resolução Autorizativa ANEEL nº 12.600/2022, a utilização do produto na modalidade por Disponibilidade por um período de até dois anos, com vigência a partir de 01º de outubro de 2022. Para a prestação do produto Disponibilidade, o participante deve sagrar-se vencedor em um Mecanismo Competitivo a ser realizado pelo ONS, conforme necessidade sistêmica, mediante a assinatura de um contrato específico com vigência de até um ano e remuneração via receita fixa, objeto do seu lance no Leilão, conforme disponibilidade e entrega efetiva do produto contratado.

O objetivo deste trabalho é apresentar a experiência do ONS na operacionalização do primeiro Mecanismo Competitivo de RD para o produto Disponibilidade, incluindo as principais etapas envolvidas no processo, a definição da sistemática e dos produtos, os principais resultados abrangendo inclusive o Programa Estrutural, lições aprendidas e oportunidades de aprimoramento que poderão subsidiar as evoluções regulatórias relativas às novas formas de contratação e remuneração dos mecanismos de RD no SEB. Este artigo está organizado da seguinte forma: 1) Introdução contendo aspectos regulatórios recentes da regulamentação do Programa Estrutural para o produto de curto prazo e da autorização para realização do *Sandbox* para o produto Disponibilidade; 2) Visão geral das principais etapas envolvidas na operacionalização do Mecanismo Competitivo de RD para aquisição do produto Disponibilidade no âmbito do *Sandbox*; 3) Principais resultados quantitativos dos Programas de RD, tanto para o Programa Estrutural quanto para o *Sandbox* Regulatório; 4) Nesta seção são apresentadas oportunidades de aprimoramento; 5) Conclusões e considerações finais.

2 *SANDBOX* REGULATÓRIO DE RESPOSTA DA DEMANDA

O *Sandbox* regulatório é um ambiente em que entidades do Setor são autorizadas pelo Regulador a testar, por período determinado, um projeto inovador, observando um conjunto específico de disposições regulamentares que amparam a realização controlada e delimitada de suas atividades. Durante o período de testes, as empresas

[1] Resolução Normativa ANEEL nº 792/2017
[2] Portaria MME nº 22/2021

e instituições do Setor ficam sujeitas a requisitos regulatórios diferenciados, ao mesmo tempo que o Regulador monitorará a implementação e os resultados dos projetos.

A implementação de um produto Disponibilidade de RD foi autorizado pela ANEEL dentro da concepção de um ambiente experimental em que ONS, a Câmera de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e Agentes participantes do programa de RD testem inovações no mercado, considerando, entretanto, as diretrizes estabelecidas pela REA ANEEL nº 12.600/2022. O objetivo do Mecanismo Competitivo para aquisição de reduções de demanda no âmbito do *Sandbox* regulatório é avaliar soluções alternativas de mercado, abrangendo nova forma de contratação, que viabilize a aquisição de recursos com melhor custo-benefício para atendimento à ponta do SIN, considerando a segurança do sistema na disponibilidade de recursos acionáveis que incorram na redução dos custos da operação e maior previsibilidade ao Agente por meio do recebimento de uma receita fixa limitada a um número de acionamentos pré-definidos.

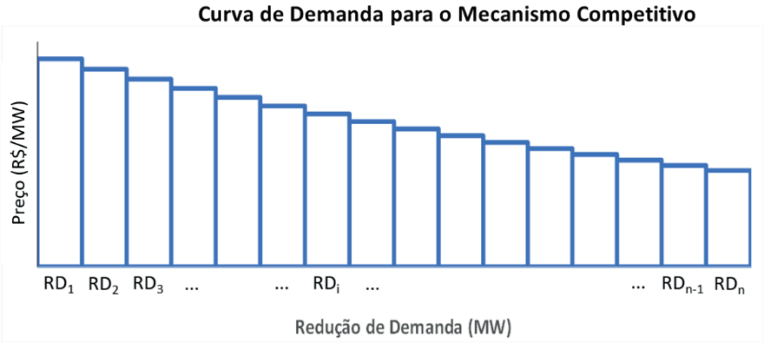
A **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**1 apresenta uma visão geral das principais etapas previstas na implantação do *Sandbox* regulatório para o produto Disponibilidade de RD, que serão detalhadas a seguir.



¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.1. Etapas previstas para implantação do *Sandbox* de RD – Fonte: ONS

2.1 Estudo para diagnóstico das necessidades sistêmicas e definição dos parâmetros da contratação

Para apoiar o desenvolvimento do *Sandbox* de RD, o ONS desenvolveu uma metodologia para identificar as necessidades futuras de atendimento à ponta de demanda do sistema com base na avaliação dos recursos disponíveis no horizonte de estudo, bem como para definir os parâmetros tais como a quantidade potencial de redução de demanda a ser contratada no horizonte máximo de um ano e o preço teto que representa o valor máximo que o Operador está disposto a "pagar" pela redução. Os resultados deste processo definirão a necessidade de realização ou não do Mecanismo Competitivo, e caso se confirme esta necessidade, a Curva de Demanda (com os montantes em MW e respectivos custos em R$/MW), que será considerada para balizar a decisão de aquisição dos produtos de RD, conforme ilustra a Fig. 2.



¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.2. Representação de uma Curva de Demanda hipotética para o Mecanismo Competitivo – Fonte: ONS

Também fazem parte desta etapa o desenho dos produtos por subsistema, considerando os dias (úteis ou sábados) e horários de entrega da redução conforme grade horária a ser definida; início de vigência e duração do contrato; e definição do número mínimo e/ou máximo de acionamentos por período. Uma descrição detalhada da metodologia desenvolvida pelo ONS pode ser vista em [4].

Os estudos do ONS realizado em janeiro de 2024 e suas atualizações indicaram a necessidade de realização de um Mecanismo Competitivo para atendimento a demanda de ponta no 2º semestre de 2024. A partir dessa

indicação de necessidade, o ONS deu início à contratação do provedor de Solução (Paradigma Business Solution) para fornecer a plataforma para a realização do Mecanismo Competitivo e ao desenho da sistemática envolvida na sua operacionalização, incluindo o formato do Leilão, número e limites das ofertas, número de rodadas, tempo de execução, divulgação de resultados, critério para seleção e remuneração dos vencedores, entre outros parâmetros. Os valores para os respectivos parâmetros e o estudo técnico de base devem constar no Edital, a ser submetido ao processo de participação social pelo ONS, para posterior avaliação pela ANEEL.

2.2 Edital

Após a etapa de diagnóstico das necessidades sistêmicas e detalhamento do desenho da metodologia de contratação, foi elaborado pelo ONS o Edital com as principais diretrizes necessárias para a realização do Mecanismo Competitivo, abrangendo os parâmetros e produtos considerados, os critérios de participação, a sistemática, divulgação de resultados, forma de acionamento do produto na etapa de programação e interação entre o produto Disponibilidade (*Sandbox*) e o produto de curto-prazo (Programa Estrutural), a metodologia de apuração e remuneração da receita fixa em parceria com a CCEE, considerando penalidades por indisponibilidade e não entrega da quantidade contratada e suspensão de participação, entre outros aspectos.

2.3 Participação pública

O Edital do Mecanismo Competitivo e seus respectivos anexos, incluindo o modelo de Contrato de Resposta da Demanda (CRD), a Rotina Operacional e uma Nota Técnica com uma visão geral do *Sandbox* e da metodologia para definição das necessidades sistêmicas, produtos e demais parâmetros foi submetida à consulta externa no período de 16 de maio a 06 de junho de 2024, com a versão final contemplando as contribuições dos Agentes encaminhada para avaliação do Regulador em 21 de junho, tendo sido aprovado pela Diretoria da ANEEL em 10 de setembro de 2024.

Cumpre ressaltar que para apoiar a participação pública, o ONS e a CCEE realizaram reuniões com os Agentes e com a Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e Consumidores Livres (ABRACE) para apresentação dos principais aspectos relativos à operacionalização do *Sandbox*, além da realização de um Workshop em 27 de maio de 2024, visando apresentar todas as etapas, conceitos, regras e processos envolvidos na operacionalização e contabilização do produto Disponibilidade, dirimir as dúvidas e colher contribuições dos Agentes. Toda documentação relativa ao *Sandbox* foi disponibilizada no *site* do ONS[3], incluindo um guia com as perguntas mais frequentes e respectivas respostas.

A partir da análise das contribuições recebidas na consulta externa, o ONS procurou refletir algumas solicitações dos Agentes no sentido de trazer simplificação ao processo e mitigar eventuais barreiras para participação. Foram mantidas, entretanto, as condições de contorno estabelecidas previamente em regulamentação da ANEEL para o *Sandbox*, como por exemplo a necessidade de aplicação de alguma penalidade financeira em caso de não entrega do produto contratado.

Na mesma data de aprovação do Edital, a Resolução Autorizativa ANEEL nº 15.457/2024 estendeu o prazo para o projeto-piloto referente à contratação de disponibilidade de RD até 31 de dezembro de 2026, possibilitando outras execuções do Mecanismo Competitivo, caso se apresente necessidade sistêmica, sem prejuízo de eventuais evoluções do processo ao longo do período de vigência.

A partir da aprovação da ANEEL, o ONS revisou os estudos para definição do preço teto e demais parâmetros constantes do Edital, bem como o cronograma necessário para realização do Mecanismo Competitivo definido para ocorrer em 15 de outubro de 2024. A vigência do produto contratado foi definida entre 1º de novembro de 2024 e 31 de janeiro de 2025. O produto tem duração de 4 horas, a ser entregue no horário das 18h às 22h, conforme grade horária definida para todos os subsistemas. Foi limitado o número máximo de acionamentos mensais em 4, totalizando 12 acionamentos por oferta vencedora em todo o período de vigência contratual. O preço teto estabelecido pelo ONS foi de R$ 70.000,00/MW correspondendo à disponibilidade e entrega de todos os acionamentos durante a vigência do contrato.

2.4 Mecanismo Concorrencial

[3] https://www.ons.org.br/paginas/energia-amanha/resposta-da-demanda

Para a participação no Mecanismo Competitivo, foi prevista uma etapa prévia de cadastro no ambiente SINtegre do ONS, a habilitação técnica na qual o Operador avaliou o atendimento aos requisitos mínimos e outra etapa de avaliação comercial em que poderia ser solicitado o aporte de garantias de participação dos Agentes interessados com o objetivo de vincular os participantes às ofertas. Cabe destacar que não foram solicitadas garantias financeiras de participação neste *Sandbox*.

Conforme estabelecido na Resolução Normativa nº 1.040, de 30 de agosto de 2022, estavam habilitados a participar do Mecanismo Competitivo Agentes consumidores do Ambiente de Contratação Livre (ACL), inclusive aqueles modelados sob Agentes varejistas ou agregadores desses consumidores devidamente representados na CCEE, conforme Procedimento de Comercialização, desde que adimplentes com suas obrigações junto à CCEE e ao ONS e em conformidade com os critérios de participação definidos em Edital.

A inscrição no Mecanismo Competitivo de Agentes habilitados e aceite do termo de conhecimento das regras de participação no referido mecanismo foi realizada na Plataforma de RD disponibilizada no ambiente SINtegre do ONS.

Os Agentes inscritos podem submeter oferta de preço (R$/MW) e quantidade (MW) quando da execução do Mecanismo Competitivo por produto Disponibilidade de seu interesse previamente indicado no ato da inscrição para o subsistema de entrega, juntamente com as unidades consumidoras que comporão a sua oferta. O produto do preço e quantidade ofertados correspondem à receita fixa total no período de contrato, sendo dividida entre os meses de vigência. As ofertas realizadas no Mecanismo Competitivo foram limitadas a ser no mínimo 5 MW e no máximo 100 MW por oferta, com possibilidade de agregar unidades consumidoras menores, considerando o porte e a natureza atacadista do SIN e a valorização da atuação da figura do Agregador. Adicionalmente, foi vedado ao Agregador vencedor alterar a representação de suas unidades consumidoras agregadas após a realização do Mecanismo Competitivo realizado pelo ONS, durante toda vigência do CRD assinado junto ao Operador.

Com base nas informações recebidas no momento de realização das ofertas, o ONS avaliou os vencedores considerando critérios técnicos e econômicos. Vale ressaltar que não foram aceitos montantes parciais das ofertas realizadas, conforme definido em Edital.

No Mecanismo Competitivo, foi definido que o critério de desempate entre ofertas de mesmo preço consideraria o tipo de recurso utilizado para modulação da redução da demanda, sendo selecionados prioritariamente aqueles que não emitem Gases de Efeito Estufa (GEE), a fim de contribuir para a pauta ASG (Ambiental, Social e de Governança) do ONS e com o desenvolvimento sustentável do SEB.

O Mecanismo Competitivo, realizado em plataforma de negociação específica, foi do tipo leilão de compra com preços máximos crescentes, de acordo com a discretização da curva de demanda em Lotes, conforme sistemática definida no Edital, visando a contratação da disponibilidade de redução de demanda pelo menor preço. Neste *Sandbox*, para fins de simplificação, adotou-se a consideração de apenas um Lote/Leilão para aquisição da quantidade demandada pelo ONS. Como remuneração, o Agente vencedor deverá receber uma receita fixa, objeto de seu lance (modalidade *pay-as-bid*) conforme disponibilidade e entrega efetiva do produto contratado e uma parcela variável liquidada ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), quando da entrega da redução, a ser apurada pela CCEE, a depender da posição do Agente no Mercado de Curto Prazo (MCP).

A sistemática do Mecanismo Competitivo previu a realização de três fases conforme ilustra a Fig. 3: "fase aberta" para recebimento dos lances de preço e quantidade dos Agentes em R$/MW e MW, respectivamente; 2) "fase fechada" onde é possível ao participante realizar um lance único de preço inferior ao último lance da fase aberta; e 3) "fase de análise" pelo ONS para avaliação do atendimento à curva de demanda, prévia ao encerramento do Leilão.

O ONS contratou no primeiro Mecanismo Competitivo realizado em 15 de outubro de 2024 uma disponibilidade de 93 MW. O certame resultou ainda em um deságio máximo de até 14,4% do preço-teto do mecanismo de R$ 70.000,00/MW. Todos os quatro Agentes vencedores são do ramo de atividade de Metalurgia e Produtos de Metal, conforme classificação da CCEE.



¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.3. Sistemática para Mecanismo Competitivo para aquisição de produto disponibilidade de RD Fonte: ONS

2.5 Assinatura dos Contratos

Após a definição dos vencedores no Mecanismo Competitivo foi previsto prazo para assinatura eletrônica dos Contratos de Resposta da Demanda (CRD) que terá o ONS como contraparte. Para celebração contratual o Agente vencedor deverá efetuar o processo de homologação da conformidade legal e monitoramento exigido pelo ONS que consiste em uma avaliação integrada de aspectos legais, institucionais, financeiros, operacionais, sustentabilidade, integridade, responsabilidade social e *Compliance*.

2.6 Operação

Foi viabilizada a coexistência do *Sandbox* com o Programa Estrutural, ambos considerados na etapa da programação no pós-processamento do modelo de curtíssimo prazo DESSEM (etapa "pós-DESSEM"), mantendo, entretanto, o produto Disponibilidade prioritário ao produto de curto prazo, sendo este último utilizado apenas após terem sido considerados os números máximos de acionamentos diário/mensal contratados e quando não envolver unidades consumidoras comuns aos mecanismos em horários coincidentes, conforme Rotina Operacional do ONS.

A partir do início de vigência do contrato de disponibilidade, os Agentes vencedores devem atender às suas obrigações previstas no CRD e nos procedimentos operativos, devendo estar disponíveis ao SIN e, quando acionados pelo ONS, efetivar a entrega da redução de demanda contratada, no montante e horários acordados.

Durante todo o período de vigência do CRD, ou até que seja atingido o número máximo de acionamentos contratado, o Agente dever declarar sua eventual indisponibilidade na Plataforma de RD, até às 10h do dia anterior ao despacho ("D-1"), para não ser considerado na programação da operação. O Agente deve acompanhar na Plataforma de RD o acionamento de seu produto disponibilidade pela programação da operação (etapa pós-DESSEM), até às 23h do dia anterior ao despacho ("D-1") e efetivar a redução do consumo em caso de acionamento, conforme condições contratadas.

O ONS a princípio deve utilizar todos os acionamentos contratados a fim de avaliar a performance da redução da demanda no âmbito do *Sandbox*. O ONS divulga os acionamentos dos produtos considerados na etapa da Programação Diária da Operação no Relatório Executivo da Programação Diária da Operação Eletroenergética ("REPDOE").

2.7 Apuração do pagamento da Receita Fixa pela CCEE

Mensalmente o ONS encaminha à CCEE as informações referentes às declarações de indisponibilidades do Agente, bem como o montante de receita fixa a que faz jus o Agente vencedor do Mecanismo Competitivo. Considerando as informações de acionamentos pelo ONS do produto contratado, a CCEE procederá a apuração da redução verificada em relação à linha base divulgada previamente pela Câmara conforme Procedimento de Comercialização.

Vale ressaltar que reduções de demanda em valores menores do que o montante contratados implicam em redução da receita fixa, enquanto reduções maiores que o contratado não geram receita adicional. O recebimento integral da receita fixa estará condicionado ao cumprimento de todas as exigências contratuais quanto à disponibilidade do Agente e redução integral conforme produto contratado em caso de acionamento, sem a realização de deslocamento de demanda em horários não permitidos e quanto a estar em dia com todas as obrigações setoriais; incluindo adimplência na CCEE e ONS.

No processo de apuração pela CCEE deverão ser aplicadas penalidades financeiras pela não entrega das reduções de RD contratadas, com implicações na redução da receita fixa do Agente, podendo inclusive incorrer em pagamento de valores no âmbito do MCP pela indisponibilidade e/ou não entrega, até suspensão do Programa, conforme previsto nas Regras e Procedimento de Comercialização e no contrato de disponibilidade de RD, a fim de garantir a segurança e a adequada remuneração dos Agentes pelos consumidores do SIN. Neste primeiro *Sandbox* o "Fator Limite de Penalização" (fator redutor da multa adicional à glosa da receita fixa mensal) considerado pela CCEE nas Regras de Contabilização, foi estabelecido pelo ONS em 10% da receita fixa mensal, a fim de estimular e avaliar a participação efetiva dos Agentes no *Sandbox*, bem como o aprimoramento da dosimetria da penalidade a ser aplicada em mecanismos futuros.

Durante toda a vigência do CRD, está prevista a suspensão do acionamento do produto Disponibilidade para o Agente que apresente inadimplência no ONS e/ou CCEE, sendo considerado indisponível até a devida regularização do débito, conforme condições estabelecidas no contrato, com as respectivas implicações no pagamento de penalidades e redução da receita fixa do Agente durante a apuração pela CCEE, conforme as Regras de Comercialização provisórias. Também está prevista a possibilidade de suspensão do Agente em futuro Mecanismo Competitivo de RD em caso de não atendimento a todos os acionamentos contratados.

Os pagamentos são realizados no processamento de contabilização e liquidação financeira da CCEE, de forma mensal, e resultam em encargos arcados por todos os Agentes com consumo do SIN, rateados de forma proporcional ao consumo, conforme Regras de Comercialização.

2.8 Avaliação do *Sandbox*

A Tabela 1 apresenta um resumo das principais características do primeiro Mecanismo Competitivo para aquisição de disponibilidade de RD realizado no âmbito do *Sandbox*.

TABELA I. PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DO 1º MECANISMO COMPETITIVO DE RD

Características	Descrição
Tipo de Recurso	Disponibilidade de RD para atendimento à ponta de demanda do SIN.
Periodicidade	Sob demanda, conforme necessidade indicadas nos estudos do ONS.
Tipo de Mecanismo	Leilão de compra com preços crescentes. Considerado neste primeiro mecanismo apenas um Lote para aquisição da quantidade demandada pelo menor preço.
Preço Teto	R$ 70,000/MW.
Precificação	Pagamento conforme o ofertado (*Pay-as-bid*).
Quantidade a ser contratada	% da carga do SIN não divulgada.
Produtos	Dias úteis – 4 horas – 18h às 22h – em todos os subsistemas (N-NE-SE-CO-S).
Oferta	Uma única oferta por unidade consumidora. [5-100 MW].
Contrato	Vigência: 1º de novembro de 2024 a 31 de janeiro de 2025.
Programação da Operação	Será considerada na etapa de pós processamento do modelo DESSEM.
Antecedência de Despacho	Eventual declaração de indisponibilidade do Agente no dia anterior (D-1) até 10h e acionamento pelo ONS em D-1 até 23h.
Interação entre os Programas	Produto disponibilidade (*Sandbox*) prioritário ao produto de curto prazo (Estrutural).
Linha Base	Utiliza dados históricos mensais com um descasamento de até 2 meses entre dia da redução e dados utilizados para compor a linha base de referência.
Penalidades/suspensão	Glosa da receita fixa mensal + multa em caso de não entrega/indisponibilidade, limitada a 10% neste primeiro mecanismo. Suspensão de participação em mecanismo futuro no caso de não entrega de todos os acionamentos.

Semestralmente e no final da vigência do *Sandbox*, o ONS e a CCEE deverão enviar a ANEEL relatório contendo as lições aprendidas e oportunidades de aprimoramento que poderão subsidiar as evoluções regulatórias relativas às novas formas de contratação e remuneração dos mecanismos por incentivo de RD do SEB.

3 RESULTADOS DOS PROGRAMAS DE RD

3.1 Programa Estrutural

Desde o início de vigência do Programa Estrutural de RD em outubro de 2022 até outubro de 2023 não houve necessidade de utilização das ofertas para atendimento à ponta de demanda no SIN devido às condições hidrológicas mais favoráveis.

A partir de novembro de 2023, toda semana o ONS vem recebendo ofertas de resposta da demanda. A Fig. 4 a seguir ilustra os montantes mensais totalizados em energia relativo às ofertas que foram aceitas pelo Operador a partir de novembro de 2023 até o dia 24 de janeiro de 2025 e respectivos preços máximos e mínimos, considerando os critérios de folga de potência para atendimento à segurança operativa do SIN e à minimização do custo total da operação.

No período de novembro de 2023 a dezembro de 2024 o ONS aprovou no âmbito do Programa Estrutural de RD um total de 663 ofertas, de um total de 1.636 ofertas analisadas, com preços na faixa de 99 a 2.000 R$/MWh, envolvendo cerca de 44 empresas ofertantes. Os montantes variaram entre 5 a 120 MW de demanda por oferta, para atendimento a ponta do sistema nos horários indicados pelos ONS, com um maior destaque ao setor de metalurgia e produtos de metais (57,56%), químicos (18,25%); Minerais não-metálicos (14,85%); Madeira, papel e celulose (8,13%). O recorde horário de Resposta da Demanda com o programa definitivo aconteceu em 12 de novembro de 2024. Neste dia foi despachado um total de 295 MW, sendo 93 MW do produto Disponibilidade. Neste dia o preço médio ponderado das ofertas do Programa Estrutural aceitas foi de 841,16 R$/MWh, indicando o crescente potencial de adesão e consideração deste recurso na Operação.

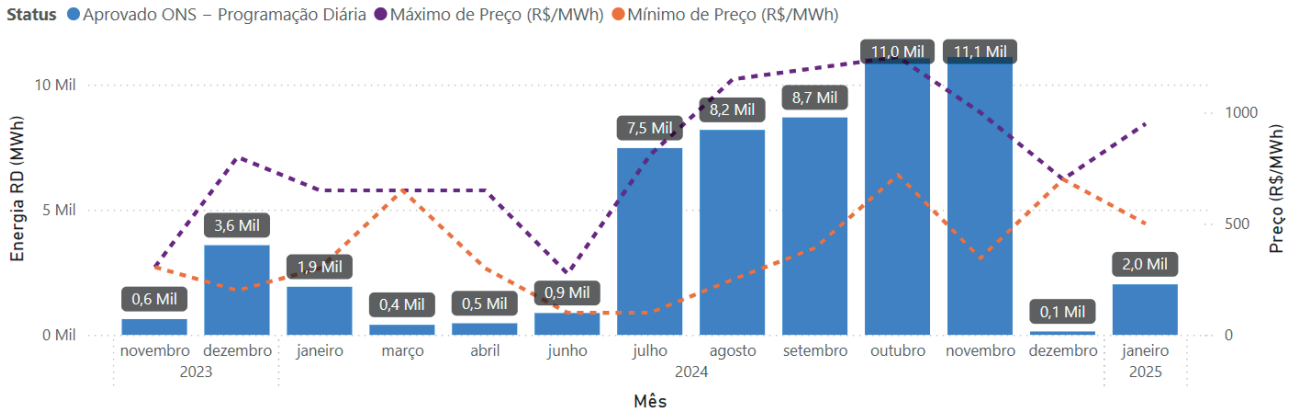


Fig. 4 – Montante totais em MWh relativos às ofertas de RD aprovados pelo ONS a partir de novembro de 2023 e respectivos Preços (valores mínimos e máximos em R$/MWh) no Programa Estrutural – Fonte: ONS

3.2 *Sandbox* Regulatório

Como resultado preliminar do 1º Mecanismo Competitivo, que se encontra vigente até 31 de janeiro de 2025, destacamos que, nos meses de novembro e dezembro de 2024, que já foram contabilizados pela CCEE, observou-se que os Consumidores vencedores do leilão realizaram reduções 22,16% e 16,23% maiores do que suas ofertas, respectivamente. Ademais, no mesmo período tivemos uma Receita prevista a ser paga aos consumidores na ordem de R$ 3.691.362,00. Em função do não atendimento ao acionamento do ONS, foram descontados aproximadamente 0,7% do valor previsto para a receita.

A Fig.5 a seguir ilustra a interação entre o Programa Estrutural e o *Sandbox* Regulatório, apresentando exemplos de despacho horário das ofertas de resposta da demanda compostas pelos dois programas. No mês de novembro, é apresentado o dia 12/11/2024, quando houve o recorde de despacho do recurso, conforme mencionado anteriormente. Enquanto no mês de dezembro, devido às condições mais favoráveis do sistema

para atender os critérios de folga de potência, são apresentados os despachos dos dias 3, 4, 9 e 17 de dezembro, quando foi utilizado basicamente o produto Disponibilidade.

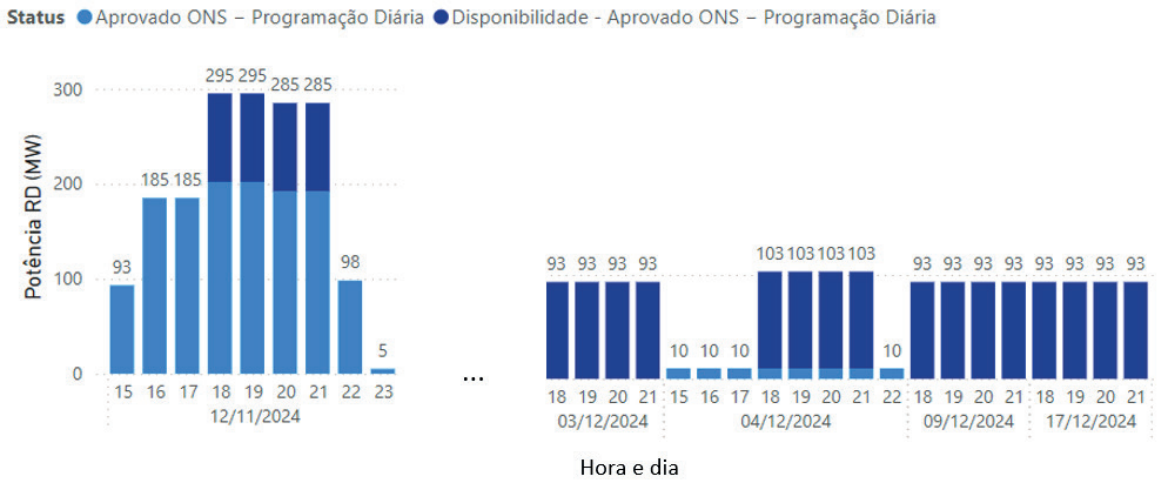


Fig. 5 – Exemplos de despacho horário de resposta da demanda, com o Programa Estrutural e o *Sandbox* Regulatório – Fonte: ONS

Além disso, na Fig.6, são apresentados os montantes diários em redução de energia despachada nos programas de resposta da demanda no período de novembro de 2024 a 24 de janeiro de 2025. Com os últimos despachos do produto Disponibilidade do dia 24/01, se encerram os acionamentos previstos na contratação deste produto, totalizando os 12 despachos no período de vigência.

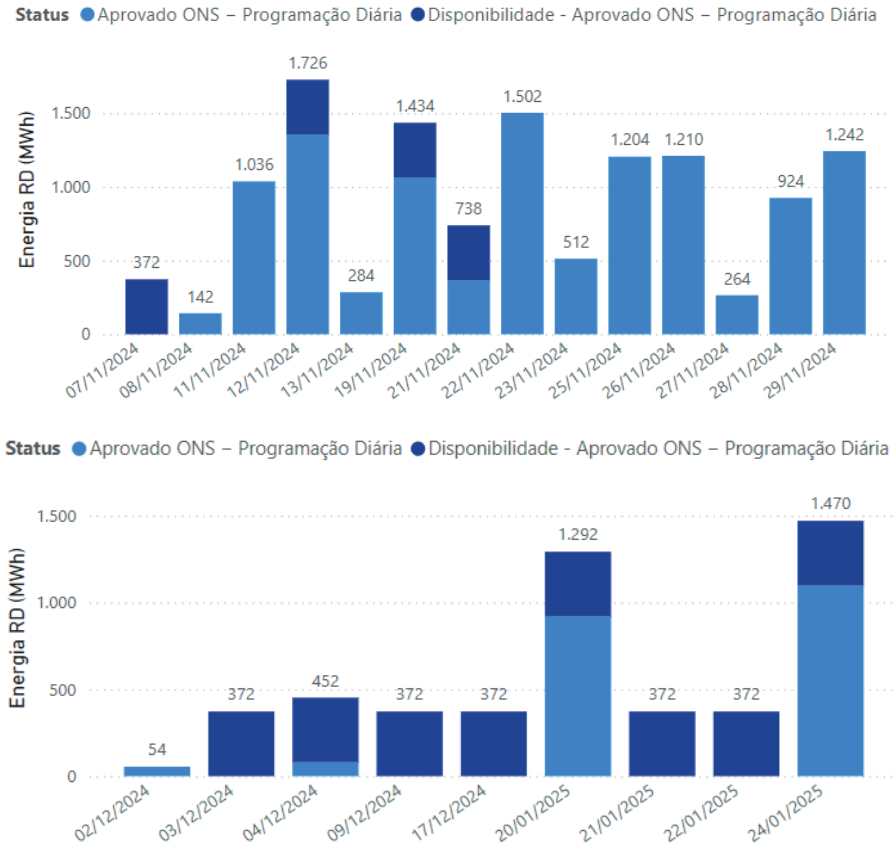


Fig. 6 – Montante totais em MWh, por dia, relativos às ofertas de RD aprovados pelo ONS de novembro de 2024 até 24 de janeiro de 2025 – Fonte: ONS

4 OPORTUNIDADES DE APERFEIÇOAMENTO

A versão final do Edital foi disponibilizada aos Agentes no dia 27 de setembro de 2024, e a realização do 1º Mecanismo Competitivo no âmbito do *Sandbox* Regulatório ocorreu no dia 15 de outubro de 2024, com início de entrega do produto em 01 de novembro de 2024. Verifica-se um período muito curto entre o momento em que os Agentes passam a ter acesso a informações importantes constantes do Edital, como por exemplo o preço teto, e o momento de realização do Mecanismo Competitivo. Este curto espaço de tempo pode ser um dificultador na viabilização das ofertas, principalmente para agregadores. Neste sentido, seria interessante um intervalo de tempo maior entre a disponibilização do Edital e a execução do Mecanismo Competitivo.

Também seria interessante que a realização do Mecanismo Competitivo ocorresse com maior antecedência em relação à data inicial de fornecimento do serviço, de modo a evitar o efeito conjuntural do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) na definição do preço teto e das ofertas dos Agentes.

Com relação ao produto, uma oportunidade a ser avaliada consiste na definição de produtos separados para cada dia da semana ou cada mês, resultando numa maior flexibilidade na composição das ofertas por parte dos Agentes.

Ressalta-se que está prevista a realização de um Workshop com os agentes de modo a colher suas impressões em relação a 1º Mecanismo Competitivo de Resposta da Demanda no âmbito do *Sandbox* Regulatório.

5 CONCLUSÕES

O conhecimento adquirido pelo Operador, instituições e Agentes envolvidos nas várias etapas da operacionalização do Mecanismo Competitivo, bem como uma avaliação criteriosa dos resultados obtidos, poderão contribuir nas futuras evoluções regulatórias e na ampliação de produtos a serem considerados de forma perene em Programas Estruturais de Resposta da Demanda contribuindo para a confiabilidade, modicidade tarifária e para a sustentabilidade do SEB.

6 REFERÊNCIAS

[1] E. M. A. Neves, et al. “Avaliação dos mecanismos de gestão pelo lado da demanda utilizados nos mercados de energia elétrica e oportunidades de evolução para o setor elétrico brasileiro”, SNPTEE, 2015.

[2] ONS. Relatório Técnico DTA nº 91/2022 – Avaliação do Mecanismo de Resposta Voluntária da Demanda.

[3] E. M. A. Neves, et al. “Implantação do Programa Estrutural de Resposta da Demanda e Oportunidades de Aprimoramento” – Cigré/ERIAC – Foz do Iguaçu – 2023.

[4] NT-ONS DGL 0049/2024 *Sandbox* Resposta da Demanda Produto Disponibilidade de 21 de junho de 2024.

Comité de Estúdios C5 - Mercados de Electricidad y Regulación

DISEÑO DE SERVICIOS DE FLEXIBILIDAD LOCAL: CASO COLOMBIA

Juan D. MOLINA
Colombia Inteligente
Colombia
juandavid.molina@colombiainteligente.org

Jaime A. ZAPATA
XM - Colombia Inteligente
Colombia
jazapata@XM.com.co

Resumen *–El incremento de las energías renovables, variables y distribuidas, conlleva a la revisión y adaptación de mecanismos y servicios que permitan un sistema energético flexible. Con base en las experiencias internacionales, existen diferentes tipos de modelo para la operación de la red local con recursos distribuidos y diferentes tipos de servicios para lograr la flexibilidad del sistema eléctrico.*

El objetivo del documento es identificar y definir los servicios de flexibilidad aplicables al sector eléctrico colombiano. Se analizó el marco normativo vigente y se identificaron brechas y acciones para desarrollar los servicios de flexibilidad. En el área tecnológica, las brechas incluyen los desafíos en la estandarización, coordinación y control de los recursos para la prestación del servicio, así como limitaciones en la infraestructura eléctrica actual para soportar estos recursos. A nivel político y regulatorio, las brechas para habilitar y facilitar la implementación de los servicios de flexibilidad incluyen la ausencia de un marco regulatorio e incentivos, la reglas que garanticen el acceso a la infraestructura de telecomunicaciones y los desafíos en la integración y coordinación de los operadores locales que comparten áreas de un mismo sistema. Se recomiendan 10 acciones para habilitar y facilitar la implementación de los servicios de flexibilidad en Colombia. Las recomendaciones tecnológicas están orientadas a la apropiación de estándares en la operación de los recursos que provean flexibilidad al sistema, la definición de los procedimientos de coordinación y la modernización de la infraestructura eléctrica. A nivel reglamentario, se requiere un marco regulatorio que considere incentivos para proveer los servicios de flexibilidad, las reglas que garanticen el acceso confiable y asequible a la red de telecomunicaciones que soporten los servicios de flexibilidad y las reglas de coordinación entre los agentes que participen o no en dichos servicios. Finalmente, se proponen 5 servicios de flexibilidad local orientados al control de tensión, la seguridad, la suficiencia, el respaldo ante mantenimientos y la gestión de la frecuencia.

Se concluye que la implementación de servicios de flexibilidad es esencial para optimizar el uso de los recursos energéticos y avanzar hacia un sistema eléctrico sostenible y confiable. Un marco regulatorio robusto, con incentivos adecuados y reglas claras, es fundamental para promover su adopción. Además, la sensibilización y educación de los actores del sector son imprescindibles para superar barreras de conocimiento y fomentar el entendimiento de los beneficios asociados. La colaboración entre reguladores, operadores de red, generadores, consumidores y proveedores tecnológicos permitirá materializar estos servicios, garantizar su interoperabilidad y maximizar su impacto en la gestión eficiente de la energía.

Palabras clave: DER – Flexibilidad – Operador del Sistema de Distribución – Servicios de Flexibilidad

1 INTRODUCCIÓN

Un sistema energético flexible garantiza un suministro confiable, apoya la transición energética y aporta a la adaptación del cambio climático. La flexibilidad facilita la integración de energías limpias y la descentralización, que acerca la generación a los consumidores. Este enfoque ofrece ventajas como la reducción de las pérdidas de transmisión y distribución, la optimización de los costos y el uso de tecnologías de conversión y almacenamiento [1]. La flexibilidad en el sistema eléctrico se puede lograr a través de varios recursos, que se pueden clasificar en 5 tipos tales como recursos de generación, recursos operativos del sistema, demanda, almacenamiento y dispositivos de red [2].

* Edf. TecnoParque Cr.46 # 56 - 11 Piso13. Medellín–Colombia

Por ejemplo, en [3] se analiza la gestión de la flexibilidad en los edificios para integrar de manera efectiva grandes cantidades de generación intermitente. En [4] se revisa la implementación de un mercado local de flexibilidad a nivel diario en la red de distribución. En [5], los autores presentan un proyecto que desarrolla un sistema de comercio interno basado en subastas *peer-to-peer* para comunidades energéticas con el fin de facilitar la transacción de productos energéticos y de flexibilidad. En [6], los autores presentan una visión general del ecosistema empresarial relacionado con la gestión y participación en los mercados locales de flexibilidad. En [7], se discute cómo los Recursos Energéticos Distribuidos (DER) pueden proporcionar la flexibilidad necesaria para mantener la estabilidad y la seguridad en la frecuencia, el suministro de energía y la capacidad de transferencia en las redes locales.

En Colombia, diferentes actores como el regulador, agentes del sector eléctrico y la academia han desarrollado documentos que abordan las metodologías de evaluación y análisis en relación con la flexibilidad. Por ejemplo, la hoja de ruta regulatoria para la gestión de la demanda, se centra en 3 áreas de trabajo relacionadas con el uso de los servicios de flexibilidad desde el consumo. Estas áreas son la participación de la demanda en el Mercado Mayorista de Energía (MEM), la respuesta a la demanda basada en precios e incentivos, y el mercado minorista [8]. Por otra parte, en el contexto de los servicios de flexibilidad, en [9] se analizan diferentes aspectos relacionados con el control convencional de plantas, la regulación de frecuencias, el despacho económico, la regulación de voltaje y otros servicios auxiliares. Además, se hace referencia a nuevos servicios que se han desarrollado en los mercados internacionales, como la participación de los generadores eólicos y el almacenamiento (baterías) en mercados de servicios complementarios. El documento también propone modificaciones a la regulación de los servicios complementarios, incluyendo la regulación de frecuencia primaria, secundaria y terciaria, así como el control de voltaje y el arranque en negro [9]. Por otra parte, la misión de transformación prioriza la incorporación de DER a las redes, la operación de DER en los mercados y la transición a operadores de sistemas de distribución. Para estos temas, se proponen lineamientos legales y de política, como la modificación de decretos, el establecimiento de criterios de conexión eficiente, el otorgamiento de exenciones fiscales, la definición de funciones de agregador y el ajuste de la regulación para fomentar la participación y la innovación en los mercados a nivel local [10]. Por su parte, desde la visión del regulador, se busca promover un marco regulatorio flexible para maximizar los beneficios de los servicios de flexibilidad, al tiempo que garantiza la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico [11]. En 2019, XM realizó su primer estudio de flexibilidad teniendo en cuenta el portafolio de proyectos de generación y transmisión hasta 2023. Se consideraron diferentes tópicos en flexibilidad (potencia, energía, voltaje y capacidad de transmisión), así como diferentes modelos y horizontes como modelos de planificación energética con flexibilidad energética, modelos de despacho económico con flexibilidad de potencia, modelos de red estática con flexibilidad de capacidad de transmisión y modelos de red dinámica con flexibilidad de potencia y voltaje. Además, el estudio analiza aspectos como la suficiencia energética, la flexibilidad energética, la capacidad de transmisión y la seguridad del sistema [12].

En este trabajo se presentan los lineamientos estratégicos para el desarrollo de los servicios de flexibilidad en Colombia. La estructura del documento es la siguiente: En la primera sección se ofrece una introducción. En la segunda sección se presenta una revisión internacional sobre los servicios de flexibilidad. En la tercera sección, se describen las brechas y acciones para la implementación de los servicios de flexibilidad en Colombia. En la cuarta sección, se describe el diseño de los servicios de flexibilidad y los posibles servicios a implementar en Colombia. Finalmente, las conclusiones se presentan en la quinta sección.

2 SERVICIOS DE FLEXIBILIDAD

Los servicios de flexibilidad se utilizan para respaldar las actividades de los agentes del mercado, como el operador centralizado (*Independent System Operator -ISO-*), el operador del sistema local (*Distribution System Operator -DSO-*) o las entidades responsables del balance del sistema (*Balance Responsible Party -BRP-*). A continuación, se describen los servicios y experiencias internacionales identificados.

2.1. Tipos de servicios

Los servicios de flexibilidad se centran en la optimización del sistema, la gestión del balance y la mitigación de las restricciones. Pueden utilizarse para tomar decisiones basadas en el mercado, así como para cumplir con los requisitos obligatorios que garanticen el funcionamiento confiable y seguro de la red.

Por ejemplo, la Asociación de Redes de Energía (*ENA*, por sus siglas en inglés) propone 6 pasos, con el objetivo de establecer un marco sólido, transparente y colaborativo para la implementación de servicios de flexibilidad, orientados a: 1) Establecer un marco claro y consistente, 2) Garantizar la visibilidad y la accesibilidad, 3) mecanismos de contratación de forma abierta y transparente, 4) Desarrollar soluciones innovadoras que fomenten la colaboración con clientes y socios, 5) Fomentar la colaboración y la coordinación, y 6) Evaluar e implementar procesos de mejora continua [13]. De esta forma, los servicios de flexibilidad abarcan diversas formas de adaptabilidad y están vinculados a abordar problemas en el sistema de distribución, considerando diferentes elementos como la demanda, la generación, la infraestructura de la red y las condiciones climáticas. En la Tabla I se identifican diferentes tipos de servicios de flexibilidad.

TABLA I. COMPARATIVA DE SERVICIOS DE FLEXIBILIDAD

Tipo	Tipo de control	Foco
Control de voltaje	Potencia reactiva	Potencia reactiva obligatoria
		Potencia reactiva "mejorada"
	Gestión de restricciones de voltaje	Gestión dinámica a nivel local (Pre-falla/post-falla)
Seguridad del sistema	Máxima generación	-
	Arranque en "frío"	-
	Desconexión por señal específica	Comercial
		Operacional
	Operación en isla	-
	Gestión de restricciones	-
Reserva (suficiencia)	Accionamiento del mecanismo de balance	Compensación
	Puesta en marcha de la unidad de balance	-
	Intercambios	Gestión opcional de la flexibilidad a la baja. Mantenimiento de la gestión de los picos de exportación.
	Puesta en marcha rápida	Contención dinámica.
	Reducción del mínimo técnico	-
	Aumento de la demanda	Sostenimiento de la gestión de picos. Exceder la capacidad máxima de exportación.
	Reserva rápida (Mercado de capacidad)	Reserva firme y rápida
		Reserva rápida opcional
	Reserva operativa a corto plazo	Reserva programada
		Reserva flexible
		Reserva adicional
		Reserva operativa a corto plazo
Respuesta en frecuencia	Respuesta de frecuencia obligatoria	-
	Respuesta de frecuencia firme	Dinámico
		Estático
		Integrador
	Control de frecuencia para la gestión de la demanda	
	Respuesta de frecuencia mejorada	

2.2. Experiencias Internacionales

Los estudios de casos internacionales muestran diversos enfoques para la implementación de servicios de flexibilidad. En el caso del Reino Unido, existe una plataforma de flexibilidad en los mercados de electricidad [14]. También está el proyecto *FEVER*, que revisa la flexibilidad de la red de distribución a través de servicios avanzados de gestión de la congestión de la red [15]. El proyecto *FEVER* se centra en la gestión avanzada de la congestión en la red de distribución a través de la flexibilidad de la generación distribuida y el almacenamiento de energía. En este caso, el *DSO* tiene como objetivo minimizar los costos de refuerzo mediante el uso de contratos o mercados de flexibilidad a través de la prevención de la congestión y la optimización de las operaciones mediante la combinación de mecanismos convencionales con flexibilidad de generación distribuida. Por otra parte, la empresa de distribución *SP Networks* ofrece servicios de flexibilidad en la red de distribución [16]. Cuando hay limitaciones en la red, los distribuidores contratan a estos usuarios para utilizar su demanda y generar flexibilidad a cambio de una compensación financiera. El proyecto *OneNet* analiza la flexibilidad de la potencia reactiva y la calidad de la energía [17]. Tiene como objetivo mejorar la estabilidad del voltaje y la calidad de la energía mediante la utilización de recursos flexibles distribuidos, como sistemas de almacenamiento y sistemas fotovoltaicos.

En Suecia, existen actualmente mercados regionales de flexibilidad (*CoordiNet*) [18]. El desafío de la capacidad se aborda a través de servicios de flexibilidad para reducir los picos de demanda y aliviar la congestión de la red. Los mercados regionales de flexibilidad requieren coordinación horaria, plazos variables, casos de negocio predecibles, licitaciones y normas de comunicación. Por otra parte, en el proyecto *Platone* [19] se desarrollaron soluciones para mejorar la flexibilidad en la generación y la infraestructura de red, permitiendo una mayor integración de las energías renovables y una gestión más eficiente de la demanda que permita la agregación y coordinación de múltiples fuentes de energía y consumidores flexibles. En España [20], el modelo propuesto busca diferir las inversiones en la red a través de un mercado de flexibilidad. En este modelo, el gestor de la red de distribución convoca a un mercado donde los actores ofrecen flexibilidad para reducir los picos de potencia. El *DSO* utiliza esta solución de flexibilidad como una alternativa eficiente a la necesidad de reforzar la red. Finalmente, en Australia, el proyecto *EDGE* demuestra que la flexibilidad y los servicios de flexibilidad permiten al operador del mercado energético -*AEMO*- gestionar mejor el equilibrio entre la oferta y la demanda de electricidad [21].

3 BRECHAS Y ACCIONES

En el marco del trabajo colaborativo de Colombia Inteligente, el grupo de trabajo colaborativo de flexibilidad de la red, GTC Flexibilidad Red, realizó discusiones con el propósito de identificar retos para el desarrollo de los servicios de flexibilidad en Colombia. Como parte de ello, se consideraron las experiencias internacionales y avances nacionales para la consolidación de brechas y acciones específicas para su mitigación. A continuación, se describen cada una de ellas.

3.1. Brechas

A partir de las experiencias y documentos analizados en el marco de las sesiones de trabajo GTC, se identificaron las siguientes brechas a nivel político y regulatorio, tecnológicas y empresariales:

- Falta hoja de ruta conjunta entre los operadores locales para la prestación de los servicios de flexibilidad.
- Falta de concienciación y educación de los actores del sector eléctrico sobre los conocimientos técnicos, la importancia y los beneficios de los servicios de flexibilidad, así como de las oportunidades que ofrece.
- Falta de conocimiento en el desarrollo de modelos de negocio en servicios de flexibilidad.
- Falta de recursos humanos con la experiencia para el diseño e implementación de los servicios.
- Falta de estrategias con criterios estandarizados para lograr la integración e interoperabilidad de tecnologías y sistemas.
- La baja automatización en los procesos y poco uso de metodologías y herramientas en la analítica de datos para evidenciar el valor de los servicios de flexibilidad.
- Falta de desarrollo de esquemas de operación que no solo permitan la observabilidad sino también la trazabilidad de las interacciones entre los diferentes actores del mercado.

3.2. Acciones

Con base en la información previa y el análisis de las brechas identificadas por el GTC Flexibilidad Red, se recomendaron acciones a nivel tecnológico, regulatorio y empresariales.

- Tecnológico: Desarrollar mecanismos de coordinación y control que garanticen la estandarización y optimización de los recursos proporcionados por los servicios de flexibilidad, adoptar estándares y protocolos de interoperabilidad para facilitar la implementación de plataformas para el uso de servicios de flexibilidad en la red eléctrica e implementar herramientas de capacidad de alojamiento y análisis de datos para fortalecer el proceso de operación de la red y el uso de los servicios de resiliencia de la red.
- Regulatorio: Implementar el marco regulatorio y los incentivos con la inclusión de areneros regulatorios para proporcionar servicios de flexibilidad (evaluar las capacidades y el desempeño de proyectos piloto escalables en función de las limitaciones técnicas identificadas), generar espacios de trabajo conjuntos entre reguladores, operadores, proveedores, clientes del sector para facilitar la integración de tecnologías avanzadas con otros sistemas de la infraestructura existente y reducir las barreras para el desarrollo de servicios de flexibilidad, incluir en la metodología de planificación energética el análisis e impacto de los servicios de flexibilidad en la expansión o adaptación del sistema eléctrico, definir mecanismos que fomenten el desarrollo de infraestructura para aumentar la cobertura y priorizar el acceso a las redes de telecomunicaciones necesarias para soportar las funcionalidades asociadas a los servicios de flexibilidad.

- Empresarial: Implementar plan de capacitación para generar conocimientos y habilidades en servicios de flexibilidad que faciliten el desarrollo e implementación de estos servicios, difundir el rol y beneficios de los servicios de flexibilidad para lograr la transformación de la red eléctrica y contribuir al desarrollo de una matriz energética más sostenible y participativa y diseñar una hoja de ruta conjunta que incluya inversiones en I&D (evaluación costo-beneficio de la flexibilidad local vs. expansión tradicional) para el diseño y desarrollo de tecnologías en automatización y la robotización de procesos, control avanzado, analítica de datos, realidad aumentada, entre otros, para implementar los servicios de flexibilidad.

4 SERVICIOS DE FLEXIBILIDAD LOCAL

Para implementar servicios de flexibilidad en el sector colombiano, es necesario revisar y definir el modelo de operación del sistema local. Por ejemplo, el modelo de operación híbrido, donde además de las funciones del operador de la red, este puede asumir la operación y gestión de los recursos y servicios locales individuales o agregados. Para ello se requiere la colaboración y coordinación de diversas partes interesadas, incluidos los reguladores, operadores de red, generadores, consumidores y proveedores de tecnología. Además, sobre la vigencia y actualización de las reglas vigentes, entre ellas las definidas en las resoluciones CREG 025/95, 148/21, 171/21, 101 011/22, los Acuerdos CNO 1605, 1607 y sus actualizaciones.

4.1. Marco

Para implementar los servicios de flexibilidad en el sector colombiano, se considera el modelo híbrido de operación del sistema local y los requerimientos identificados para el desarrollo de servicios de flexibilidad a nivel local [22]. En el modelo híbrido [23], el operador centralizado optimiza el sistema de transmisión, incluido el despacho de todos los servicios de DER que participen del mercado mayorista, pero no tiene visibilidad del sistema de distribución. El operador local optimiza el sistema de distribución, incluido el despacho de todos los servicios de distribución de DER, y coordina con el operador centralizado todos los despachos de DER. El cliente se coordina con los dos operadores. De esta manera, el modelo híbrido permite combinar mejor el enfoque tradicional, la arquitectura sectorial y los avances con tecnologías modernas en la fase piloto o de implementación para garantizar una gestión óptima de acuerdo con las habilidades y capacidades del país. En cuanto al diseño del mecanismo de asignación de los servicios de flexibilidad, los proveedores que provean flexibilidad deberán cumplir con los requisitos de: registro en la plataforma de oferta de servicios, registrar los activos en la plataforma y complementar la lista de precalificación de servicios en la plataforma. A su vez, para participar en los servicios de flexibilidad, el proveedor de flexibilidad deberá cumplir las siguientes condiciones:

- El recurso flexible debe estar conectado a la ubicación aprobada (verificación georreferenciada).
- Cumplir con el tamaño mínimo de los recursos que se van a ofertar y de los que se van a agregar.
- El proveedor debe ser capaz de entregar y gestionar, a petición del operador, una reducción neta de la demanda o un aumento de la exportación, tal y como se percibe en la red de distribución.
- El recurso flexible debe tener la capacidad de funcionar de forma confiable y consistente, tanto en magnitud como en duración, en la fecha de inicio y a lo largo de los periodos de contratación del servicio.
- Los generadores o almacenamiento excedentes deben cumplir con los requisitos de conexión.

Se debe considerar que la prestación del servicio dependerá de las necesidades del sistema, por ejemplo, el periodo (Año, mes, al día siguiente o intradía), los días de la semana, las horas del día y el número de horas. Además, se deben definir asignar las funciones y responsabilidades del *ISO* y el *DSO*, el establecimiento de procesos estandarizados, la alineación de objetivos y el empleo de un agente neutral para el diseño de las reglas en la asignación de los servicios.

4.2. Servicios de flexibilidad

Los servicios de flexibilidad en el sector energético abarcan una variedad de soluciones para garantizar la estabilidad y la eficiencia de la red. Se proponen 5 servicios: control de tensión, seguridad, reserva, respaldo ante mantenimientos y gestión de la frecuencia.

4.2.1. Control de Voltaje

El propósito es mantener el voltaje dentro de límites aceptables, evitando fluctuaciones que puedan afectar el funcionamiento de los equipos y la calidad del suministro de energía asegurando la gestión segura de restricciones (pre-falla) y la gestión de restricciones dinámicas (post-falla). Ver condiciones en la Tabla II.

TABLA II. SERVICIO DE CONTROL DE VOLTAJE

Condiciones	Descripción
Modo funcionamiento	Disminución de la demanda (aumento de la generación) activación de la demanda (reducción de la generación) o según lo especificado para cada zona de flexibilidad.
Mecanismo remuneración	Precio por uso.
Capacidad y precio	Especifica el precio y la capacidad disponible para el día siguiente.
Periodo	No hay ventanas de servicio, despacho diario y en función de las directrices del mercado intradiario que puedan afectar al nivel local.
Nivel de conexión	Activos conectados a baja y alta tensión.
Unidad contratación	Mínimo (individual o agregado) en kW con un umbral sostenible durante los períodos de análisis de la planificación de la operación, por ejemplo, (15, 30 o 60 min).

4.2.2. Seguridad

Los servicios de seguridad del sistema se centran en mantener la estabilidad y confiabilidad de la red frente a perturbaciones e imprevistos. Se incluyen el monitoreo constante del sistema, la detección temprana de anomalías y la toma de medidas correctivas para evitar la propagación de problemas y posibles interrupciones. Los proveedores ofrecen soluciones como la gestión de contingencias, la coordinación de la generación y la demanda, y la implementación de esquemas de protección y control (Ver Tabla III).

TABLA III. SERVICIO DE SEGURIDAD DEL SISTEMA

Condiciones	Descripción
Modo funcionamiento	Disminución de la demanda (Aumento de la generación).
Mecanismo remuneración	Cargo por disponibilidad y uso.
Capacidad y precio	Los proveedores confirman la entrega y los precios al firmar el contrato.
Periodo	Especificadas en la oferta y asignable en función del despacho o la programación.
Nivel de conexión	Activos conectados a baja y alta tensión.
Unidad contratación	Mínimo (individual o agregado) en kW con un umbral sostenible durante los períodos de análisis de la planificación de la operación, por ejemplo, (15, 30 o 60 min).

4.2.3. Reserva

Estos servicios implican la provisión de capacidad adicional que puede activarse rápidamente para compensar cualquier desbalance entre la oferta y la demanda (Mecanismo de balance, mercado de capacidad, contención dinámica, gestión de picos de demanda). Las condiciones se ilustran en la Tabla IV.

TABLA IV. SERVICIO DE RESERVA (SUFICIENCIA)

Condiciones	Descripción
Modo funcionamiento	Disminución de la demanda (aumento de la generación).
Mecanismo remuneración	Pagos por reducción de picos de carga dentro de la ventana de servicio.
Capacidad y precio	Especifica el precio y la capacidad disponible para el día siguiente.
Periodo	Especificadas en la oferta y asignable en función de la programación.
Nivel de conexión	Activos conectados a baja y alta tensión.
Unidad contratación	Mínimo (individual o agregado) en kW con un umbral sostenible durante los períodos de análisis de la planificación de la operación, por ejemplo, (15, 30 o 60 min).

4.2.4. Respaldo ante mantenimientos

Este servicio se enfoca a garantizar la prestación del servicio ante un mantenimiento programada o no de activos, con el objetivo de mitigar el impacto de este, minimizar interrupciones y extender la vida útil de los activos. Se garantiza la continuidad operativa con recursos de generación, demanda o tecnologías de red y se reducen los costos de las indisponibilidades Las condiciones de este servicio se proporcionan en la Tabla V.

TABLA V. SERVICIO DE SOPORTE ANTE MANTENIMIENTO

Condiciones	Descripción
Modo funcionamiento	Disminución demanda (aumento generación), activación demanda (reducción generación) o según lo especificado para cada zona de flexibilidad.
Mecanismo remuneración	Pago por entrega antes de eventos.

Condiciones	Descripción
Capacidad y precio	Especifica el precio y la capacidad disponible para el día siguiente.
Periodo	Con y sin ventanillas de servicio, con despacho diario.
Nivel de conexión	Activos conectados a baja y alta tensión.
Unidad contratación	Mínimo (individual o agregado) en kW con un umbral sostenible durante los períodos de planificación de la operación, por ejemplo, (15, 30 o 60 min).

4.2.5. Gestión de frecuencia

Estos servicios implican ajustes rápidos en la generación o el consumo para el balance de la frecuencia en tiempo real. Los proveedores ofrecen soluciones de respuesta en frecuencia, como la modulación del consumo de grandes usuarios, tales como, respuesta de frecuencia obligatoria y respuesta de frecuencia firme -*FFR*-. El proveedor/recurso flexible debe ser capaz de prestar el servicio en la fecha de inicio de entrega especificada. Los activos deben entregar energía activa a la red como respuesta proporcional a un cambio en la frecuencia del sistema fuera de la banda muerta. La proporcionalidad de la respuesta significa que el aumento/disminución de la potencia activa debe ser proporcional a la desviación de frecuencia de 60 Hz. Dentro de la banda muerta, los activos no tienen que ofrecer una respuesta proporcional. Es necesario exigir que los activos FFR cumplan con los requisitos de conexión para la operación continua ante falla y cumplir con las condiciones de protección contra errores especificados. Ver condiciones en la Tabla VI.

TABLA VI. SERVICIO DE GESTIÓN DE FRECUENCIA

Condiciones	Descripción
Modo funcionamiento	Proveedores de recursos de flexibilidad de red.
Mecanismo remuneración	Cargo por disponibilidad y uso.
Capacidad y precio	Proveedores confirman la entrega y los precios al firmar el contrato.
Periodo	Despacho diario bajo demanda.
Nivel de conexión	Activos conectados a baja y alta tensión. Se requieren que los activos permanezcan transitoriamente estables y conectados al sistema en caso de una falla de cortocircuito durante el tiempo establecido y caídas de voltaje superiores a los tiempos establecidos.
Unidad contratación	De 0,01 Hz a 0,5 HZ (59,5 - 60,5 Hz) durante el período mínimo requerido y el tiempo adicional considerado para eventos de frecuencia extendida.

5 CONCLUSIONES

La implementación de servicios de flexibilidad en el sector eléctrico colombiano es fundamental para abordar los desafíos de la transición hacia fuentes de energía más limpias y descentralizadas. Con base en lo anterior, se proponen las siguientes conclusiones:

1. La implementación de servicios de flexibilidad busca optimizar el uso de los recursos y facilitar la transición hacia un sistema energético más sostenible y confiable.
2. La regulación desempeña un papel crucial en la implementación de los servicios de flexibilidad. Se requiere un marco regulatorio que incluya incentivos y facilidades para la adopción de estos servicios.
3. Es necesario educar y sensibilizar a las partes interesadas del sector eléctrico sobre la importancia y los beneficios de los servicios de flexibilidad. La falta de concienciación entre las partes interesadas sería un obstáculo para su adopción.
4. La implementación de los servicios de flexibilidad requiere de una colaboración efectiva entre los reguladores, los operadores de red, los generadores, los consumidores y los proveedores de tecnología.

6 AGRADECIMIENTOS

Al Grupo de Trabajo Colaborativo de Flexibilidad de la Red, las empresas y entidades de la Alianza colaborativa Colombia Inteligente por su aporte y compromiso para el desarrollo integral y eficiente de las redes inteligentes en la infraestructura del sistema eléctrico con el propósito de reducir riesgos y maximizar beneficios para los actores del sector eléctrico colombiano.

7 REFERENCIAS

[1] E3S, «E3S Web of Conferences (Environment, Energy and Earth Sciences) Modeling techniques for decentralized energy systems applied in smart grids,» 2021. [Online]. Available: https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/pdf/2021/73/e3sconf_iccsre21_01068.pdf.

[2] ACERA, «Concepto de Flexibilidad en el Sistema Eléctrico Nacional,» 2019. [Online]. Available: https://energia.gob.cl/sites/default/files/2019_acera_estudio_flexibilidad.pdf.

[3] J. Kiljander, R. Sarala, J. Rehu, D. Pakkala, P. Pääkkönen, J. Takalo-Mattila and K. Känsälä, "Intelligent Consumer Flexibility Management With Neural Network-Based Planning and Control," IEEE Access, vol. 9, pp. 40755 - 40767, 2021.

[4] G. K. Papazoglou, A. A. Forouli, E. A. Bakirtzis, P. N. Biskas and A. G. Bakirtzis, "Day-ahead local flexibility market for active and reactive power with linearized network constraints," Electric Power Systems Research, vol. 212, 2022.

[5] G. Černe, M. Arh, L. Šikšnys, L. Albert, K. Isidoros, C. Patsonakis, C. Savvaidis and K. Votis, "Organizing the flexible energy market for bridging smart energy communities," in 2022 18th International Conference on the European Energy Market (EEM), Ljubljana, Slovenia , 2022.

[6] F. Farrukh and B. Pellerin, "Business ecosystem of local flexibility platforms with corresponding business models in a digital energy system," in 2022 IEEE 7th International Energy Conference, Riga, Latvia , 2022.

[7] K. Steriotis, K. Šepetanc, K. Smpoukis, N. Efthymiopoulos, P. Makris, E. Varvarigos and H. Pandžić, "Stacked Revenues Maximization of Distributed Battery Storage Units Via Emerging Flexibility Markets," IEEE Transactions on Sustainable Energy , vol. 13, no. 1, pp. 464 - 478, 2022.

[8] CREG, «Comisión de Regulación de Energía y Gas,» 2022. [Online]. Available: http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/60ffa0ad021fd467052587eb007d7f03/$FILE/Circular011-2022%20Anexo.pdf.

[9] CREG, «Revisión, análisis y evaluación de los criterios técnicos y requisitos operativos para la prestación de servicios complementarios en el SIN,» 2022. [Online]. Available: http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/1bc1a50212bcbb6a0525891d00591639?OpenDocument.

[10] Minenergía, «Misión de Transformación Energética,» 2021. [Online]. Available: https://img.lalr.co/cms/2021/09/15222101/Cartilla-Transformaci%C3%B3n-energ%C3%A9tica.pdf.

[11] CREG, «Regulación flexible de la operación y el mercado - Visión del Regulador para afrontar los retos de la transformación digital,» 2019. [Online]. Available: https://www.foroxm.com.co/files/memories/dia2/01-cristiah-jaramillo-CREG-2do-Foro-XM.pdf.

[12] XM, «Resultados Estudios de Flexibilidad» 2024. [Online]. Available: https://www.xm.com.co/operaci%C3%B3n/planeaci%C3%B3n/planeaci%C3%B3n-estudios-de-flexibilidad-del-sin/resultados-de-estudios-de-flexibilidad-del-sin

[13] ENA, «Our six steps for delivering,» 2019. [Online]. Available: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.energynetworks.org/industry-hub/resource-library/open-networks-flexibility-commitment-2019.pdf.

[14] OFGEM, "Flexibility Platforms in electricity markets," 2019. [Online]. Available: https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2019/09/ofgem_fi_flexibility_platforms_in_elec..

[15] FEVER, "Flexibility at the distribution grid: Reference usage scenarios for market and system operation services," 2020. [Online]. Available: https://fever-h2020.eu/data/deliverables/FEVER_D1.1_-_Flexibility_at_the_distribution_grid_-__Reference_usage_scenarios_for_market_and_system_operation_services_PU.pdf.

[16] SP Networks, "Distribution Flexibility Services Procurement Statement," 2020. [Online]. Available: https://www.spenergynetworks.co.uk/userfiles/file/Flexible_Power_Statement.pdf.

[17] OneNet, "Flexibility Business Use Cases for the OneNet," 2021. [Online]. Available: https://zenodo.org/record/5926011/files/957739_OneNet_D2.3_Business_Use_Cases_for_the_OneNet.pdf?download=1.

[18] CoordiNet, "Regional flexibility markets demonstrated in Sweden sthlmflex & CoordiNet," 2021. [Online]. Available: https://iea.blob.core.windows.net/assets/1b532484-a6d0-4aff-94d5-809ed52da144/9.Vattenfall_YvonneRuwaidaPSF3DENWorkshop25-02.pdf.

[19] H2020, «Platone,» 2020. [En línea]. Available: https://platone-h2020.eu/Results/DSO_Technical_Platform. [Último acceso: 28 June 2023].

[20] Futured2, «Flexibilidad en Redes de Distribución Eléctrica - Guía,» 2021. [Online]. Available: https://www.futured.es/documento/documento-futured-guia-explicativa-sandboxes/.

[21] AEMO, "Project Enhanced Data for Grid Excellence -EDGE," 2022. [Online]. Available: https://aemo.com.au/initiatives/major-programs/nem-distributed-energy-resources-.

[22] XM, USAID, «Integración DER al SIN,» 2022. [Online]. Available: https://drive.google.com/file/d/1oSRu7pNAH_4x4zGca3x5B_7q7pYkR1aP/view.

[23] GridWorks, «Evaluating Alternative Distribution System Operator Models for California,» 2022. [Online]. Available: https://gridworks.org/wp-content/uploads/2022/03/Evaluating-Alternative-DSO-Models-for-California.docx.pdf.

XX ERIAC
VIGÉSIMO ENCONTRO
REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRE
Ciudad del Este, Paraguay
25 a 29 de maio de 2025
C5.28_3530
Comitê de Estudos C5 – Mercados de Eletricidade e Regulação

EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL EM MERCADOS DE FLEXIBILIDADE: PROPOSIÇÃO DE ROADMAP METODOLÓGICO E REGULATÓRIO PARA O BRASIL

Victor RIBEIRO
Thymos Energia
Brasil
victor.ribeiro@thymosenergia.com.br

João MELLO
Thymos Energia
Brasil
jmello@thymosenergia.com.br

Jovânio Santos
Thymos Energia
Brasil
jovanio.santos@thymosenergia.com.br

Adriana OLIVEIRA
Thymos Energia
Brasil
adriana.oliveira@thymosenergia.com.br

Resumo *– A transição para uma matriz energética com maior participação de fontes intermitentes, como solar e eólica, intensifica a necessidade de flexibilidade operacional no Sistema Interligado Nacional (SIN). Este artigo apresenta uma proposta de roadmap metodológico para implementar mecanismos de remuneração que reconheçam a prestação de serviços de flexibilidade por hidrelétricas, atualmente não contemplados em contratos existentes. Baseando-se em experiências internacionais, o estudo destaca atributos como a capacidade de excursão de reservatórios e a modularidade de unidades geradoras. A proposta busca promover eficiência operacional, incentivar investimentos e assegurar a sustentabilidade do sistema, alinhando demandas do SIN com benefícios aos consumidores*

Palavras-chave: Experiência internacional, flexibilidade, hidrelétricas.

1 INTRODUÇÃO

De acordo com estimativas do Operador Nacional do Sistema (ONS), a necessidade de rampa hidráulica no Sistema Interligado Nacional (SIN) deverá dobrar até 2028, passando dos atuais 25 GW para 50 GW. Esse aumento é reflexo direto da crescente penetração de fontes intermitentes, como solar e eólica, que impõem variações abruptas na geração de energia ao longo do dia [1]. A Fig.1 abaixo ilustra.

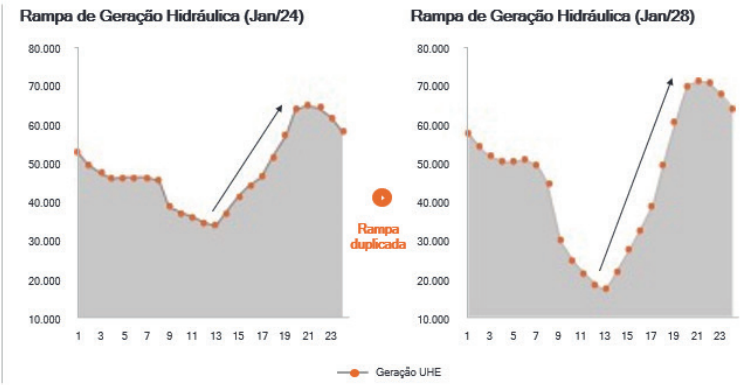


Fig. 1– Crescimento da rampa hidráulica até 2028 [1]

A transição acelerada para uma matriz mais diversificada exige que as hidrelétricas, tradicionalmente utilizadas para ajuste fino da oferta energética, respondam de forma ainda mais rápida às flutuações de demanda, sobretudo nos períodos de transição entre o dia e a noite, quando ocorre uma queda brusca na produção solar ou eólica.

Os autores do presente artigo já abordaram em oportunidades anteriores [2-6] como esse novo perfil de operação intensifica o desgaste dos equipamentos hidráulicos, aumenta os custos de manutenção e reduz a vida útil das unidades geradoras das hidrelétricas.

Desse modo, mantidas esas condições, esas caracterizam no Sistemas Interligado Nacional (SIN) um *círculo vicioso*. A carência de sinais técnicos e econômicos adequados acarreta um aumento nos custos para os consumidores finais de energia. Estes custos adicionais poderiam ser mitigados se houvesse sinalização técnica e econômica voltada à prestação de serviços ancilares e de flexibilidade.

À esquerda das Figuras 2a e 2b, são ilustradas 10 características do círculo vicioso supracitado atualmente identificado no Sistema Interligado Nacional (SIN). A ausencia de sinas técnicos e econômicos adequadaos para os serviços de flexibilidade são ilustrados nos itens 5 a 7

1. Elevada penetração de fontes intermitentes:
2. Maior chance de falhas em cascata:
3. Aumento de eventos de curtailment:
4. Perdas de produtividade de UHEs:
5. O problema é agravado pela ausência de sinais técnicos e econômicos:
6. Baixa remuneração ou ausência de remuneração pelas novas atribuições de serviços ancilares e de flexibilidade:
7. Redução da atratividade na prestação de serviços ancilares e flexibilidade:
8. Redução da vida útil e dos investimentos geradores UHE:
9. Redução da reserva operativa e da capacidade de atendimento de rampa:
10. Aumento de custos aos consumidores finais de energia elétrica:

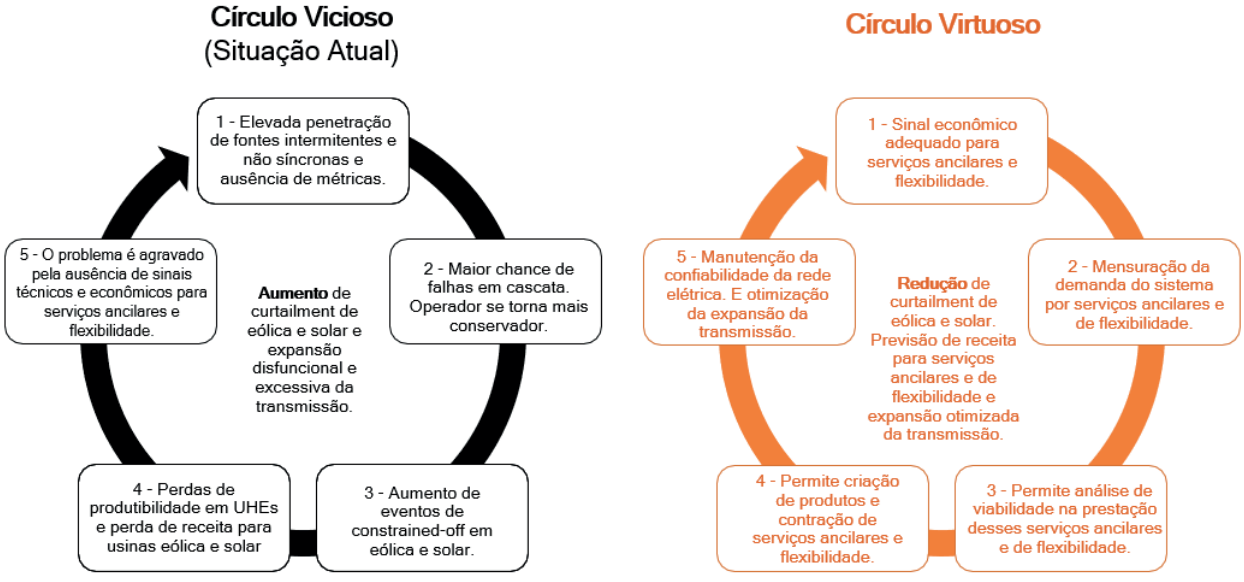


Fig. 2a– Círculo Vicioso vs Círculo Virtuoso [6]

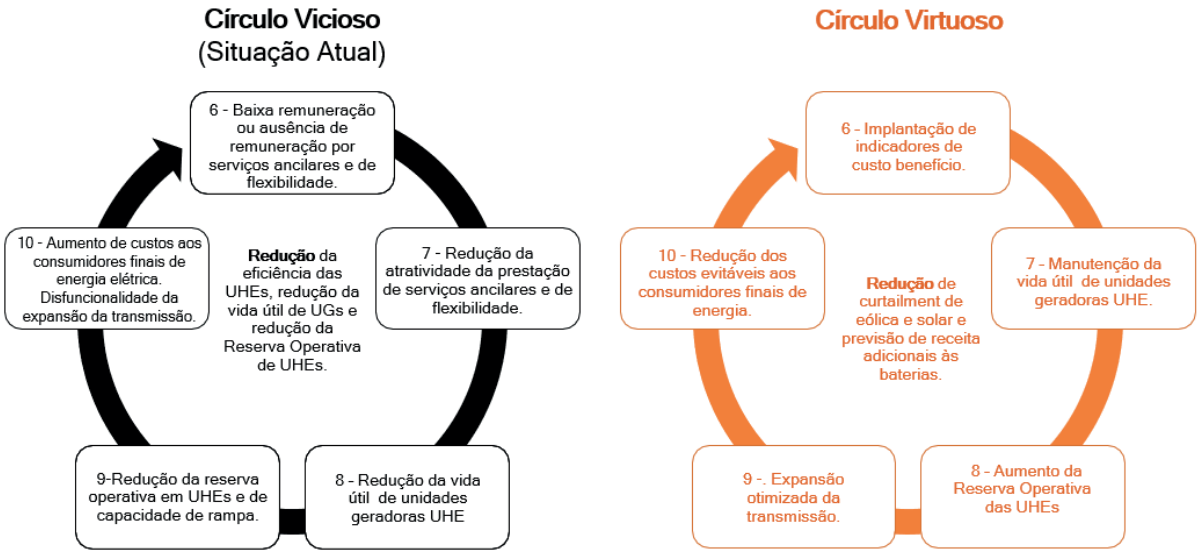


Fig. 2b– Círculo Vicioso vs Círculo Virtuoso [6]

Face a esse novo perfil de operação e as características desse círculo vicioso, torna-se necessária a criação de mecanismos de remuneração para compensar os custos adicionais e garantir a sustentabilidade operacional das unidades geradoras. Um equívoco bastante comum é julgar que os serviços ancilares e de flexibilidade sejam apenas "mais um encargo" para onerar o consumidor de energia. Na verdade, quando bem definidos e endereçados, os serviços ancilares e de flexibilidade reduzem custos de expansão de geração e transmissão.

Sob a perspectiva da eficiência econômica, a regulação de serviços ancilares e de flexibilidade devem promover o equilíbrio entre a minimização dos riscos aos sistemas elétricos e a maximização do bem-estar social. Na literatura econômica, o bem-estar social é definido como a maximização da satisfação e utilidade dos indivíduos, contemplando tanto a eficiência alocativa quanto a equidade na distribuição de recursos [7].

No contexto dos mercados de energia elétrica, o bem-estar social poderia ser visto como sendo o equilíbrio entre os agentes de mercado que fornecem serviços ancilares e de flexibilidade e os consumidores de energia, levando em conta os custos reais de produção, os custos de oportunidade e os riscos relacionados à continuidade do fornecimento de energia elétrica. Esse equilíbrio visa assegurar que as decisões regulatórias reflitam uma alocação eficiente de recursos que também considere a justiça na distribuição dos benefícios e custos entre todos os envolvidos no setor. A Fig 3 abaixo ilustra.



Fig. 3– Crescimento da rampa hidráulica até 2028 [7]

Dando exemplos concretos da alocação eficiente de recursos proporcionada pela prestação dos serviços ancilares e de flexibilidade, a Figura 4 abaixo ilustra uma conceituação de custos evitados para o consumidor de energia elétrica.

Os itens em vermelho na Figura 4 abaixo, que representam causas e consequências da intensa expansão eólica e solar e a ausência de sinais técnicos e econômicos para os serviços ancilares e de flexibilidade.

- Aumento dos custos com compensadores síncronos nos lotes dos leilões de transmissão
- Necessidade de Reservas Operacionais Adicionais
- Liga e desliga das hidrelétricas
- Redução da vida útil de unidades geradoras
- Aumento do risco de déficit de rampa e atendimento à ponta
- Aumento do risco de desligamentos em cascata

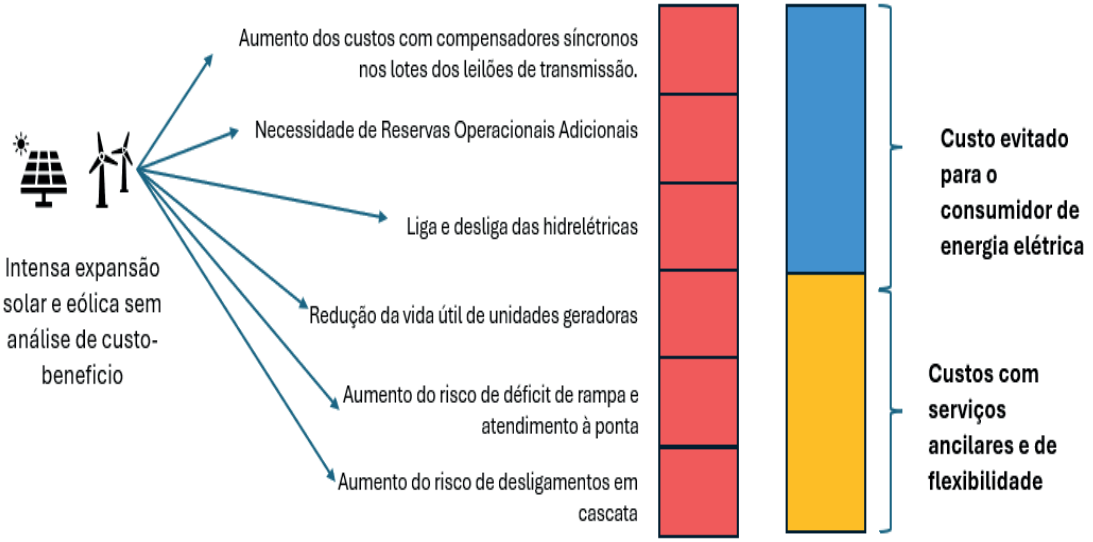


Fig. 4– Conceituação dos custos evitados proporcionados pelos serviços ancilares [7]

Desse modo, o principal desafio para os próximos anos no Setor Elétrico Brasileiro será determinar sinalização técnica e econômica para capturar os custos evitados e as relações de custo-benefício advindos dos serviços ancilares e de flexibilidade apontados acima.

Neste sentido, ao longo deste artigo serão explorados os seguintes aspectos:

i) Experiência internacional em produtos de flexibilidade
ii) Estágio atual dos mecanismos de flexibilidade no Brasil e necessidade de modernização
iii) Proposição de mecanismo de remuneração de flexibilidade para as hidrelétricas
iv) Conclusões e considerações finais
v) Referências Bibliográficas

2 EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL EM PRODUTOS DE FLEXIBILIDADE

A experiência internacional sinaliza as ações prioritárias com o objetivo de prover mais flexibilidade aos sistemas de potência (Figura 5 abaixo). Abaixo as principais ações em função crescente de custo de implantação.

- Aperfeiçoamento da operação: por exemplo, a implantação de previsões de geração das fontes eólica e solar no tempo real permite uma série de aperfeiçoamentos. Como será mostrado mais adiante, os operadores CAISO (California Independent System Operator), MISO (Midcontinent Independent System Operator), e NYISO (New York Independent System Operator) realizam previsão de geração para o dia seguinte discriminado em períodos de 30 minutos. Essas projeções são atualizas no tempo real. Com isso o valor da flexibilidade é precificada em função da frustação de geração eólica e solar. Nesse caso de montantes frustrados de eólica e solar, fontes despacháveis são usadas para compensar a geração faltante.
- Resposta da Demanda: bastante desenvolvida em mercados maduros, mais ainda em discussão no Brasil
- Melhoria da infraestrutura: um exemplo é a implantação/aperfeiçoamentos de sistemas para permitir a cooptimização . Como será mostrado mais adiante, a cooptimização leva em conta o unicommitment para formação do preço spot de forma conjunta na ordem de mérito na prestação de serviços ancilares e de rampa. Ou seja, essas três "serviços" ofertados nos lances por cada gerador (spot, serviços ancilares e rampa) entram na função objetivo de minimizar os custos
- Fontes de resposta rápida: O Brasil é privilegiado pela elevada participação de hidrelétricas na matriz, que oferece flexibilidade a um baixo custo. Porém, é preciso discutir regulação para remunerar esse serviço.
- Armazenamento de energia: Observadas as condições anteriores, são facilitadas as tarefas de precificação da flexibilidade e serviços ancilares prestadas por baterias. Por exemplo, nos mercados de energia supracitados, agentes que detém baterias podem oferecer serviços ancilares e de rampa no tempo real

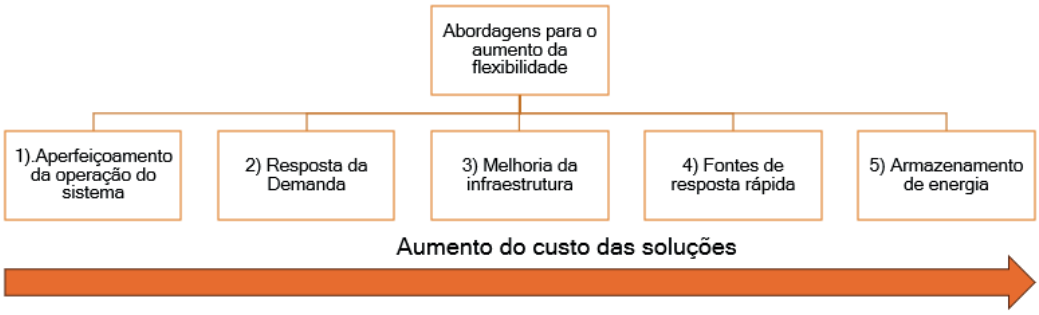


Fig. 5– Conceituação dos custos evitados proporcionados pelos serviços ancilares [9]

Como será apresentado mais adiante, mercados mais avançados calculam a necessidade de rampa para cima (up) e rampa para baixo (down) em função das seguintes variáveis:

- Projeção de carga e produção de eólica e solar em intervalos de trinta minutos para o dia seguinte (D-1)
- Na operação em tempo real apura o nível de frustação entre o previsto e o confirmado para o dia
- São colocadas na ordem de mérito para atender os produtos de rampa e aquelas com menor custo (lance) e que melhor aderem às necessidades de rampa

As fontes elencadas para atender à rampa também são analisadas na cooptimização no unicommitent do preço spot (caso tenha dado lance) e nos serviços ancilares (caso tenha dado lance também). A Fig. 6 abaixo ilustra.

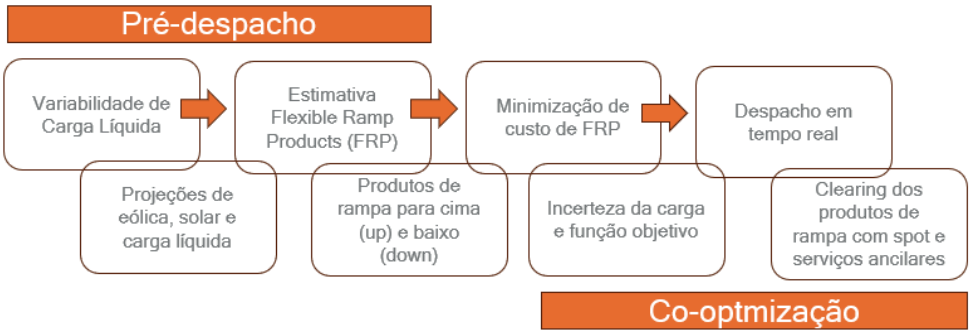


Figura 6 – Co-optimização unicommitent preço spot e serviços ancilares.

Mercados de energia mais maduros, como por exemplo, CAISO, MISO, e NYISO, esses operadores calculam e monitoram índices de insuficiência de rampa, tal como Insufficient Ramping Resource Expectation (EIRR) e Expected Flexibility Shortfall (EFS). Esses operadores adicionam às necessidades de rampa algumas parcelas de incerteza, uma "gordura" em função da variação histórica da carga líquida.

Na definição das necessidades de rampa, CAISO, MISO e NYISO adicionam parcelas de incerteza, uma "gordura" em função da variação histórica da carga líquida

Como mencionado anteriormente, os produtos de rampa (Flexible Ramp Products – FRP) são definidos considerando as seguintes variáveis:

1) NLF – Netload Forecast: Projeção de carga Líquida

2) Com base na NFL, essa é comparada com as projeções de geração de eólica e solar no tempo real

3) São adicionadas parcelas de incerteza, uma "gordura" em função da variação histórica. No gráfico ao lado são os UNFL up (parcela de incerteza a ser acrescida na necessidade de rampa para cima) e UNFL (parcela de incerteza a ser acrescida na necessidade de rampa para baixo)

4) Com isso, são definidos os produtos de rampa para cima (FRU) e para baixo (FRD)

Em função das variáveis anteriores São calculados índices de insuficiência de rampa, tal como Insufficient Ramping Resource Expectation (EIRR) e Expected Flexibility Shortfall (EFS).

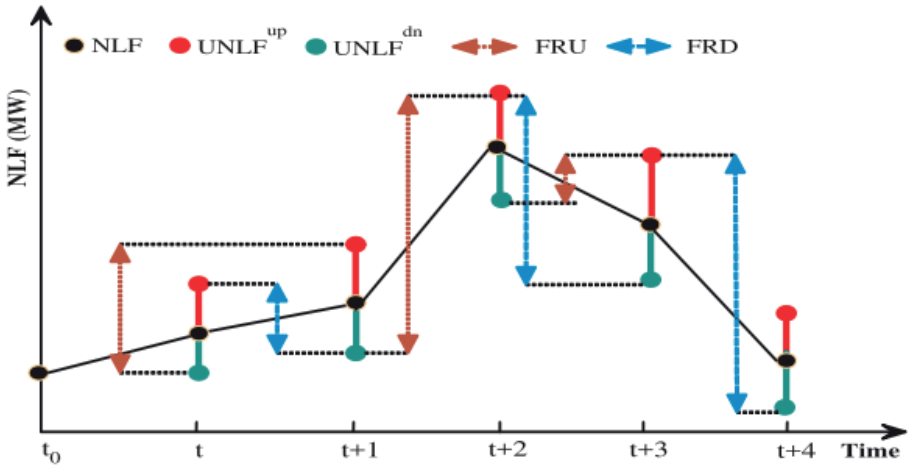


Figura 7 – Co-optimização unicommitent preço spot e serviços ancilares [9].

3 ESTÁGIO ATUAL DOS MECANISMOS DE FLEXIBILIDADE NO BRASIL E NECESSIDADE DE MODERNIZAÇÃO

Nas seções anteriores foi exposto que as hidrelétricas são cada vez mais exigidas a operar sob um perfil caracterizado por ciclos frequentes de start-stop e por uma maior variabilidade no excursionamento de seus reservatórios. Essa dinâmica intensificada pode impactar a vida útil dos equipamentos, aumentar os custos de manutenção e alterar as condições socioambientais ao redor dos reservatórios, exigindo uma gestão operacional ainda mais criteriosa para equilibrar eficiência, sustentabilidade e segurança do sistema elétrico.

Sob o ponto de vista conceitual, historicamente, os atributos de capacidade e flexibilidade eram percebidos separadamente:

1. Capacidade: Representa a habilidade de uma fonte de geração estar disponível para operar em qualquer momento, especialmente para atender à demanda máxima (ponta) do sistema. Esse atributo está associado à garantia de fornecimento contínuo e confiável de energia em períodos críticos de consumo.
2. Flexibilidade: Refere-se à capacidade de ajustar rapidamente a geração ou o consumo de energia em resposta a mudanças dinâmicas na rede elétrica. Com o aumento da participação de fontes renováveis intermitentes, como solar e eólica, a flexibilidade tornou-se fundamental para compensar as oscilações na produção dessas tecnologias e para manter a estabilidade do sistema.

O ONS tem intensificado a demanda por uma disponibilidade que esteja pronta para atender rapidamente às necessidades do sistema durante a operação em tempo real, algo que pode ser caracterizado como uma "potência flexível". Essa prontidão é essencial para lidar com as dinâmicas imprevisíveis do sistema, especialmente com o aumento da participação de fontes renováveis intermitentes.

Nesse sentido, foi publicada a Portaria Normativa do Ministério de Minas e Energia (MME) nº 88/GM/MME, em 31 de outubro de 2024. A Portaria estabelece diretrizes para a operação de usinas termelétricas em condições diferenciadas, permitindo que essas usinas apresentem ofertas de preço e quantidade de produtos de potência ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) por meio de quatro produtos (4 diferentes janelas de tempo):

- Produto 1 - Fornecimento Entre 15h e 23h: Objetivo: Garantir energia disponível durante o horário de maior consumo noturno;
- Produto 2 - Despacho em Tempo Real até as 14h. Objetivo: Reforçar o sistema em caso de necessidade de resposta rápida pela manhã ou início da tarde;
- Produto 3 - Despacho em Tempo Real até as 16h. Objetivo: Cobrir flutuações de carga que ocorram durante o período da tarde, quando a geração solar começa a cair;
- Produto 4 - Despacho até 23h:Descrição: Objetivo: Garantir suporte máximo para situações críticas, como falhas de outros geradores ou picos imprevistos

Além disso, à medida que o ONS reduz os intervalos entre as etapas de previsão de carga e despacho de geração — como em ciclos de uma hora ou até mesmo de 30 minutos —, a exigência de flexibilidade torna-se ainda mais detalhada e crítica. Isso reflete a necessidade de uma resposta operacional ágil e precisa para

assegurar o equilíbrio entre oferta e demanda, bem como a estabilidade do sistema elétrico em horizontes temporais mais curtos.

Portanto, a tendência é o surgimento e crescimento de um mercado de flexibilidade, advindo dos desvios entre os modelos de previsão de carga e geração para a hora seguinte e a resposta dos empreendimentos eólica e solar em tempo real. Aliás, é assim que funciona o mercado de flexibilidade em diversos operadores em outros mercados mais avançados, como por exemplo, CAISO, MISO e e NYISO.

A referida norma do MME restringe-se somente às usinas termelétricas, que aceitem serem despachadas em tempos menores, ou seja, com maior flexibilidade, os seus critérios operacionais de Tempo Mínimo Ligado (Ton) e Tempo Mínimo Desligado (Toff) para atender às necessidades de geração durante os períodos de atendimento à demanda máxima.

Desse modo, o atual arcabouço regulatório prevê remuneração de flexibilidade apenas para as termelétricas e unidades consumidoras. É necessário que a regulação avalie sugestão de evolução técnica e regulatória para implantar remuneração de flexibilidade e potência para as hidrelétricas (“potência flexível”).

Com isso, as hidrelétricas passam a prestar um “novo serviço” distinto do perfil de operação da época em que os contratos de energia vigentes foram celebrados. Esse novo “serviço” seria uma espécie de “potência flexível” que merece ter uma remuneração sob novas regras, distintas das regras atuais previstos nos contratos existentes. Será necessário estruturar um mecanismo que remunere a flexibilidade das hidrelétricas, inclusive os empreendimentos existentes. A próxima seção abordará esse tema em três passos ilustrados na Fig. 8 abaixo.

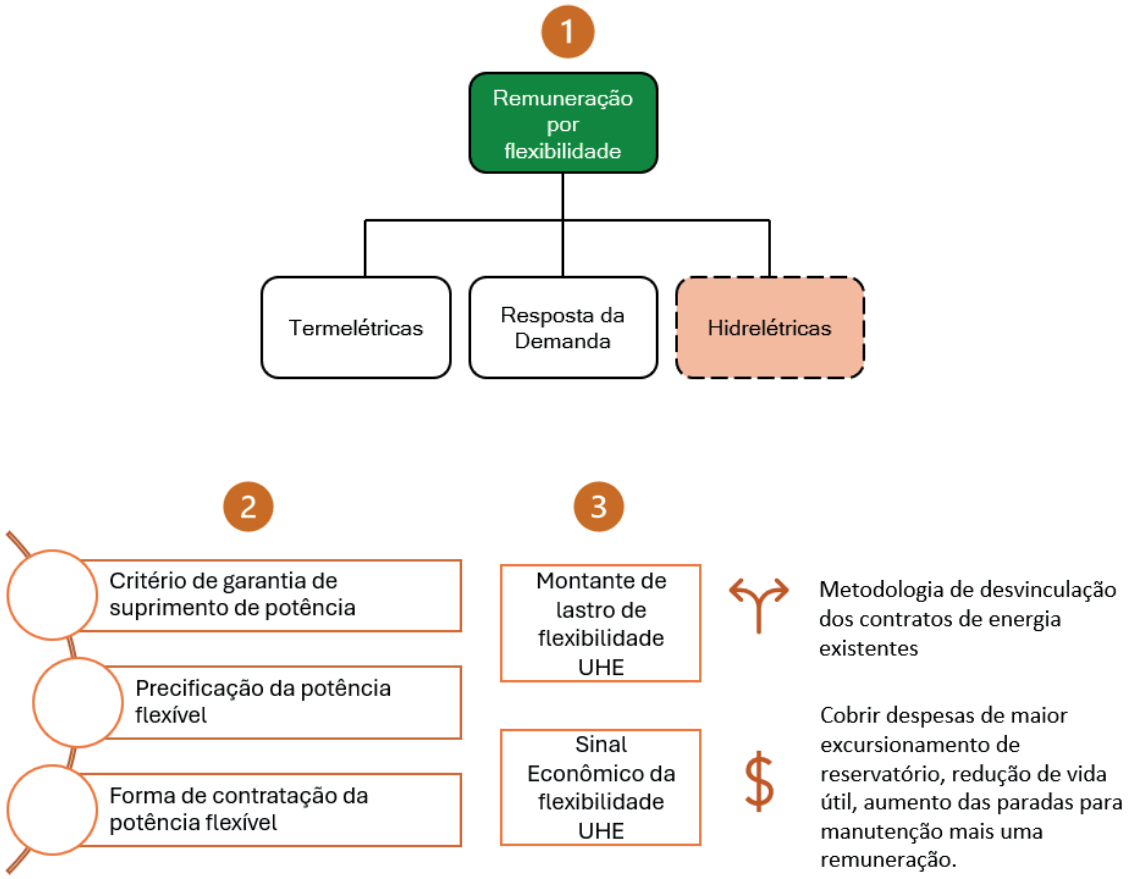


Figura 8– Remuneração por flexibilidade vigente e necessidade de inserir as hidrelétricas

4 PROPOSIÇÃO DE MECANISMO DE REMUNERAÇÃO DE FLEXIBILIDADE PARA AS HIDRELÉTRICAS

Desse modo, o atual arcabouço regulatório prevê remuneração de flexibilidade apenas para as termelétricas e unidades consumidoras. Esse artigo apresenta sugestões de evolução técnica e regulatória para implantar remuneração de flexibilidade e potência para as hidrelétricas (“potência flexível”).

A proposta apresentada abaixo baseia-se na proposição de envio de ofertas de flexibilidade pelas hidrelétricas, similar ao aplicado atualmente às termelétricas. Para considerar as hidrelétricas existentes, será necessário determinar o “lastro de flexibilidade”.

O lastro de flexibilidade por UHE é determinado pela diferença entre o perfil de operação da hidrelétrica em um ano com baixa inserção de solar e eólica, como por exemplo, no ano de 2010. São comparados os perfis de geração por UHE, por hora e por mês. A diferença entre o ano anterior ao cálculo com o ano de inicial (2010) determina o que a UHE vem contribuindo para a flexibilidade para atender à variação de geração da solar e eólica.

Na sequência, as hidrelétricas enviam ofertas em MW, limitados ao lastro de flexibilidade, e os respectivos preços em R$/MWh ao ONS. A Figura 9 abaixo ilustra.

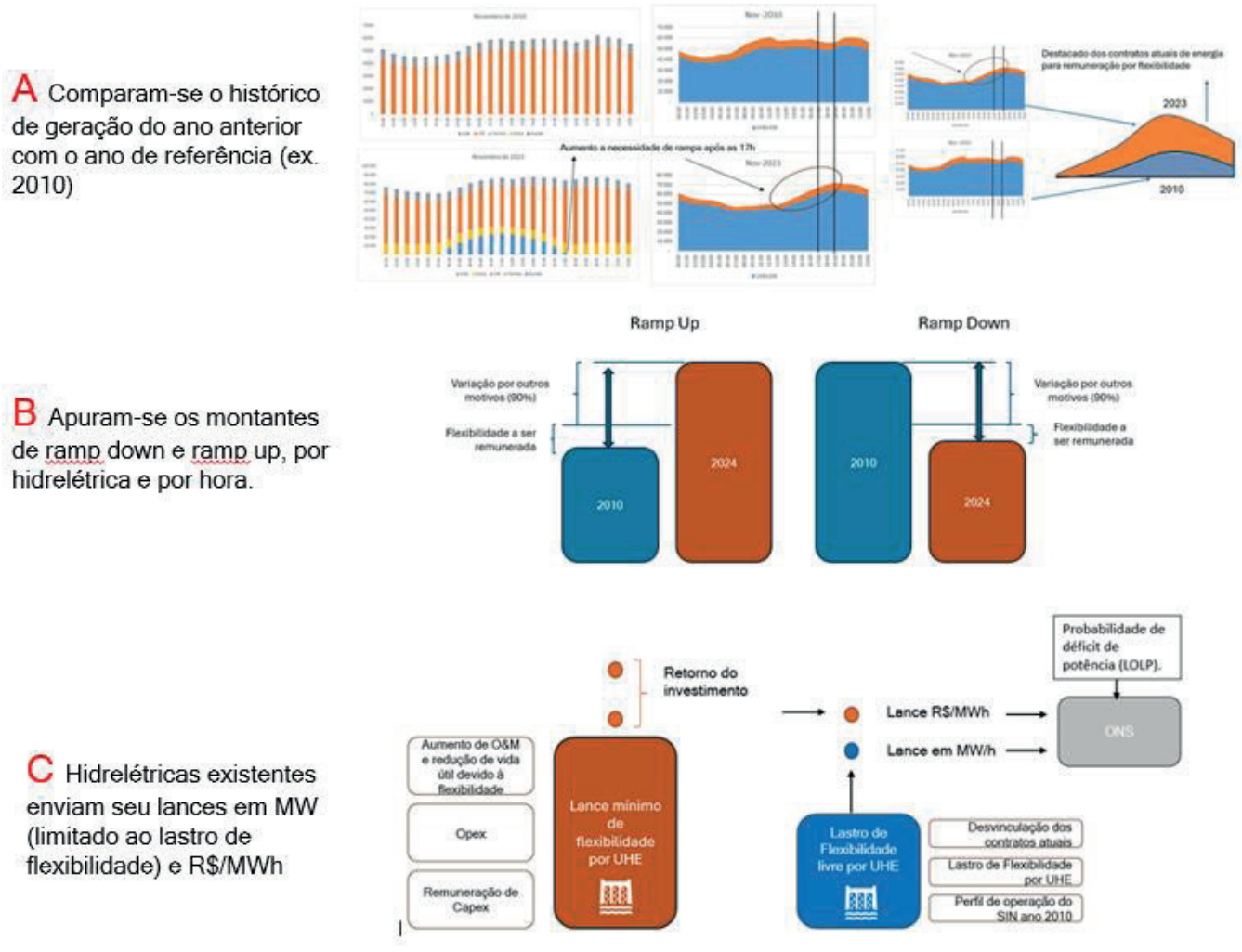


Figura 9– Etapas de cálculo do lastro de flexibilidade e mecanismo de remunreação

5 CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS

Considerando a metodologia apresentada nesse artigo, foram calculados os lastros de flexibilidade de 12 hidrelétricas do SIN (Tabela 1 abaixo)

Tabela 1 – Cálculo do lastro de flexibilidade de algumas UHEs

Lastro	Lastro
UHE 1	224
UHE 2	205
UHE 3	132
UHE 4	126
UHE 5	125
UHE 6	54
UHE 7	27
UHE 8	17
UHE 9	15
UHE 10	15
UHE 10	13
UHE 11	9
UHE 12	1
Total	**963**

A regulamentação da flexibilidade operacional de hidrelétricas enfrenta desafios importantes, como o desacoplamento dos montantes associados aos contratos vigentes. Este artigo propõe uma metodologia específica para separar os montantes relacionados à flexibilidade dos contratos de energia já existentes.

Embora a remuneração pela flexibilidade de hidrelétricas contratadas no passado possa ser vista como controversa, especialmente pela percepção de um possível aumento de custos ao consumidor, ela visa fornecer sinais econômicos claros e incentivar investimentos em flexibilidade dentro de um modelo competitivo.

Os principais atributos que sustentam a flexibilidade operacional incluem:

- **Capacidade de Excursão de Reservatório**: Permite ajustes dinâmicos na geração para responder a flutuações de oferta e demanda.
- **Quantidade de Unidades Geradoras**: Garante maior modularidade e precisão nos ajustes operacionais.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Operador do Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Plano de expansão e operação de sistemas elétricos nacionais: PEN 2024. Rio de Janeiro: ONS, 2024.

[2] Relatório de Contribuição da Eletrobras à Consuta Pública ANEEL nº 83/2021

[3] Serviços ancilares, urgente necessidade de readequação do arcabouço regulatório. SNPTEE 2022

[4] Relatório de contribuição da ABRAGEL à Consulta Pública MME Nº 145/2022

[5] Experiência internacional na prestação dos serviços ancilares, armazenamento e de flexibilidade pelas usinas hidrelétricas reversíveis (UHE) SNPTEE 2023

[6] SANTOS, V. H. R. (2024). Aprimoramento do Marco Regulatório dos Serviços Ancilares e de Flexibilidade no Setor Elétrico Brasileiro: Uma Proposta de Transição para o Futuro. Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

[7] STOFT, S. Power System Economics: Designing Markets for Electricity. Hoboken: Wiley-IEEE Press, 2002

[8] Sreekumar, S., Sharma, K. C., & Bhakar, R. (2019). Gumbel copula based multi-interval ramp product for power system flexibility enhancement. Journal of Electrical Power & Energy Systems. Elsevier.

[9] Degefa, M. Z., Sperstad, I. B., & Sæle, H. (2021). Comprehensive classifications and characterizations of power system flexibility resources. Electric Power Systems Research, Elsevier.

XX ERIAC
VIGÉSIMO ENCONTRO
REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRE
Ciudad del Este, Paraguay
25 a 29 de maio de 2025
C5.29_3221

Comitê de Estudos C5 - Mercados de Eletricidade e Regulação

PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM USINAS HÍBRIDAS DE LARGA ESCALA NO CONTEXTO DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA – PERSPECTIVA DAS USINAS HIDRO-SOLARES

L.F. NOGUEIRA
Universidade de São Paulo
Brasil
lfnogueira@usp.br

R.C. ZAMBON
Universidade de São Paulo
Brasil
rczambon@usp.br

Resumo *– Demonstra o potencial de associação entre duas ou mais fontes como alternativa para a expansão da oferta. Apresenta o panorama nacional e internacional do desenvolvimento técnico e regulatório de arranjos híbridos por meio da análise de documentos governamentais, mapas temáticos e textos acadêmicos disponíveis nas principais plataformas de divulgação científica. Diante de um cenário em rápida transformação da oferta, destaca o relevante papel da hibridização entre fontes energia elétrica, com destaque para o armazenamento, atributo que pode ser especialmente valorizado em usinas hidrossolares.*

Palavras-chave: Usinas Híbridas – Usinas Hidrossolares – Planejamento – Transição Energética – Armazenamento de Energia.

1 INTRODUÇÃO E CONTEXTUALIZAÇÃO

A energia é um fator vital para o desenvolvimento social e econômico de uma nação. Atualmente 80% da demanda mundial de energia é atendida por meio de combustíveis fósseis e 70% da energia elétrica gerada está associada a fontes fósseis [1]. A partir de uma conjunção de fatores, envolvendo mudanças climáticas, necessidade de descarbonização da oferta de energia elétrica, substituição dos meios de produção, mudança nos padrões de consumo e usos finais de energia, países cuja oferta de energia estava calcada em combustíveis fósseis iniciaram o intrincado esforço global para redução das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) [2].
A determinação da correta participação de cada fonte energética na oferta requer escolhas adequadas, dado o acoplamento com o futuro, impactos na economia, no meio ambiente e na vida do planeta. Consequentemente, cenários energéticos assumem o papel de contratos sociais de longo prazo que devem ser baseados em princípios de justiça [3]. A transformação do sistema energético global caminha rapidamente para o aumento da penetração de fontes renováveis variáveis (VRE – *variable renewable energy*) na composição da oferta de energia e na associação em grande escala, embora a oferta energética associada a combustíveis fósseis tenha se mantido praticamente estável ao longo dos últimos 51 anos, passando de 88% para 86% (IEA, 2024), ou seja, tão fóssil quanto no passado.
A emergência climática [4] e o esgotamento de recursos do planeta [5] são elementos motivadores da busca por alternativas energéticas com objetivo de redução de consumo de combustíveis fosseis e da necessária transformação na cadeia energética, desde a oferta até os usos finais. A transição energética deve agregar mudanças tecnológicas, econômicas, políticas, institucionais, socioculturais, e devem ser orientadas pela ética e sustentabilidade [6]. A substituição de combustíveis fósseis por VRE passa necessariamente pela associação de múltiplas fontes no sentido de compor a oferta [7]. No entanto, em termos globais, o estabelecimento de

* lfnogueira@usp.br

sistemas híbridos permanece em estágio inicial [8].
A caracterização de projeto híbrido emerge da complementaridade local existente nos perfis de geração de diferentes fontes, o que leva a uma produção de eletricidade com maior estabilidade e, consequentemente, redução do risco financeiro do negócio de energia, além de proporcionar um atendimento de maior flexibilidade e confiabilidade da curva de demanda [9,10]. Adicionalmente, quando as fontes de geração se situam próximas ou no mesmo local, os projetos híbridos podem se beneficiar do compartilhamento de terras e infraestrutura, bem como da força de trabalho de construção, manutenção e operação, traduzindo-se em benefícios de investimento, de operação e uso mais eficiente da rede de transmissão [11]. No entanto, os devidos incentivos devem ser criados por meio de regras de mercado e os benefícios devem ser adequadamente remunerados, fato que exige melhoria no arcabouço regulatório.
Por outro lado, é preciso considerar que pavimentar esse caminho requer uma consideração adequada das necessidades do consumidor. À medida que a sociedade humana evolui, a demanda por eletricidade deve crescer, não apenas em disponibilidade, mas em qualidade também. Para tanto, períodos de transição devem ser considerados, uma vez que o ingresso de quantidades maciças de fontes renováveis não controláveis exige que a indústria de eletricidade diversifique a oferta e introduza elementos de transmissão mais flexíveis e resilientes para encurtar a resposta elétrica do sistema a distúrbios e variação de oferta [12,13]. O armazenamento de energia se apresenta como rota possível e tem sido uma ferramenta representativa para minimizar os custos globais [14], principalmente por meio de energia hidrelétrica, seja por meio de usinas com reservatório do tipo acumulação ou por bombeamento.
Diversas são as alternativas possíveis para esse setor diante do grau de maturidade tecnológica e dos avanços na regulação e da implementação de políticas públicas para o desenvolvimento de fontes híbridas, assunto abordado no item 3. A partir desse cenário em transformação, o item 4.1 explora as tendências globalmente observadas em relação ao emprego de usinas híbridas na transição energética, com foco em aspectos tecnológicos e regulatórios. O item 4.2 traça o perfil e possibilidades da hibridização entre as fontes hidrelétrica e solar fotovoltaica.

2 METODOLOGIA

A metodologia adotada é exploratória, descritiva e qualitativa. O texto revisa documentos governamentais e acadêmicos disponíveis nas principais plataformas de divulgação científica, relatórios técnicos e mapas temáticos nacionais (e.g. EPE, ANEEL) e internacionais (e.g. IEA, IRENA), com os objetivos de demonstrar o potencial de expansão da geração baseada na integração de duas ou mais fontes complementares, bem como de fornecer um panorama mundial do status de desenvolvimento técnico e regulatório desse arranjo, diante de um cenário em transição e de descarbonização da oferta mundial.

3 NOTAS SOBRE A LITERATURA CORRELATA

Substituir os meios de produção de energia elétrica por soluções renováveis e inovadoras é parte fundamental da transição, pois representa o setor de maior impacto nas questões climáticas, responsável por 44% das emissões de CO_2, seguido pelo setor de transporte, com 23% das emissões de CO_2 [1].
Devido à maturidade tecnológica, prevalência e disponibilidade de recursos, a energia solar fotovoltaica e os sistemas de energia eólica são considerados os mais promissores dentre as alternativas de oferta energia limpa [15]. Entretanto, o aumento no uso de VRE, criou desafios para o equilíbrio operacional da geração [9]. A quantidade de energia associada a fontes VRE não é propriamente um problema, mas sim seu gerenciamento, podendo haver conflito de produção entre si ou com outras tecnologias. Nesse sentido, torna-se fundamental o uso de recursos que permitam conferir maior flexibilidade ao sistema elétrico [10,12,16,17,8,18,19].
Um alto nível de penetração de energia de natureza variável requer novas abordagens dos formuladores de políticas, planejadores e operadores de sistemas. A variabilidade e a estocasticidade da produção exige mudanças em todos os processos ligados à operação de sistemas de energia elétrica [20,15]. O amplo uso dessas tecnologias pode potencialmente tornar o sistema elétrico menos confiável, porém, a variabilidade pode ser contornada com base em diferentes soluções e tecnologias, tal como o armazenamento (e.g. hidrelétricas com acumulação, hidrelétricas reversíveis, baterias) [15].
Dado que a energia elétrica é uma forma de energia extremamente perecível, precisa ser inserida no sistema e consumida assim que produzida [19]. O uso de armazenamento de energia elétrica tem sido uma alternativa estudada extensivamente nos últimos anos [9]. Em casos de excedente de produção ou insuficiência da rede elétrica em transmitir energia em um determinado momento, uma boa prática é armazenar, permitindo o

gerenciamento de carga em horário de ponta (*peak-shaving*) e o balanceamento entre geração e carga (arbitragem) em mercados de flexibilidade (serviços ancilares e mercado de capacidade) [21,22,23].
Um sistema híbrido é um arranjo em que estão presentes mais de um tipo de fonte operando em sinergia e que depende da disponibilidade de recursos locais. Entretanto, o dimensionamento adequado de cada componente é um fator chave para sua viabilidade técnico-econômica [7]. Um dos objetivos da associação entre fontes é melhorar a eficiência do sistema e reduzir as emissões de carbono. O sistema elétrico deve ser dotado de mecanismos capazes de adaptar a volatilidade das fontes de produção de energia aos requisitos de suprimento [8]. A hibridização de fontes, com ou sem um sistema de armazenamento, permite a mitigação de efeitos indesejáveis na produção a partir de uma determinada fonte, elevando a permanência no fornecimento de energia, enquanto minimiza custos e riscos de interrupções [11]. Em [19] há um adicional, possivelmente controverso, de que as usinas híbridas devem considerar ao menos uma fonte controlada (tradicional) para que o objetivo principal de atendimento da demanda seja atingido no momento requerido.
Por meio de aplicação de modelagem específica associada à substituição da oferta, [18] conclui que para apoiar a transição do sistema energético, a geração global de eletricidade deve evoluir da atual predominância de combustíveis fósseis para 98% de energias renováveis, em 2040, e totalmente zero emissões de GEE até 2050. A força motriz é o custo das tecnologias de geração de eletricidade, onde a energia solar fotovoltaica surge como a principal fonte de fornecimento de eletricidade em uma transição de energia de custo ideal, aumentando sua participação na oferta de apenas 1%, em 2015, para cerca de 32%, em 2030, e aumentando para 76%, em 2050. Este crescimento exponencial no fornecimento de eletricidade solar fotovoltaica também é atribuído à excelente distribuição de recursos em todo o mundo. A participação da energia eólica diminui constantemente para cerca de 20%, até 2050, enquanto ainda cresce em termos absolutos até 2045. As fontes hidrelétrica, geotérmica e bioenergética assumem papéis complementares na transição global de eletricidade até 2050, devido à disponibilidade limitada de recursos. O valor da energia hidrelétrica e bioenergética baseada em reservatórios é alto devido à sua capacidade de regulação do despacho [18]. Por outro lado, observa-se que as quotas de combustíveis fósseis e nucleares na composição da oferta de eletricidade diminuem completamente durante o período de transição, pois se tornam antieconômicas em comparação com as energias renováveis. Ainda, segundo a mesma referência, a oferta global de eletricidade evolui de quase 24 PWh, em 2015, para 137 PWh, em 2050, crescimento esse motivado pelo rápido incremento da demanda de eletricidade dos setores de calor eletrificado e transporte, enquanto a demanda de eletricidade do setor elétrico (excluindo calor, transporte) aumenta para apenas cerca de 41 TWh, em 2050.
Nesse cenário em transformação, em que inovações e a busca por eficiência nos processos de produção de energia são necessárias, torna-se propício o uso de fontes de energia em regime simbiótico, em especial considerando as fontes VRE e outras com capacidade de armazenamento, como hidrelétricas, por exemplo.

4 RESULTADOS

4.1 Usinas Híbridas em Países Selecionados

Países tais como Austrália, EUA, China e Índia destacam-se no cenário internacional em relação a usinas híbridas, seja pela potência instalada, seja pelos avanços na regulação associada. Passaram por processos de incentivos para a implantação e ajustes regulatórios para acomodação desses arranjos em seus sistemas. Em outros países pesquisados (Reino Unido, Holanda, Alemanha, Espanha, Portugal, Grécia e Brasil) a hibridização de fontes encontra-se em fase de incubação. A tabela a seguir resume e registra os principais pontos observados sem, evidentemente, esgotar o assunto.

TABELA I. SITUAÇÃO DE USINAS HÍBRIDAS EM PAISES SELECIONADPS

País	Comentários	Referências
Austrália	Conta com 3,4 GW instalados, ou em fase de construção, relacionados a projetos híbridos compostos por duas ou mais fontes, ou formados pela combinação de geração mais armazenamento, que compartilham o mesmo ponto de interconexão com a rede interligada do mercado de energia. Em sua maioria, os projetos são compostos por: associação entre as fontes solar e eólica, com ou sem bateria; solar, eólica e gás; solar e diesel; solar, eólica e usina reversível. Outros 19 GW estão em fase de conclusão. Os sistemas são classificados como: despachável (*scheduled*), semi-despachável (*semi-scheduled*) e não despachável (*non-scheduled*). O debate sobre o registro de projetos híbridos se iniciou em 2017, com a publicação pelo AEMO de orientações para conexão de sistemas de armazenamento de	[24,25,26,27 ,28]

	capacidade maior ou igual a 5 MW com a rede interligada, tanto para configuração de armazenamento puro, ou *co-located* com um sistema de geração, compartilhando o mesmo ponto de conexão com a rede interligada.	
China	Concentra expressiva capacidade em operação ou em construção relacionada a projetos híbridos, sendo um total de 9,49 GW em operação ou em construção. Desse total, 3,88 GW estão relacionados a um único projeto formado por 2,7 GW de energia eólica, 300 MW de geração solar fotovoltaica e 880 MW de sistema de baterias (província de Inner Mongolia). Em relação aos projetos anunciados, tem-se um total de 10,6 GW, divididos em quatro empreendimentos, destacando-se 1,4 GW na província de Shanxi, composto por 1 GW de geração solar fotovoltaica, 300 MW de energia solar e 100 MW de sistema de baterias. Dentre as tecnologias que compõem tais projetos, destacam-se as fontes solar e eólica acopladas a sistemas de baterias, ou apenas o acoplamento de uma das fontes renováveis ao sistema de armazenamento. A crescente instalação de sistemas de armazenamento em conjunto com as fontes renováveis variáveis (VRE) de energia é justificada pela diretriz nacional em reduzir o *curtailment* do sistema.	[29]
Estados Unidos	Admite as configurações *co-located projects* ou os denominados *hybrid resources*. Os *co-located projects* são definidos como sendo projetos compostos por um ou mais tipos de unidades geradoras ou sistemas de armazenamento que compartilham a instalação e ponto de conexão com a rede, mas possuem despacho e controle independentes. São elegíveis para fornecimento de serviços ancilares. Em contrapartida, os projetos denominados *hybrid resources*, além de compartilharem o ponto de interconexão com a rede, também possuem controle único e são tratados como um único agente de mercado para efeito de comercialização e de despacho. As configurações de maior destaque são representadas pela associação entre as fontes eólica e armazenamento (13 projetos, 1.290 MW de energia eólica e 184 MW de armazenamento) e a fonte solar fotovoltaica com sistemas de armazenamento (40 projetos, 882 MW de solar fotovoltaica e 169 MW de armazenamento). O CAISO exige que sejam instalados controles de geração para que a potência de saída de todo o projeto não exceda a capacidade de escoamento contratada. A vantagem da utilização da restrição de capacidade agregada reside na otimização do despacho entre os componentes do projeto, por de trás do medidor.	[30,31,32,33,34]
Índia	Existe um total de 148,8 MW de capacidade instalada associada a projetos híbridos em operação. Em 2018 foi promulgada uma política de incentivo à implantação de projetos híbridos compostos pelas fontes solar e eólica, com objetivo de promover a eficiência do uso da terra e estrutura da rede interligada. Dentro das definições estabelecidas, um projeto é considerado híbrido quando uma das fontes possuir ao menos 25% da capacidade instalada da outra fonte de geração que compõe tal projeto. Além disso, no intuito de alcançar uma melhor eficiência energética e estabilidade da rede interligada, o regramento estabelecido para projetos híbridos define que em locais onde o potencial de irradiação solar for superior ao potencial eólico, o projeto deve possuir capacidade de geração solar superior ao da fonte eólica, e vice-versa. As fontes renováveis podem ocorrer de forma *co-located* (onde compartilham a conexão com a rede) ou *multi-located*, onde as instalações podem ser instaladas em diferentes locais, sendo a única exigência de que o sistema de armazenamento seja acoplado a uma das fontes renováveis.	[35,36,37]
Brasil	Aprimoramentos regulatórios são necessários para pavimentar a inserção dessa modalidade de oferta e promover sua disseminação com base em respaldo técnico, operacional e econômico. Há potencial para formação de projetos híbridos a partir de empreendimentos compostos pelas fontes solar e eólica, com ou sem sistemas de armazenamento (atualmente em fase de regulação). Tecnologias podem ser exploradas em combinação com a fonte hidrelétrica, proporcionando inúmeros benefícios, tais como incremento do armazenamento de água em reservatórios. O principal direcionamento em relação ao tema foi dado pela Consulta Pública 061/2020 e Tomada de Subsídios 011/2020, ambas promovidas pela ANEEL. Os temas fundamentais a serem tratados para os aprimoramentos regulatórios devem compreender: tipificação das usinas, outorga, contratação do uso da rede, comercialização de energia e definição de garantia física.	[38,39,40,41]
Espanha	Desde 2013 a legislação espanhola permite a existência de projetos híbridos. A regulação local (Lei nº 24/2013) permite que fontes de geração de diferentes tecnologias acessem a rede por meio de um mesmo ponto, sempre que for tecnicamente possível. O regramento permite que as instalações híbridas tenham capacidade instalada superior à capacidade de escoamento para a rede, uma vez que os limites sejam respeitados durante a operação do parque gerador. Tal medida elimina barreiras ao design ótimo de composições híbridas.	[42]

Grécia	Os projetos híbridos já possuem enquadramento regulatório reconhecido, sendo a garantia mínima de suprimento dos parques um requisito inicial para esses projetos. A razão entre a capacidade renovável e a capacidade de armazenamento dos projetos híbridos não deve superar 1,2.	[43]

4.2 Perspectiva das Usinas Hidrossolares

Embora não haja consenso global envolvendo a definição de projetos híbridos, uma parte do marco regulatório estabelece que a associação entre uma fonte de produção de energia e um sistema de armazenamento já seria considerado um projeto híbrido. Para outra parte, o armazenamento não é considerado uma fonte de geração e um projeto híbrido deveria agregar mais de uma fonte de geração propriamente. Os sistemas híbridos considerando as fontes hidrelétrica e solar fotovoltaica atendem ambas as vertentes da definição global – são duas fontes geradoras de energia elétrica e há possiblidade de armazenamento sob a forma de energia potencial. O interesse nos benefícios dos sistemas híbridos combinando essas duas fontes aumentou nos últimos anos em muitos países, especialmente asiáticos, a partir de resultados promissores de pesquisas e políticas energéticas direcionadas. Os estudos têm examinado a natureza complementar dessas fontes ao prover despacho firme e reduzir a variabilidade da produção da fonte fotovoltaica [44].

A construção e instalação de usinas fotovoltaicas flutuantes tiveram início em Aichi, Japão, no ano 2007, com um projeto de 20 kW para fins de pesquisa. Essa instalação foi desenvolvida com objetivo de analisar o efeito de resfriamento da água na produção de energia dos painéis. Desde então, a aplicação de sistemas fotovoltaicos flutuantes expandiu-se por muitos países [45].

A natureza complementar entre as fontes hidrelétrica e fotovoltaica em solo foram exploradas por [46] e apontados os benefícios de redução de *curtailments* das fontes fotovoltaicas, além da redução de custos de interconexão de transmissão. A mesma referência indica necessidade de pesquisas adicionais sobre os benefícios operacionais da associação dessas fontes. [47] adiciona ainda a redução do desgaste operacional das turbinas hidráulicas com conseguinte incremento da vida útil das máquinas e redução da necessidade de manutenção. Por se tratar de uma usina híbrida em que uma usina fotovoltaica é interligada a uma hidrelétrica, o efeito de armazenamento é inerente ao arranjo e pode ser maior ou menor em função do tipo de reservatório, do arcabouço regulatório e das regras operativas.

A capacidade de armazenamento de água em reservatórios de usinas hidrelétricas é função das características da bacia hidrográfica e dos ciclos hidrológico e de carga a serem regularizados. Dependendo de sua capacidade de regularização, podem ser classificados como de compensação (fio d'água) ou de acumulação. Os primeiros têm volume útil somente para regularização de descargas de curto período (diárias ou semanais), já os do segundo tipo têm capacidade de regularização mensal ou plurianual, ou seja, o potencial de armazenamento de água é maior em relação ao primeiro tipo.

Usinas hidrelétricas operando em conjunto com a fonte solar têm sua disponibilidade anual de energia e eficiência econômica aumentadas em função da possibilidade de possibilidade de armazenamento de água. Sendo assim, é possível esperar que a geração de energia elétrica no arranjo híbrido hidro-solar, possa contribuir para o incremento de armazenamento de água, tanto para a produção de energia, como para outros fins (e.g. usos consuntivos) [48]. Segundo [49], a operação coordenada entre as fontes hidrelétrica e solar fotovoltaica, conectadas ao sistema elétrico por meio da mesma subestação, pode estabilizar a potência de saída fotovoltaica e permitir a introdução dessa fonte de energia em larga escala, ao mesmo tempo que a fonte fotovoltaica complementa a geração de energia hidrelétrica em períodos hidrológicos menos favoráveis e aumenta a capacidade de atender a picos de demanda.

No cenário internacional, verifica-se que, a partir dos anos 2016 e 2017, as instalações fotovoltaicas flutuantes ganharam impulso, possivelmente pela aplicação de políticas de incentivo baseadas em tarifas do tipo *feed-in-tariff* (FiT), atualmente em processo de redução gradual nos países onde foram adotadas inicialmente [46]. A China tem se despontado em instalações desse tipo, seguida do Japão, Coréia do Sul, Vietnam e Holanda [50].

No cenário nacional, as aplicações de usinas fotovoltaicas flutuantes em reservatórios de hidrelétricas são iniciativas incipientes e relacionadas à pesquisa. As instalações de maior porte estão presentes nas usinas hidrelétricas de Sobradinho (2,5 MWp) e Balbina (2,5 MWp). As demais instalações são de pequeno porte, sendo 304 kWp em uma propriedade rural em Goiás, 50 kW na hidrelétrica Porto Primavera (resultado de P&D), 100 kW em Aimorés e 200 kWp em Itumbiara [51].

Aproximadamente 49% da oferta de energia elétrica instalada no Brasil está baseada na fonte hidrelétrica [52], portanto, a superfície dos reservatórios torna-se um campo fértil para aplicações de natureza hidrossolar, apesar da necessidade de avanços nas frentes de políticas públicas, regulatória e de comercialização de energia. A

partir de informações dos arquivos de entrada do modelo de despacho hidrotérmico Newave [53], é possível estimar a área disponível nos reservatórios de todas as hidrelétricas simuladas no âmbito do planejamento do despacho hidrotérmico nacional. Obtém-se a superfície total de 46.193 km² ao considerar todos os reservatórios em seus respectivos níveis máximos, área equivalente ao estado do Espírito Santo. Considerando-se os níveis mínimos, a superfície resultante é de 27.455 km², área equivalente ao estado de Alagoas. A figura a seguir indica as áreas por subsistema.

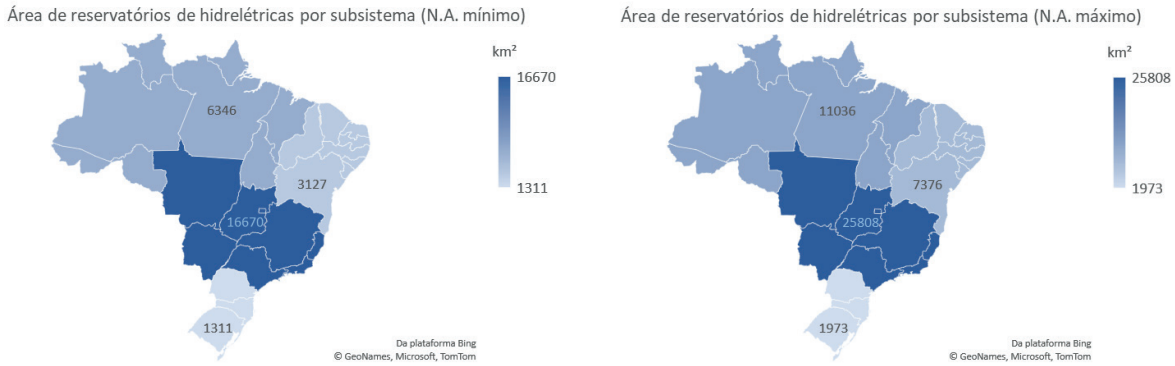


Fig. 1. Área total mínima e máxima dos reservatórios das usinas hidrelétricas simuladas no Sistema Interligado Nacional por subsistema (fonte: elaboração própria)

Trata-se, portanto, de uma superfície considerável, mas a utilização para fins de associação com a fonte solar fotovoltaica requer, evidentemente, análise específica de dimensionamento, que envolve as áreas de estudos elétricos, energéticos e avaliação ambiental.

5 CONCLUSÕES

Transição energética não é um conceito novo e trata de uma abordagem ampla, que envolve substituição de meios de produção, possibilidade de escalabilidade, mudanças nos padrões de consumo e usos finais de energia, bem como adaptação de políticas energéticas e regulação. O termo foi criado durante a primeira crise do petróleo, mas, em tempos atuais, direciona-se para questões de mitigação das mudanças climáticas [4].

Projetos híbridos são atrativos para os sistemas de eletricidade em função de seus benefícios, no entanto, não há consenso em termos globais quanto à sua a definição, que pode variar de acordo com a estrutura de governança de cada país. Dependendo da regulação, a caracterização torna-se necessária para permitir a diferenciação de projetos híbridos daqueles de fonte única. Para a maior parte do marco regulatório global, a associação de uma fonte de geração com um sistema de armazenamento é considerada um projeto híbrido. Porém, em alguns casos, o armazenamento não é considerado uma fonte de geração e um projeto híbrido deve agregar mais de uma fonte de geração. Outra questão a ser enfrentada é se a caracterização de um projeto de geração como híbrido requer ou não a singularidade do ponto de conexão da rede de transmissão, bem como se é permitido que o sistema de armazenamento se carregue com energia da rede.

Em função do ineditismo das associações entre fontes, da disponibilidade de recursos, da necessidade de desenvolvimento do adequado arcabouço regulatório, bem como de adaptações dos mecanismos de mercado, não há uniformidade de desenvolvimento de projetos híbridos, em termos globais. Austrália e EUA encontram-se em estágio mais avançado no contexto global, em termos de potência instalada, arcabouço regulatório e mecanismos de mercado para inclusão de fontes híbridas como um todo. Necessário se faz mencionar a China, com potência instalada de 9,49 GW em operação ou em construção e 10,6 GW em projetos anunciados. Na Austrália e na Índia há predomínio de usinas híbridas formadas pelo acoplamento das fontes solar e eólica (com ou sem sistemas de armazenamento), enquanto nos demais países avaliados há o predomínio de formação de usinas híbridas compostas pela integração de apenas uma das fontes VRE (solar ou eólica) a sistemas de armazenamento.

Um dos fatores que justificam a heterogeneidade dos projetos é a complementariedade dos recursos. Austrália, Índia e Brasil, por exemplo, apresentam complementaridade entre as fontes eólica e solar fotovoltaica, enquanto a associação com armazenamento ocorre de forma mais frequente em locais onde tais características naturais não estão presentes. Nesse contexto, portanto, no Brasil a tendência é a formação de projetos híbridos a partir da combinação das fontes solar fotovoltaica e eólica [39], com ou sem sistemas de armazenamento. É

relevante considerar também a exploração dessas tecnologias junto às usinas hidrelétricas, em especial a solar fotovoltaica flutuante, dada a superfície de dimensões estaduais disponível para instalação de painéis sobre flutuadores, e a possibilidade natural de armazenamento de energia sob a forma potencial gravitacional.

Existe uma grande disponibilidade de reservatórios ao redor do planeta, que oferecem inúmeros benefícios para a humanidade. Por meio do emprego associado de sistema fotovoltaico flutuante, agrega-se e regula-se a produção de energia das hidrelétricas, vulneráveis aos fenômenos de mudanças climáticas. Trata-se de uma alternativa promissora que conjuga a energia solar fotovoltaica em escala de usina à infraestrutura de conexão existente nas hidrelétricas. Atualmente a energia solar fotovoltaica tornou-se uma das fontes de energia mais proeminentes, podendo ser aplicada de inúmeras formas e com potencial para ser uma alternativa à energia convencional [45]. Devido a seu alto potencial de geração de energia, a aplicação de usinas fotovoltaicas flutuantes está se desenvolvendo rapidamente.

Nesse contexto, a transição energética deve envolver necessariamente uma reorientação das políticas energéticas, tendo como diretrizes a inovação com tecnologias disruptivas, descentralização da geração, digitalização e eletrificação do sistema energético como um todo. A descentralização da geração torna os consumidores agentes ativos do sistema e requer uma coordenação significativa entre transmissoras e distribuidoras (DSO-TSO). A digitalização é apoio para outras frentes e meio de viabilização de operação em tempo real do consumo, da produção e interação com os clientes. A eletrificação é fundamental para as metas de descarbonização a longo prazo e representará parcela cada vez mais relevante da energia renovável [54].

As bases envolvendo usinas híbridas para geração centralizada estão sendo estudadas em alguns países, tais como Índia, Austrália, Estados Unidos, Reino Unido e China, sinalizando novas tendências em mercados e tecnologias. A experiência internacional em usinas híbridas demonstra que, embora existam benefícios potenciais, as dificuldades de implementação são substanciais, particularmente nos âmbitos comercial e regulatório. Como qualquer tecnologia nova, boa parte dos projetos construídos ou em construção depende de subsídios ou estão calcados em políticas específicas que favoreçam seu desenvolvimento.

6 REFERÊNCIAS

[1] IEA, "World Energy Outlook 2024 – Analysis," International Energy Agency (IEA), Paris, Oct. 16, 2024. [Online]. https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024

[2] André Soares Oliveira, "A Liderança dos Países Desenvolvidos no Acordo de Paris: reflexões sobre a estratégia do Naming and Shaming dentro do Balanço-Global," *Sequência (Florianópolis)*, pp. 155-180, June 2019. [Online]. https://www.scielo.br/j/seq/a/VszwLSFvHnTgbrcCHJfvsdb/?lang=pt

[3] Karen O'Brien, Bronwyn Hayward, and Fikret Berkes, "Rethinking social contracts: building resilience in a changing climate," *Ecology and society*, vol. 14, no. 2, 2009.

[4] UNFCCC, "Conference of the Parties, Adoption of the Paris Agreement. Proposal by the President," *Paris Clim. Chang. Conference*, vol. 21932, December 2015.

[5] Donella Meadows, Dennis Meadows, and Jorgan Randers, *The limits to growth: the 30-year update.*: Earthscan, 2004.

[6] Michael Child, Otto Koskinen, Lassi Linnanen, and Christian Breyer, "Sustainability guardrails for energy scenarios of the global energy transition," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91, pp. 321-334, 2018. [Online]. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211830176X

[7] R. Luna-Rubio, M. Trejo-Perea, D. Vargas-Vázquez, and G.J. Ríos-Moreno, "Optimal sizing of renewable hybrids energy systems: A review of methodologies," *Solar Energy*, vol. 86, pp. 1077-1088, 2012. [Online]. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X11003835

[8] J. Ramsebner et al., "From single to multi-energy and hybrid grids: Historic growth and future vision," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 151, p. 111520, 2021. [Online]. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403212100798X

[9] Jisun Kim, Yulianto Suharto, and Tugrul U. Daim, "Evaluation of Electrical Energy Storage (EES) technologies for renewable energy: A case from the US Pacific Northwest," *Journal of Energy Storage*, vol. 11, pp. 25-54, 2017. [Online]. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X17300178

[10] IRENA, "Innovative ancillary services: Innovation landscape brief," p. 24, 2019. [Online]. https://www.irena.org/-

/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Innovative_ancillary_services_2019.pdf?la=en&hash=F3D83E86922DEED7AA3DE3091F3E49460C9EC1A0

[11] Claudomiro Fábio de Oliveira Barbosa, João Tavares Pinho, Marcos André Barros Galhardo, and Edinaldo José da Silva Pereira, "Conceitos sobre Sistemas Híbridos de Energia para Produção de Eletricidade," *VI Congresso Brasileiro de Energia Solar*, abril 2016. [Online]. http://www.abens.org.br/CBENS2016/anais/anais/trabalhos/2465Pfinal.pdf.

[12] U.S. Department of Energy - DOE, "Dynamic Line Rating. Report to Congress," Washington, DC, June 2019.

[13] Sadie Cox et al., "Power Sector Transformation Pathways: Exploring Objectives, Conditions, and Technology Innovation to Inform Power Sector Pathway Decisions," 2020. [Online]. https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75138.pdf

[14] Abbas A. Akhil et al., "DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA," Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico 87185 and Livermore, California 94550, 2013. [Online]. https://www.energy.gov/sites/prod/files/2013/08/f2/ElecStorageHndbk2013.pdf

[15] Aeidapu Mahesh and Kanwarjit Singh Sandhu, "Hybrid wind/photovoltaic energy system developments: Critical review and findings," *Renewable and Sustainable Energy Reviews,* vol. 52, pp. 1135-1147, 2015. [Online]. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115008503

[16] Matheus Sabino Viana et al., "Inserção de novas tecnologias em sistemas de transmissão : uma visão na ótica regulatória," Rio de Janeiro, 2021.

[17] Anne Sjoerd Brouwer, Machteld van den Broek, Ad Seebregts, and André Faaij, "Impacts of large-scale Intermittent Renewable Energy Sources on electricity systems, and how these can be modeled," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 33, pp. 443-466, 2014. [Online]. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114000987

[18] Dmitrii Bogdanov et al., "Low-cost renewable electricity as the key driver of the global energy transition towards sustainability," *Energy*, vol. 227, p. 120467, 2021. [Online]. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544221007167

[19] Józef Paska, Piotr Biczel, and Mariusz Kłos, "Hybrid power systems – An effective way of utilising primary energy sources," *Renewable Energy*, vol. 34, no. 11, pp. 2414-2421, 2009. [Online]. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S096014810900086X

[20] Kolbjørn Engeland et al., "Space-time variability of climate variables and intermittent renewable electricity production – A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 79, pp. 600-617, 2017. [Online]. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117306822

[21] Nikolas G. Chatzigeorgiou, Spyros Teocarides, George Makrides, and George E. Georghiou, "A review on battery energy storage systems: Applications, developments, and research trends of hybrid installations in the end-user sector," *Journal of Energy Storage*, p. 111192, May 2024. [Online]. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X2400776X

[22] Xiaokang Xu, Martin Bishop, Donna G. Oikarinen, and Chen Hao, "Application and modeling of battery energy storage in power systems," *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 2, pp. 82-90, Sep. 2016. [Online]. https://ieeexplore.ieee.org/document/7562828/?arnumber=7562828

[23] S. Koohi-Fayegh and M.A. Rosen, "A review of energy storage types, applications and recent developments," *Journal of Energy Storage*, vol. 27, p. 101047, 2020. [Online]. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X19306012

[24] COAG Energy Council. (2020) ENERGY SECURITY BOARD - MOVING TO A TWO-SIDED MARKET. [Online]. https://prod-energycouncil.energy.slicedtech.com.au/sites/prod.energycouncil/files/Two-sided%20markets%20-%20ESB%20COAG%20Paper-%20Consultation.pdf

[25] PV Magazine. (2020) WA Govt approves 15 GW Asian Renewable Energy Hub, whole project now expanded to 26 GW. [Online]. https://www.pv-magazine-australia.com/2020/10/17/wa-govt-approves-15-gw-asian-renewable-energy-hub-whole-project-now-expanded-to-26-gw/

[26] AEMO. (2019a) Registering a Hybrid Generating System in the NEM. [Online]. https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Participant_Information/New-

Participants/Fact-Sheet--NEM--Hybrid-Generator-Registration.pdf

[27] AEMO. (2019c) ELECTRICITY RULE CHANGE PROPOSAL INTEGRATING ENERGY STORAGE SYSTEMS INTO THE NEM. [Online]. https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/initiatives/emerging-generation/23-august-2019--integrating-ess-rule-change-proposal-final.pdf?la=en&hash=F500525F8539D6BA070629AA3E0ACEDD

[28] AEMO, "Interim arrangements for utility scale battery technology," Australian Energy Market Operator (AEMO), 2017.

[29] A. Hove. (2020, Agosto) Columbia - Center of Global Energy Policy. [Online]. https://www.energypolicy.columbia.edu/research/commentary/trends-and-contradictions-china-s-renewable-energy-policy

[30] R. H. Wiser et al., "Hybrid Power Plants: Status of Installed and Proposed Projects," Lawrence Berkeley National Laboratory, 2020.

[31] CAISO, "Docket No. ER20-2890-000," California Independent System Operator Corporation, 2020d.

[32] CAISO, "Hybrid Resources Straw Proposal," California ISO, 2020c.

[33] FERC, "173 FERC ¶ 61,146 - In Reply Refer To: California Independent System Operator Corporation Docket No. ER20-2890-000," FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION, WASHINGTON, DC, 2020b.

[34] FERC, "Technical Conference regarding Hybrid Resources (Docket No. AD20-9-000)," 2020.

[35] Ministry of New & Renewable Energy, "National Wind-Solar Hybrid Policy," May 14, 2018. [Online]. https://mnre.gov.in/Wind/policy-and-guidelines

[36] Gulia, J. & Garg, V., "Wind-Solar Hybrid: India's Next Wave of Renewable Energy Growth - An Analysis of Tariff Trends, Policy and Regulation, and Challenges in a New Market," JMK Research & IEEFA Energy Economist, 2020.

[37] A. Gambhir, S. Dixit, and A. Josey. (2020) Prayas (Energy Group). [Online]. https://www.prayaspune.org/peg/resources/power-perspective-portal/242-re-rtc.html

[38] EPE, "Usinas Híbridas: Uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento," EPE, Rio de Janeiro, Nota Técnica 2018. [Online]. http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-232/topico-393/NT%20EPE-DEE-NT-011-2018-r0%20(Usinas%20h%C3%ADbridas).pdf

[39] José Alexandre Ferraz de Andrade Santos, Pieter de Jong, Caiuby Alves da Costa, and Ednildo Andrade Torres, "Combining wind and solar energy sources: Potential for hybrid power generation in Brazil," *Utilities Policy*, vol. 67, p. 101084, 2020. [Online]. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0957178720300795

[40] Jamil Ramsi Farkat Diógenes, João Claro, and José Coelho Rodrigues, "Barriers to onshore wind farm implementation in Brazil," *Energy Policy*, vol. 128, pp. 253-266, 2019. [Online]. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421518308681

[41] ANEEL, "Consulta Pública 0612020," 2020. [Online]. https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_auth=KQ99Pcbh&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopub

[42] España, "Boletín Oficial del Estado," June 25, 2020. [Online]. https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-6621

[43] Wind Europe, "Renewable Hibrid Power Plants: Exploring the Benefits and Market Oportunities," Wind Europe, 2019.

[44] Moon-Su Na and Jin-O. Kim, "Reliability Evaluation of Micro-grids Containing PV System and Hydropower Plant," *Energies*, vol. 12, p. 343, 2019. [Online]. https://www.mdpi.com/1996-1073/12/3/343

[45] Parisa Ranjbaran, Hossein Yousefi, G. B. Gharehpetian, and Fatemeh Razi Astaraei, "A review on floating photovoltaic (FPV) power generation units," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 110, no. 1364-0321, pp. 332-347, 2019. [Online].

https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032119303211

[46] World Bank Group, "Where Sun Meets Water : Floating Solar Handbook for Practitioners (English)," 2019. [Online]. https://documents.worldbank.org/en/publication/documents-reports/documentdetail

[47] Huzaifa Rauf, Muhammad Shuzub Gull, and Naveed Arshad, "Complementing hydroelectric power with floating solar PV for daytime peak electricity demand," *Renewable Energy*, vol. 162, no. 0960-1481, pp. 1227-1242, 2020. [Online]. https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148120312544

[48] Maria Francisca Azeredo Velloso, Fernando Ramos Martins, and Enio Bueno Pereira, "Case study for hybrid power generation combining hydro- and photovoltaic energy resources in the Brazilian semiarid region," *Clean Technologies and Environmental Policy*, vol. 21, pp. 941-952, July 2019. [Online]. https://doi.org/10.1007/s10098-019-01685-1

[49] Yuan An, Wei Fang, Bo Ming, and Qiang Huang, "Theories and methodology of complementary hydro/photovoltaic operation: Applications to short-term scheduling," *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 7, p. 063133, 2015.

[50] Sika Gadzanku, Ana Dyreson, and Nathan Lee. (2021, Março) Analysis of the operational benefits of hybrid hydropower-floating solar photovoltaic systems. [Online]. https://meetingorganizer.copernicus.org/EGU21/EGU21-6783.html

[51] EPE, "Solar Fotovoltaica Flutuante," Rio de Janeiro, 2020. [Online]. https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-466/NT%20Solar%20Fotovoltaica%20Flutuante.pdf

[52] ANEEL. (2025, Jan.) SIGA - PoewrBI. [Online]. https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNGE3NjVmYjAtNDFkZC00MDY4LTliNTItMTVkZTU4NWYzYzFmIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9

[53] CEPEL, "Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes - Manual do Usuário," Eletrobras/ CEPEL, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2013.

[54] IRENA, "Scenarios for the Energy Transition: global experience and best practices," September 2020.

Comité de Estúdios C5 - Mercados de Electricidad y Regulación

REGULACIÓN PARA LA ADAPTACIÓN AL CAMBIO CLIMÁTICO EN LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

L.V. QUINTERO GUTIERREZ
ISA Intercolombia
Colombia
lquintero@intercolombia.com

P.J. FRANCO RESTREPO
Interconexión Eléctrica S.A.
Colombia
pjfranco@isa.com.co

Resumen *– Este artículo aborda los impactos del cambio climático en la transmisión de energía eléctrica en Latinoamérica, destacando los desafíos actuales y las estrategias regulatorias para mejorar la resiliencia de la infraestructura. Se realizó una revisión bibliográfica y un análisis comparativo entre países de la región y Estados Unidos, identificando buenas prácticas y brechas normativas. Los resultados muestran la necesidad de marcos regulatorios más sólidos en la región, con incentivos económicos y tecnológicos para la adaptación. Finalmente, se proponen recomendaciones específicas para promover una infraestructura resiliente a las condiciones extremas, priorizando sostenibilidad y seguridad del suministro eléctrico.*

Palabras clave: Adaptación - Cambio climático - Regulación - Resiliencia de Red – Riesgo - Variabilidad Climática - Vulnerabilidad

1 INTRODUCCIÓN

El cambio climático es una de las principales amenazas globales, con impactos profundos en los sistemas naturales y humanos. Fenómenos como el aumento de la temperatura global, las olas de calor, las sequías y las tormentas intensas representan un riesgo creciente para la infraestructura crítica, incluyendo las redes de transmisión de energía eléctrica [1] [2] [3]. Estas redes, diseñadas a menudo con base en datos climáticos históricos, enfrentan crecientes desafíos para mantener la seguridad y la confiabilidad del suministro de energía eléctrica [3].

En este contexto, los impactos del cambio climático son variados. El aumento de las temperaturas puede reducir la capacidad operativa de las líneas de transmisión, mientras que eventos extremos como tormentas y lluvias intensas pueden dañar físicamente la infraestructura. Estas situaciones generan interrupciones en el suministro de energía, afectan la economía y comprometen la seguridad del suministro eléctrico de las sociedades modernas [2] [4].

Abordar estos desafíos requiere un enfoque integral que combine tecnologías innovadoras, planificación estratégica y marcos regulatorios adecuados. Este trabajo tiene como objetivo analizar las normativas existentes en países de Suramérica en los cuales ISA tiene presencia, así como también en Estados Unidos, destacando buenas prácticas y áreas de mejora. Además, se proponen recomendaciones específicas para fomentar inversiones en infraestructura de transmisión resiliente al cambio climático, promoviendo así la sostenibilidad y la adaptación ante un futuro incierto.

2 MARCO TEÓRICO

El marco teórico de este estudio se basa en tres pilares fundamentales: los conceptos de cambio climático, la resiliencia de infraestructuras eléctricas y el marco regulatorio necesario para garantizar su adaptación.

- Cambio climático y sus impactos en las redes de transmisión: el cambio climático se define como una alteración significativa y duradera de los patrones climáticos globales, atribuida principalmente a

* E-mail address: lquintero@intercolombia.com

actividades humanas que incrementan las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera. Estos cambios han generado efectos como el aumento de la temperatura media global y una mayor frecuencia de eventos climáticos extremos.

Las redes de transmisión eléctrica son especialmente vulnerables a estos cambios. Las altas temperaturas reducen la capacidad de carga de las líneas, los incendios forestales amenazan la integridad de las estructuras y las tormentas severas pueden provocar daños físicos significativos. Este contexto subraya la necesidad de planificar infraestructuras eléctricas capaces de resistir estos impactos.

- Resiliencia en infraestructuras eléctricas: la resiliencia se entiende como la capacidad del sistema para resistir, adaptarse y recuperarse rápidamente de perturbaciones. En el caso de las redes de transmisión, esto implica diseños robustos que incorporen proyecciones climáticas, modernización de equipos y una gestión de riesgos efectiva. La integración de sistemas inteligentes también desempeña un papel crucial en el fortalecimiento de esta resiliencia.

- Marcos regulatorios y adaptación climática: un marco regulatorio efectivo debe proporcionar incentivos para inversiones en infraestructura resiliente, fomentar la innovación tecnológica y garantizar la inclusión de criterios de adaptación climática en la planificación y el diseño de las redes.

3 METODOLOGÍA

La metodología de este estudio se estructuró en tres etapas principales para garantizar un abordaje integral y fundamentado:

- Revisión de literatura: para identificar los efectos del cambio climático y las estrategias de adaptación en redes de transmisión, se realizó una revisión exhaustiva de artículos científicos publicados en revistas reconocidas. La selección incluyó trabajos que abordaran impactos específicos en infraestructuras eléctricas y estrategias para mejorar su resiliencia.

- Análisis de información de países de la región: la información fue recopilada mediante: i) Sesión del Comité Regulatorio de ISA y sus empresas (octubre de 2024): esta sesión proporcionó un panorama detallado sobre las normativas y desafíos regulatorios en los países analizados; ii) Búsqueda en gestores normativos: se accedió a los portales oficiales de las entidades de regulación de cada país para identificar leyes, planes de expansión y políticas relacionadas con la adaptación climática.

- Análisis de información en Estados Unidos: en el caso de Estados Unidos, se realizó una investigación detallada en los sitios web de las siguientes entidades: Federal Energy Regulatory Commission (FERC), North American Electric Reliability Corporation (NERC) y Oficina de Responsabilidad Gubernamental (GAO por sus siglas en inglés).

4 EFECTOS DEL CAMBIO CLIMÁTICO

El cambio climático representa una amenaza significativa para la infraestructura energética global, y las líneas de transmisión de energía eléctrica no son una excepción. Diversos estudios, abarcando diferentes países y regiones, han documentado una variedad de impactos, desde la reducción de la capacidad operativa hasta el aumento del riesgo de fallas debido a eventos climáticos extremos. A continuación, se presenta un estado del arte de estos impactos, así como estrategias propuestas para mitigarlos, con base en la información proporcionada en las fuentes:

Impactos del cambio climático identificados en algunas partes del mundo:

- Aumento de la temperatura ambiente:

Reducción de la ampacidad**:** El aumento de la temperatura ambiente, exacerbado por el cambio climático antropogénico, disminuye la capacidad de las líneas de transmisión para disipar calor, reduciendo su ampacidad efectiva, esto limita la cantidad de energía que pueden transportar de manera segura [3] [5] [6]. En

China, por ejemplo, se estima que un aumento de temperatura de 1 °C podría reducir la capacidad de las líneas de transmisión hasta en un 10,6% [6].

Mayor riesgo de fallas: Las altas temperaturas pueden aumentar el riesgo de fallas en los componentes de la línea de transmisión, como los transformadores [6]. En Alemania, se ha observado un aumento en la frecuencia de fallas en líneas de transmisión debido a olas de calor [7].

- Eventos climáticos extremos:

Tormentas de viento y hielo: El cambio climático está asociado con un aumento en la frecuencia e intensidad de tormentas de viento y hielo, lo que puede causar daños estructurales a las torres y líneas de transmisión [3] [8] [9]. En el sur de Brasil, por ejemplo, se han reportado daños a las líneas de transmisión debido a tormentas severas, y se espera que estos eventos se vuelvan más comunes en el futuro [8].

Inundaciones y deslizamientos de tierra: Las lluvias intensas y las inundaciones pueden provocar la erosión del suelo alrededor de las torres de transmisión, comprometiendo su estabilidad. Los deslizamientos de tierra también pueden dañar directamente las líneas de transmisión [10] . Por ejemplo, en Colombia, en 2017 se presentó un evento de fuertes lluvias que provocó el desbordamiento de varios ríos que afectaron las instalaciones de una subestación de 230 kV en el departamento del Putumayo, haciéndola desaparecer casi por completo.

Incendios forestales: Los incendios forestales, que se ven exacerbados por el cambio climático, representan un riesgo creciente para las líneas de transmisión. Las líneas eléctricas pueden verse dañadas por el fuego directo o por la caída de árboles. En Alaska, por ejemplo, un incendio forestal en 2014 amenazó una importante línea de transmisión [7] [9] [10].

A continuación, se describen algunas estrategias propuestas a nivel mundial para adaptar la infraestructura de las líneas de transmisión al cambio climático.

TABLA I. - ESTRATEGIAS DE ADAPTACIÓN AL CAMBIO CLIMÁTICO

Estrategia	Acciones
Diseño robusto de infraestructura	Implementar códigos de construcción y estándares de diseño que consideren las proyecciones climáticas futuras, incluyendo el aumento de la temperatura, las tormentas más severas, las inundaciones y los incendios forestales [3] [10] [8]
	Promover la construcción de nuevas líneas de transmisión con diseños más robustos, como torres más fuertes y conductores con mayor tolerancia al calor [10] [6].
Reubicación y soterramiento de líneas [6]	Evaluar la reubicación de líneas de transmisión en áreas particularmente vulnerables a eventos climáticos extremos, como zonas costeras propensas a inundaciones o áreas con alto riesgo de incendios forestales.
	Considerar el soterramiento de líneas de transmisión en áreas donde sea factible y rentable, para protegerlas de los impactos de eventos climáticos extremos [11].
Modernización de la infraestructura existente	Reemplazar equipos viejos y vulnerables con tecnologías más resilientes al clima [5].
	Implementar programas de mantenimiento preventivo para abordar el desgaste acelerado debido a condiciones climáticas más extremas [10].
Mejoras en la gestión de riesgos [12]:	Implementar sistemas de monitoreo y alerta temprana para detectar eventos climáticos extremos y tomar medidas preventivas.
	Desarrollar planes de respuesta a emergencias para restaurar el servicio de energía lo más rápidamente posible después de un evento climático extremo.
	Establecer mecanismos de coordinación entre los operadores de la red, las empresas de servicios públicos y las agencias gubernamentales para una respuesta efectiva a emergencias [9].

Estrategia	Acciones
Integración de sistemas inteligentes:	Promover la implementación de sistemas inteligentes de red para optimizar el flujo de energía, mejorar la eficiencia y la flexibilidad [12] [6].

Es importante destacar que la inversión en estrategias de adaptación al cambio climático para líneas de transmisión, aunque implica costos iniciales, puede ser rentable a largo plazo al reducir los riesgos de daños, las interrupciones del servicio y los costos de reparación. Además, la adaptación temprana puede ser más rentable que las medidas reactivas a largo plazo.

5 REVISIÓN DE REGULACIÓN EXISTENTE

La resiliencia de las redes de transmisión de energía eléctrica frente al cambio climático es un tema en creciente atención en muchos países del mundo. Aunque las políticas y normativas específicas varían de país en país, algunos de ellos cuentan con marcos regulatorios que consideran la ejecución de obras en las redes de transmisión para enfrentar estos desafíos. De acuerdo con esto, a continuación, se realiza un recorrido del marco regulatorio en los algunos países de la región en los cuales ISA tiene presencia, así como también se realiza una revisión del proceso de construcción del marco normativo de Estados Unidos:

5.1 Países de la región

5.1.1 Brasil

Brasil cuenta con El Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático (PNA) (Plano Nacional de Adaptação à Mudança do Clima) el cual es un instrumento elaborado por el gobierno federal en colaboración con la sociedad civil, el sector privado y los gobiernos estatales que tiene como objetivo promover la reducción de vulnerabilidad nacional al cambio climático y realizar la gestión de riesgos asociados a este fenómeno, buscando promover la adaptación de las infraestructuras y sectores clave, incluyendo el sector de energía [13]. Por otro lado, con relación a la regulación del segmento de transmisión de energía eléctrica, no hay una normativa específica que trate exclusivamente sobre el cambio climático, sin embargo, el país ha incorporado algunos aspectos dentro de la planificación y regulación de su sistema eléctrico a través de diversas normativas y procesos. Adicionalmente, el sector viene trabajando en análisis y propuestas para que sean incorporadas en la normatividad de manera explícita.

- Planificación: El Plan Decenal de Expansión de la Transmisión (PDE) es el principal instrumento de planificación utilizado en Brasil para identificar las necesidades de expansión y modernización de la infraestructura de transmisión de forma sostenible y resiliente. En este documento se considera no solo las proyecciones de demanda de energía, sino también las condiciones climáticas y las posibles vulnerabilidades del sistema ante eventos extremos causados por el cambio climático. Las obras necesarias para mejorar la resiliencia de la red frente a estos riesgos son incorporadas en el PDE [14].
- Regulación: En el marco de las concesiones, las empresas de transmisión deben realizar inversiones que aseguren la continuidad y confiabilidad del servicio, lo que puede incluir obras de adaptación climática, como refuerzo de infraestructura ante inundaciones, incendios, tormentas, etc., en sus planes de inversión, los cuales son sometidos a aprobación de ANEEL.

Cabe mencionar que la empresa de ISA en Brasil viene identificando un conjunto de obras estructurales para mejorar la resiliencia de la red de transmisión, que a su vez contribuirá a mejorar la resiliencia del sistema eléctrico en su conjunto.

5.1.2 Bolivia

En Bolivia, la adaptación al cambio climático y la resiliencia de las infraestructuras energéticas, incluidas las redes de transmisión de energía eléctrica, no han sido un enfoque central en la regulación hasta ahora.

El Ministerio de Energía y la Autoridad Plurinacional de Regulación de Electricidad y Telecomunicaciones (ATT) son los responsables de la planificación y regulación del sector energético. Sin embargo, el énfasis de

la regulación ha sido principalmente en la expansión de la cobertura eléctrica y la eficiencia operativa, con un enfoque en el acceso universal a la energía. En términos de adaptación al cambio climático, no existe una legislación específica que establezca criterios explícitos de resiliencia climática en las redes de transmisión. No obstante, las políticas energéticas del país han considerado la mejora de la infraestructura de transmisión para permitir la integración de energías renovables y asegurar un suministro confiable [15].

5.1.3 Colombia

El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS) de Colombia ha diseñado el Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático, que identifica sectores clave como la energía, con acciones recomendadas para aumentar la resiliencia del sistema energético a los efectos del cambio climático, enfocándose principalmente en la diversificación de la matriz [16].

Por otro lado, la regulación de la actividad de transmisión de energía eléctrica aún no contempla de manera sistemática y explícita la resiliencia climática en la planificación y expansión de la infraestructura, así como tampoco la inclusión de señales económicas que viabilicen la ejecución de las obras por parte de los transmisores.

En lo concerniente a la planificación, esta se realiza considerando criterios de minimización de los costos de inversión, costos operativos y las pérdidas del Sistema de Transmisión Nacional; en todo caso, los planes de expansión debes cumplir con las disposiciones que, en materia de confiabilidad y seguridad, que se encuentren vigentes. [17]. Por su parte, la Unidad de Planeación Minero-Energética ha comenzado a considerar los impactos ambientales en la infraestructura, especialmente en términos de vulnerabilidades geográficas, como la susceptibilidad a fenómenos meteorológicos (inundaciones, sequías, tormentas) que pueden afectar las redes de transmisión, esto ha sido introducido en los planes de expansión y en las convocatorias por medio de las alertas tempranas[1].

Vale mencionar que ISA y sus empresas de transmisión en Colombia vienen desarrollando una propuesta de lineamientos para la resiliencia del sistema eléctrico, que incluye elementos relacionados con la resiliencia de las redes de transmisión troncal y subtransmisión ante el impacto del cambio climático, la cual se espera que sea incorporada como parte de la política pública que emita el Ministerio de Minas y Energía.

5.1.4 Chile

En la normativa chilena vinculada a la transmisión de energía eléctrica no se aborda de manera explícita ni central el cambio o la resiliencia climáticos en los términos que se podrían esperar para un marco regulatorio enfocado en estos temas. La legislación y las normativas de la Comisión Nacional de Energía (CNE) se centran en la seguridad del suministro y en la eficiencia operativa, pero no hay directrices específicas que integren de forma directa la adaptación al cambio climático en las redes de transmisión. Únicamente se establece que dentro de los criterios mínimos de diseño se consideren las condiciones climáticas de la zona [18].

Adicionalmente, se establece que la planificación de la transmisión deberá realizarse considerando, entre otros aspectos, "*la minimización de los riesgos en el abastecimiento, considerando eventualidades, tales como aumento de costos o indisponibilidad de combustibles, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética, desastres naturales o condiciones hidrológicas extremas"* [19]

Algunas empresas, como ISA en Chile, vienen incorporando este tema dentro de sus análisis de riesgo, con el fin de aportar elementos para las definiciones que adelante el sector sobre la materia.

[1] Las alertas tempranas de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) son un instrumento que se utiliza para identificar las condiciones socioambientales de un área de estudio

5.1.5 Perú

La adaptación al cambio climático y la resiliencia de la infraestructura energética, incluidas las redes de transmisión de energía eléctrica, han comenzado a tomar relevancia en los últimos años, aunque no siempre de manera explícita. La planificación de la expansión de las redes y los incentivos económicos están ligados en gran medida a la cobertura del sistema eléctrico, la integración de energías renovables y la seguridad del suministro eléctrico. Por ejemplo, en el Reglamento de Transmisión se establece que el Plan de Transmisión tiene por objetivo garantizar un suministro de energía eléctrica económico, seguro, confiable, asequible y competitivo, mientras impulsa la expansión e integración del sistema eléctrico [20]

De igual forma, existen incentivos económicos para los transmisores, que se encuentran dentro de los contratos de concesión y que pueden incluir beneficios por inversiones en la expansión de la red eléctrica, incluyendo la construcción de nuevas líneas de transmisión. Sin embargo, no hay incentivos específicos establecidos para las inversiones en adaptación climática o infraestructura resiliente en las redes de transmisión. Los incentivos están más enfocados en la expansión de la cobertura eléctrica y la eficiencia operativa [21].

Finalmente, la adaptación al cambio climático se ha abordado más a través de políticas generales y planes tales como el Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático (PNACC) y el Programa de Adaptación al Cambio Climático (PACC), quedando el reto de que el sector y las instituciones incorporen dentro de sus análisis mecanismos y definiciones explícitas orientadas a buscar que la red de transmisión sea resiliente ante las condiciones extremas que se derivan del cambio climático.

5.2 Desarrollo del marco normativo en Estados Unidos

Estados Unidos, país con una extensa área geográfica y una de las principales economías del mundo, está experimentando de manera diferente los efectos del cambio climático. Para abordar los desafíos que plantea este fenómeno a la confiabilidad del sistema eléctrico, el país está en proceso de construir un marco normativo para la adaptación de las redes de transmisión al cambio climático.

En 2021, la Oficina de Responsabilidad Gubernamental (GAO por sus siglas en inglés), manifestó la necesidad de desarrollar una estrategia integral por parte del Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE), que se centre en definir objetivos y medir el progreso hacia la mejora de la resiliencia de la red. De igual forma, señaló la necesidad de identificar y evaluar los riesgos con el objetivo de mejorar la planeación y definición de planes de acción [22].

La GAO identificó la necesidad de que el DOE desempeñe un papel más activo en el fomento de la resiliencia de la red eléctrica frente a los desafíos planteados por el cambio climático. Específicamente, la GAO sugirió que el DOE considere la implementación de incentivos para alentar la inversión en medidas de resiliencia, los cuales se resumen en la siguiente tabla [22]:

TABLA II. - INCENTIVOS PROPUESTOS POR LA OFICINA DE RESPONSABILIDAD GUBERNAMENTAL

Subvenciones	• Se podría proporcionar subvenciones para la investigación y desarrollo de tecnologías que mejoren la resiliencia de la red eléctrica. • Se sugiere que se focalicen en regiones con mayor necesidad y empresas de menores recursos
Desarrollo de tecnologías	• Fomentar el desarrollo e integración de recursos energéticos distribuidos. • Incentivar la inversión en almacenamiento de energía.
Incentivos para la transmisión	• Planificación regional: Fomentar la participación de los operadores de red en la planificación regional de la transmisión. • Proyectos de resiliencia: Considerar proyectos de transmisión que brinden beneficios de resiliencia y confiabilidad, incluyendo el fortalecimiento de los activos de transmisión contra eventos climáticos adversos

Eliminación de desincentivos	• Abordar los desincentivos que impiden la inversión en resiliencia, como: Falta de métrica, dificultad para cuantificar los beneficios de las inversiones en resiliencia y complejidad de los procesos administrativos

En el año 2023, la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC, por sus siglas en inglés) emitió la Orden No. 896, que instruye a la Corporación de Confiabilidad Eléctrica de América del Norte (NERC) a desarrollar un nuevo estándar de confiabilidad o modificar el existente, que aborde la falta de requisitos de planificación a largo plazo para eventos climáticos extremos, especialmente de calor y frío [23]. El objetivo de esta normativa es mejorar la planificación del sistema de transmisión, considerando los impactos potenciales de eventos climáticos extremos en un área geográfica, que podrían ocasionar la pérdida simultánea de generación y un aumento de las restricciones de transmisión dentro y entre regiones.

La FERC reconoce la necesidad de que los estudios de planificación de la transmisión aborden el impacto de las condiciones climáticas extremas en áreas geográficas, y que la identificación de los límites de estas áreas es un tema técnico que requiere un análisis exhaustivo durante el proceso de desarrollo del estándar de confiabilidad. Algunos de los puntos clave del marco normativo en construcción incluyen:

- El desarrollo de casos de planificación de referencia (benchmark) basados en eventos climáticos extremos históricos y proyecciones meteorológicas futuras.
- La realización de análisis de estado estable y estabilidad transitoria para eventos climáticos extremos.
- La consideración de cortes concurrentes o correlacionados en la generación y transmisión debido a eventos climáticos extremos.

Como seguimiento a la Orden No. 896 de la FERC, en diciembre de 2024 la NERC publicó a consulta el estándar de confiabilidad TPL-008-1: "Requisitos de rendimiento de la planificación del sistema de transmisión para eventos de temperatura extrema", el cual tiene como objetivo establecer requisitos para el desarrollo de un sistema de transmisión de energía eléctrica que funcione de forma confiable durante eventos de temperaturas extremas, tanto de calor como de frío [24].

6 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

El análisis realizado evidencia importantes brechas y oportunidades para mejorar la adaptación de las redes de transmisión al cambio climático en la región.

- Contraste entre regiones: en Estados Unidos, las normativas avanzadas como la Orden No. 896 y el estándar TPL-008-1 destacan por su enfoque proactivo en la planificación de infraestructura resiliente. En contraste, países de la región carecen en general de marcos específicos que aborden sistemáticamente los riesgos climáticos en las redes de transmisión. Este desequilibrio refleja la necesidad urgente de fortalecer los marcos regulatorios en la región.

- Inversiones y barreras: una barrera común en la región es la falta de incentivos económicos para proyectos de adaptación. Las empresas de transmisión a menudo enfrentan dificultades para justificar estas inversiones ante reguladores que priorizan costos a corto plazo sobre beneficios a largo plazo. Esto contrasta con el enfoque propuesto en Estados Unidos, donde se promueven incentivos claros para mejorar la resiliencia.

- Innovación tecnológica: el uso de sistemas inteligentes de red emerge como solución clave para mejorar la resiliencia. Sin embargo, en general la implementación de estas tecnologías en los países de la región sigue siendo limitada debido a restricciones presupuestales y señales económicas.

- Necesidad de colaboración internacional: la experiencia de Estados Unidos puede servir como modelo para los países de la región. La colaboración entre gobiernos, empresas y organismos internacionales podría acelerar la adopción de buenas prácticas y el desarrollo de capacidades en la región.

TABLA III. - CUADRO COMPARATIVO: PLANIFICACIÓN, MARCO NORMATIVO E INCENTIVOS

País	Planificación con criterios climáticos	Marco Normativo existente	Incentivos económicos
Brasil	Parcialmente, a través del Plan Decenal de Expansión de la Transmisión (PDE)	Parcial, enfocado en resiliencia general	No explícitos para adaptación climática
Bolivia	No explícito	No existe un marco regulatorio enfocado en adaptación climática	No
Colombia	Parcial. Considera impactos ambientales y vulnerabilidades geográficas	Parcial, enfocado en seguridad del suministro	No
Chile	Parcial. Criterios mínimos de diseño consideran condiciones climáticas	Parcial, enfocado en seguridad del suministro	No
Perú	No. Considera expansión de la red y seguridad del suministro	Parcial, sin énfasis específico en resiliencia climática	No
Estados Unidos	Sí, mediante requisitos avanzados en la Orden No. 896 y estándares como TPL-008-1	Sí, enfocado en eventos climáticos extremos	Sí, incentivos claros para infraestructura resiliente

7 CONCLUSIONES

- El cambio climático representa una amenaza significativa para la infraestructura energética global, incluidas las líneas de transmisión de energía eléctrica. Diversos estudios han documentado impactos como la reducción de la capacidad operativa y el aumento del riesgo de fallas debido a eventos climáticos extremos.
- Para mitigar estos impactos se proponen diversas estrategias, incluyendo el diseño robusto de infraestructura, la reubicación y soterramiento de líneas, la modernización de la infraestructura existente, mejoras en la gestión de riesgos y la integración de sistemas inteligentes.
- Contexto regional: los impactos del cambio climático y las estrategias de mitigación más efectivas varían según la región. Es fundamental que las estrategias se adapten al contexto local.
- Colaboración entre actores: abordar los desafíos del cambio climático en la infraestructura de transmisión requiere la colaboración entre gobiernos, empresas de servicios públicos, investigadores y comunidades.
- Incertidumbre: existe incertidumbre sobre la magnitud y la naturaleza exacta de los impactos del cambio climático en el futuro. Es crucial que las estrategias sean flexibles y puedan adaptarse a medida que se disponga de nueva información.
- Es importante destacar que la investigación sobre los impactos del cambio climático en la infraestructura de transmisión y las estrategias de mitigación es un campo en constante evolución. A medida que el cambio climático avanza, se necesitarán más investigaciones para comprender completamente los riesgos y desarrollar soluciones innovadoras y efectivas.
- Es importante destacar que la inversión en estrategias de adaptación al cambio climático para la infraestructura de transmisión, aunque implica costos iniciales, puede ser rentable a largo plazo al reducir los riesgos de daños, las interrupciones del servicio y los costos de reparación. Además, la adaptación temprana puede ser más rentable que las medidas reactivas a largo plazo.
- Es crucial el desarrollo de normatividad que impulse la inversión en infraestructura de transmisión de energía resiliente al clima. Esta regulación debe incentivar la adopción de tecnologías y prácticas que reduzcan la vulnerabilidad de la infraestructura a los impactos climáticos.

- La falta de incentivos económicos es una barrera para la adopción de medidas de resiliencia. Esto trae como consecuencia que las empresas de servicios públicos no encuentren condiciones viables para recuperar los costos en que incurren para el desarrollo de las obras requeridas.
- Se espera que una mayor inversión en instalaciones de transmisión conduzca a una red más robusta y resiliente, pudiendo responder mejor a eventos disruptivos, como tormentas severas, olas de calor y otros eventos climáticos extremos.
- En los países en los que ISA tiene presencia en la región, la adaptación al cambio climático y la resiliencia de las redes de transmisión de energía eléctrica en general es insipiente, por lo que se requiere la construcción (o complementación) de lineamientos de política pública y de marcos regulatorios que viabilicen las obras de adaptación al cambio climático.
- Estados Unidos está en proceso de construir un marco normativo para la adaptación de las redes de transmisión al cambio climático. La Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC) ha emitido la Orden No. 896, que busca mejorar la planificación del sistema de transmisión considerando los impactos potenciales de eventos climáticos extremos, y la NERC ha emitido a consulta el estándar de confiabilidad TPL-008-1, que busca establecer requisitos para el desarrollo de un sistema de transmisión de energía eléctrica que funcione de forma confiable durante eventos de temperaturas extremas.

8 RECOMENDACIONES

- Desarrollar normatividad (lineamientos de política pública y regulación) específica, que impulse la inversión en infraestructura de transmisión de energía resiliente al clima. Esta regulación debe establecer incentivos para la adopción de tecnologías y prácticas que reduzcan la vulnerabilidad de la infraestructura a los impactos climáticos. De igual forma, es necesario actualizar los códigos de construcción, las normas de seguridad y los estándares de diseño de las líneas de transmisión y las subestaciones, para reflejar las proyecciones de cambio climático y las mejores prácticas de adaptación.
- Proporcionar incentivos económicos para que las empresas de servicios públicos inviertan en infraestructura resiliente al clima, modernicen sus equipos y adopten tecnologías innovadoras.
- Integrar la adaptación y los riesgos por el cambio climático en los planes de expansión y desarrollo de la red eléctrica, asegurando que las nuevas inversiones sean resilientes a los impactos climáticos futuros. Esto implica considerar las proyecciones climáticas futuras y la posible ocurrencia de eventos climáticos extremos.
- Financiar la investigación y el desarrollo de tecnologías innovadoras para mejorar la resiliencia climática de la infraestructura de transmisión.

9 REFERENCIAS

[1] Naciones Unidas, «Causas y efectos del cambio climático,» [En línea]. Available: https://www.un.org/es/climatechange/science/causes-effects-climate-change. [Último acceso: 10 January 2025].

[2] EUROPEAN COMMISSION, «European Commission Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions Empty. Forging a Climate-Resilient Europe—The New EU Strategy on Adaptation to Clima,» 24 February 2021. [En línea]. Available: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52021DC0082&from=EN. [Último acceso: 11 January 2025].

[3] S. Rezaei, L. Chouinard, S. Langlois y F. Légeron, «Analysis of the effect of climate change on the reliability of overhead transmission lines,» *Sustainable Cities and Society,* vol. 27, pp. 137-144, 1 November 2016.

[4] M. Bonjean Stanton, S. Dessai y J. Paavola, «A systematic review of the impacts of climate variability and change on electricity systems in Europe,» *Energy,* vol. 109, pp. 1148-1159, 15 August 2016.

[5] M. Bartos, M. Chester, N. Johnson, B. Gorman, I. Linkov y M. Bates, «Impacts of rising air temperatures on electric transmission ampacity and peak electricity load in the United States,» *Environmental Research Letters,* vol. 11, 2016.

[6] H. Chen, S. Liu, Q. Liu, X. Shi, W. Wei, R. Han y S. Küfeoglu, «Estimating the impacts of climate change on electricity supply infrastructure: A case study of China,» *Energy Policy,* vol. 150, March 2021.

[7] A. Fekete y U. Nehren, «Climate change increased risk of forest fire, winter storm and technical failure risks related to power transmission lines – a spatial GIS risk assessment at Cologne district, Germany,» *Progress in Disaster Science,* vol. 24, December 2024.

[8] N. Ferreira, P. Tavares, G. Madeiros, L. Ferreira, P. Borges, S. Chou y M. Rodrigues, «Projections of severe weather and the impacts on transmission line towers in Santa Catarina, Brazil, under future scenarios of global climate change,» *Derbyana,* vol. 44, 2023.

[9] Department of Energy, «Climate Change and the U.S. Energy Sector: Regional Vulnerabilities and Resilience Solutions,» October 2015. [En línea]. Available: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/10/f27/Regional_Climate_Vulnerabilities_and_Resilience_Solutions_0.pdf. [Último acceso: 10 January 2025].

[10] C. Fant, B. Boehlert, K. Strzepek, P. Larsen, A. White, S. Gulati y J. Martinich, «Climate change impacts and costs to U.S. electricity transmission and distribution infrastructure,» *Energy,* vol. 195, March 2020.

[11] P. Larsen, «A method to estimate the costs and benefits of undergrounding electricity transmission and distribution lines,» *Energy Economics,* vol. 60, pp. 47-61, November 2016.

[12] L. Beard, J. Cardell, I. Dobson, F. Galvan, D. Hawkins, W. Jewell, M. Kezunovic, T. Overbye y D. Tylausky, «Key technical challenges for the electric power industry and climate change,» *IEEE Transactions on Energy Conversion,* vol. 25, pp. 465-473, 2010.

[13] Ministério do Meio Ambiente, «Plano Nacional de Adaptação à Mudança do Clima. Volume I: Estratégia Geral,» MMA, Brasilia, 2016.

[14] Empresa de Pesquisa Energética, «Plano Decenal de Expansão de Energia 2034,» 2024. [En línea]. Available: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2034. [Último acceso: 11 Enero 2025].

[15] Autoridad Plurinacional de la Madre Tierra, «Política Plurinacional de Cambio Climático (PPCC),» La Paz, 2023.

[16] Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, «Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático,» MADS, Bogotá, 2016.

[17] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución CREG 022 de 2001,» CREG, Bogotá, 2001.

[18] Comisión Nacional de Energía, «Anexo técnico: exigencias mínimas para el diseño de instalaciones de transmisión,» CNE, Santiago de Chile, 2020.

[19] Ministerio de Economía, «Ley general de servicios electricos, en materia de energía eléctrica,» Santiago de Chile, 2006.

[20] Ministerio de Energía y Minas, «Decreto Supremo Nº 027-2007-EM,» MINEM, Lima, 2007.

[21] Ministerio de Energía y Minas, «Decreto Ley N°25844 - Ley de Concesiones Eléctricas,» Lima, 1995.

[22] United States Government Accountability Office, «GAO-21-346: Electricity Grid Resilience,» GAO, 2021.

[23] Federal Energy Regulatory Commision, «Transmission System Planning Performance Requirements for Extreme Weather. Docket No.RM22-10-000. Order No. 896,» FERC, 2013.

[24] North American Electric Reliability Corporation, «TPL-008-1 – Transmission System Planning Performance Requirements for Extreme Temperature Events,» NERC, 2024.

Comitê de Estudos C5 – Mercados de Eletricidade e Regulação

INTERCÂMBIOS INTERNACIONAIS DE ENERGIA ELÉTRICA E OS AVANÇOS BRASILEIROS

B. M. M. A. BRAGA
MME
Brasil
bianca.alencar@mme.gov.br

F.D.C. LACERDA
MME
Brasil
fabricio.lacerda@mme.gov.br

P.H. de S. SANTOS
MME
Brasil
pedro.santos@mme.gov.br

I.S. RIBEIRO
MME
Brasil
igor.ribeiro@mme.gov.br

G. S. de JESUS
MME
Brasil
gustavo.jesus@mme.gov.br

V. L. SOUTO
MME
Brasil
vanialucia.souto@mme.gov.br

F. G. CEPEDA
MME
Brasil
fabiana.cepeda@mme.gov.br

Resumo *– Neste trabalho, são avaliados os avanços recentes, verificados nos anos 2023 e 2024, nas iniciativas brasileiras relacionadas aos intercâmbios internacionais de energia elétrica com países vizinhos a partir de diretrizes estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia, bem como os resultados das trocas realizadas tanto no sentido da importação quanto da exportação de energia elétrica. As análises evidenciam a relevância do estabelecimento de diretrizes sólidas sobre a temática e respectivos impactos, em iniciativas que contribuem para a promoção da integração elétrica regional.*

Palavras-chave: Intercâmbios – Interligações – Sistemas – Mercado – Importação – Exportação – Energia – Integração

1 INTRODUÇÃO

A transição energética global e a busca pela predominância do uso de recursos renováveis têm potencializado o redesenho dos sistemas elétricos locais e regionais, trazendo tanto oportunidades quanto desafios significativos. Nesse contexto, a integração entre sistemas elétricos de diferentes países emerge como alternativa associada a benefícios diversos, dentre os quais o fortalecimento da segurança sistêmica, reduzindo a vulnerabilidade a crises e a eventos extremos, e a diversificação, a partir da otimização e complementariedade de recursos energéticos.

O Ministério de Minas e Energia, MME, tem buscado, nos últimos anos, aprimorar as modalidades de intercâmbios internacionais de energia elétrica com países vizinhos, visando promover maior racionalidade no uso dos recursos naturais e das disponibilidades energéticas, a menores custos para os consumidores locais.

A partir da operacionalização de normativos estabelecidos pelo MME, observou-se, entre os anos 2023 e 2024, uma relevante alteração associada aos intercâmbios realizados com o Brasil, em comparação às experiências anteriores. Considerando os cenários de atendimento verificados, bem com a acelerada dinâmica de alteração da matriz elétrica brasileira, foi registrada importação predominantemente associada a necessidades de atendimento da ponta de carga elétrica, bem como houve exportação de relevante montante de excedentes energéticos advinda das fontes hidráulica e termelétrica, para complementação dos recursos locais da Argentina e do Uruguai no suprimento às suas necessidades eletroenergéticas.

Assim, neste trabalho, serão avaliados os resultados da implementação dos intercâmbios internacionais de energia elétrica com o Brasil nos anos 2023 e 2024, a partir das diretrizes dispostas nas Portarias vigentes sobre o tema (Exportação: Portaria Normativa GM/MME nº 49/2022 e Portaria Normativa GM/MME nº 86/2024; Importação: Portaria Normativa GM/MME nº 60/2022), que tratam da exportação a partir das fontes hidráulica e termelétrica, bem como importação de energia elétrica para o Sistema Interligado Nacional, SIN, no Brasil. Há, ainda, em termos de arcabouço normativo, o Decreto n° 11.629/2023, que permite a importação de energia elétrica para atendimento de sistemas isolados e foi submetida à Consulta Pública proposta de portaria com nova alternativa para a viabilização de intercâmbios de energia elétrica com o Paraguai.

A avaliação dos resultados consistirá na mensuração energética e comercial desses intercâmbios internacionais, com base em dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, CCEE, e do Operador Nacional do Sistema Elétrico, ONS. Além disso, serão apresentadas discussões normativas relacionadas a aprimoramentos recentes, destacadamente relacionadas à Venezuela e ao Paraguai.,

Por fim, serão também avaliadas oportunidades de aprimoramentos no desenho vigente, considerando que a integração elétrica regional não apenas impulsiona o desenvolvimento econômico e a cooperação entre países, mas também contribui para o fortalecimento dos sistemas elétricos em um cenário de relevante participação de recursos energéticos renováveis, em benefício do atendimento eletroenergético dos consumidores locais.

2 OS INTERCÂMBIOS INTERNACIONAIS NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

2.1 Infraestruturas de energia elétrica para interconexão entre países

O histórico da implantação de infraestruturas de energia elétrica para interconexão entre o Brasil e seus países vizinhos, conforme avaliado por Ribeiro e Braga [1], teve início nos anos 1970, quando o Brasil começou a buscar soluções para ampliar sua capacidade de geração e garantir a confiabilidade do fornecimento de energia. Esse movimento foi impulsionado pela necessidade de desenvolver a infraestrutura energética nacional e promover a integração regional. Durante esse período, a construção de grandes hidrelétricas, como Itaipu, que envolve o Brasil e o Paraguai, foi um marco importante.

Nos anos seguintes, o Brasil continuou a expandir suas conexões elétricas com outros países, como Argentina e o Uruguai, com o objetivo de otimizar o uso das fontes de energia e aumentar a estabilidade do sistema elétrico regional. Conforme registrado por Ribeiro et al. [2], a conexão entre Brasil e Argentina se deu, primeiramente, por meio da conversora de frequência de Uruguaiana, em 1994, e posteriormente, nos anos 2000 e 2002, com a operação das interligações Garabi 1 e Garabi 2. Já a interligação entre Brasil e Uruguai ocorreu em 2001, por meio da conversora de frequência de Rivera e, mais recentemente, em 2016, com a conversora de Melo.

A construção das interligações e a modernização das infraestruturas existentes possibilitaram uma maior flexibilidade no aproveitamento dos recursos energéticos regionais, mas mantendo-se, desde o nascedouro, o enfoque em tratativas bilaterais e a realização de intercâmbios predominantemente em caráter interruptível, com exceção da geração da UHE Itaipu, regida por Tratado Internacional.

2.2 Modalidades vigentes de intercâmbios no SIN

Os intercâmbios internacionais de energia elétrica com o Brasil tem sido objeto de sucessivos aprimoramentos normativos nos últimos anos, de forma a potencializar o aproveitamento das infraestruturas existentes e em benefício dos consumidores de energia elétrica dos países. Assim, a partir da consolidação da Portaria MME nº 339, de 15 de agosto de 2018, é que os intercâmbios interruptíveis, em modalidade comercial, foram impulsionados no País, em substituição às práticas de *swap* que vinham mantendo-se predominantes, mas cujos resultados demonstravam alcance limitado em comparação às potenciais trocas energéticas entre os países vizinhos.

Atualmente, no SIN, os intercâmbios internacionais nas modalidades interruptíveis em nível de SIN são regidos pelos seguintes regramentos: (i) Portaria Normativa (PRT) MME nº 60/2022, que trata da importação de energia elétrica advinda da Argentina ou do Uruguai para o Brasil; (ii) a Portaria Normativa MME nº 49/2022, que estabelece diretrizes para a exportação de energia elétrica proveniente de excedentes hidrelétricos; e (iii) a Portaria Normativa MME nº 86/2024, que estabelece as diretrizes para a exportação de energia elétrica produzida por térmicas.

Relativo à (i), menciona-se que a PRT MME nº 60/2022 estabelece as diretrizes para a modalidade de importação de energia elétrica interruptível sem devolução, com fonte indistinta. A dinâmica dessa importação envolve o recebimento, pelo ONS, de ofertas semanais de montante e preço dos agentes comercializadores, visando a substituição da geração termelétrica brasileira ou o despacho adicional. O preço da energia importada é definido pelo comercializador, sendo negociado entre este e a parte exportadora (país vizinho). A importação pode ocorrer durante todo o ano, desde que os agentes importadores estejam adimplentes com suas obrigações setoriais. Além disso, dentre outros aspectos, destaca-se que a energia importada é liquidada no mercado de curto prazo (mercado *spot*). Em comparação com o regramento anterior, este normativo trouxe aprimoramentos diversos, dentre os quais a possibilidade de importação em caráter adicional para atendimento a produtos de potência, ou seja, à ponta de carga do sistema, conforme será explorado posteriormente na análise dos resultados desta operação.

Já sobre (ii), registra-se que a PRT MME nº 49/2022 regula a exportação de energia elétrica interruptível sem devolução, proveniente de usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS, disponíveis ao SIN e cuja geração não seja alocável na carga do SIN. Essa transação ocorre, no Brasil, a partir de um processo competitivo para determinação da possibilidade da negociação dessa energia, com preço mínimo estabelecido a partir de metodologia da CCEE. Já o preço efetivamente associado à exportação é negociado entre o comercializador brasileiro e a parte importadora (país vizinho). Ademais, a Portaria vedou a prática de *swap* de energia, exceto em situações emergenciais ou de teste, conforme definido pelos operadores nacionais dos sistemas elétricos de cada país, fazendo prevalecer, assim, a lógica comercial. Cabe ressaltar que os recursos financeiros advindos do processo competitivo são destinados às usinas do Mecanismo de Realocação de Energia, MRE, considerando a alocação do risco hidrológico, especialmente em relação à UHE Itaipu e usinas cotistas, cujo resultado é repassado às distribuidoras. Assim, com a publicação deste normativo, associado a cenários favoráveis de excedentes energéticos, pôde-se observar, destacadamente em 2023, a operacionalização dessas diretrizes, que trouxeram significativos ganhos aos consumidores brasileiros de energia elétrica e aos agentes setoriais, em especial aos geradores hidrelétricos.

Por fim, sobre (iii), a PRT MME nº 86/2024 regula a exportação de energia elétrica interruptível sem devolução, proveniente de usinas termelétricas em operação comercial, despachadas centralizadamente pelo ONS, disponíveis e não utilizadas para atendimento eletroenergético do SIN. O preço de exportação é negociado entre o agente termelétrico e o comercializador, e entre o comercializador e a parte importadora (país vizinho), com ofertas de até 60 dias. Uma novidade importante introduzida pela Portaria em relação ao normativo anterior é a ampliação da gama de contratos previstos para a devolução da Receita Fixa associada a contratos com o ambiente regulado, beneficiando os consumidores brasileiros.

2.3 Metodologia e avaliação dos resultados dos intercâmbios interruptíveis: anos 2023 e 2024

A avaliação ora apresentada considera informações tanto do montante de energia intercambiada quanto análise dos custos envolvidos nas transações, conforme informações do ONS e da CCEE. Dessa maneira, busca-se evidenciar importantes variáveis ao setor elétrico brasileiro, tanto em termos da otimização eletroenergética e melhor aproveitamento dos recursos existentes, quanto sob a ótica do mercado, com as respectivas estimativas de resultados financeiros e seus impactos nos agentes setoriais e na sociedade.

Ademais, o período avaliado compreendeu os anos 2023 e 2024, quando foram observados predominantemente cenários favoráveis aos intercâmbios internacionais.

Com relação ao processo de importação para o SIN, destacam-se os resultados provenientes da Portaria Normativa MME nº 60, de 2022. A Figura 1 apresenta a importação de energia elétrica pelo Brasil, em MWh, no período de janeiro de 2023 a novembro de 2024, que totalizou 534.152,87 MWh. Desse quantitativo, aproximadamente 64% (341.967,37 MWh) foram provenientes da Argentina e aproximadamente 36% (192.185,5 MWh) do Uruguai.

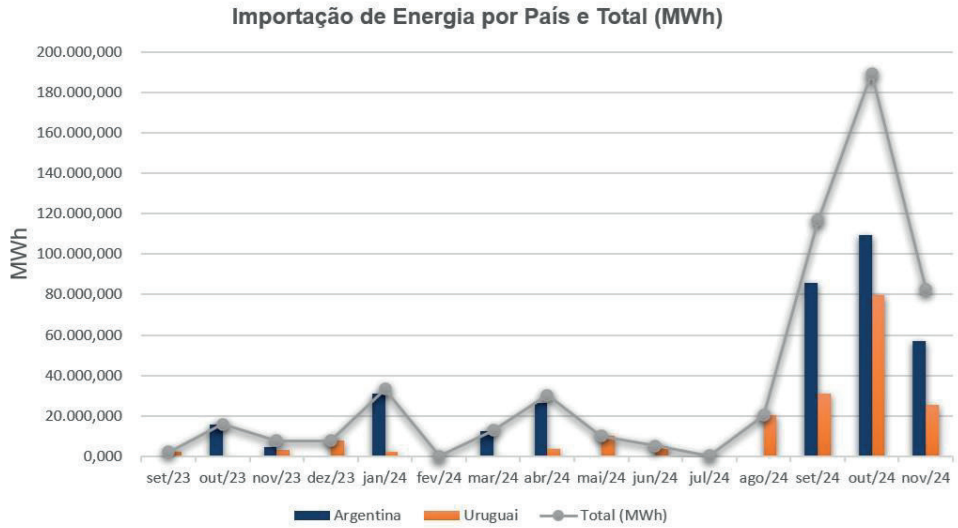


Fig. 1. Importação de energia elétrica pelo Brasil por País e total (MWh). (Dados: CCEE. Elaboração: MME).

Com relação ao montante financeiro negociado nessas transações, a Figura 2 apresenta um histórico desses valores, que totalizaram R$ 400 milhões, conforme dados da CCEE.

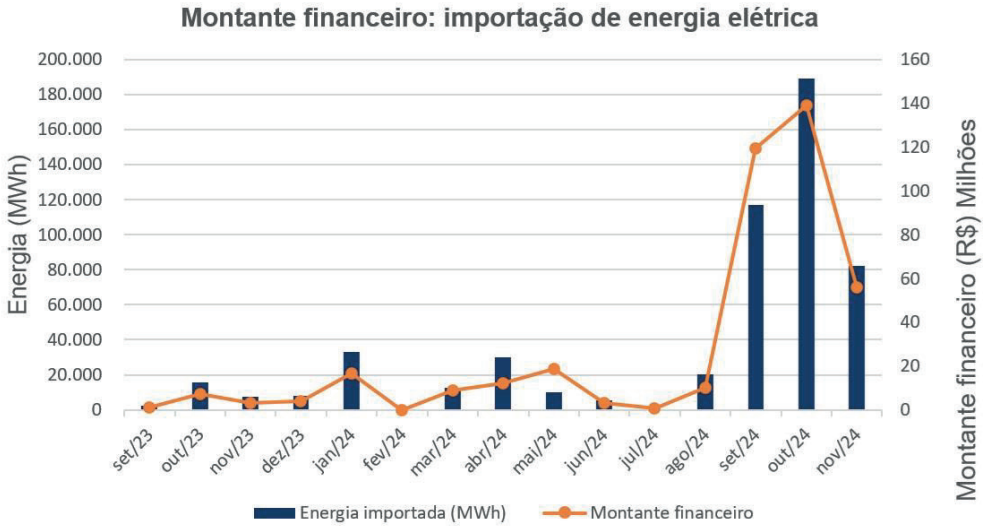


Fig. 2. Montante financeiro associado à importação de energia elétrica pelo Brasil. (Dados: CCEE. Elaboração: MME).

Conforme observado para o período de análise, somente a partir de setembro de 2023 é que se registrou importação de energia elétrica para atendimento nacional, em decorrência da maior competitividade dos preços dos recursos importados frente aos disponíveis no país para atendimento da ponta de carga do sistema. Assim, em função da conjuntura energética favorável, observou-se predominantemente o acionamento pouco expressivo de termelétricas brasileiras por ordem de mérito de custos, o que minimizou eventual possibilidade de sua substituição por recurso externo importado, mas também houve o crescimento das necessidades de recursos de potência no SIN. No segundo semestre de 2024, fatores como o crescimento da carga brasileira, a menor disponibilidade hidráulica no período tipicamente seco e a requerida flexibilidade operativa intensificaram ainda mais a necessidade de recursos de potência, em benefício da importação realizada.

Vale ressaltar que, como condicionante à importação de energia elétrica visando ao atendimento à ponta de carga, o ONS realiza uma análise comparativa entre o custo da geração térmica e o preço da importação e, identificando-se um benefício financeiro associado em se tratando da competição entre recursos, opta-se pela realização do intercâmbio em benefício dos consumidores brasileiros.

Nesse sentido, conforme apresentado na Figura 3, durante o período de 2023 a 2024, o custo total de importação foi de aproximadamente R$ 336,1 milhões. Se fossem utilizadas térmicas nacionais em detrimento da importação, o custo seria de R$ 1.083,3 milhões, implicando, portanto, em um benefício da ordem de R$ 747,2 milhões.

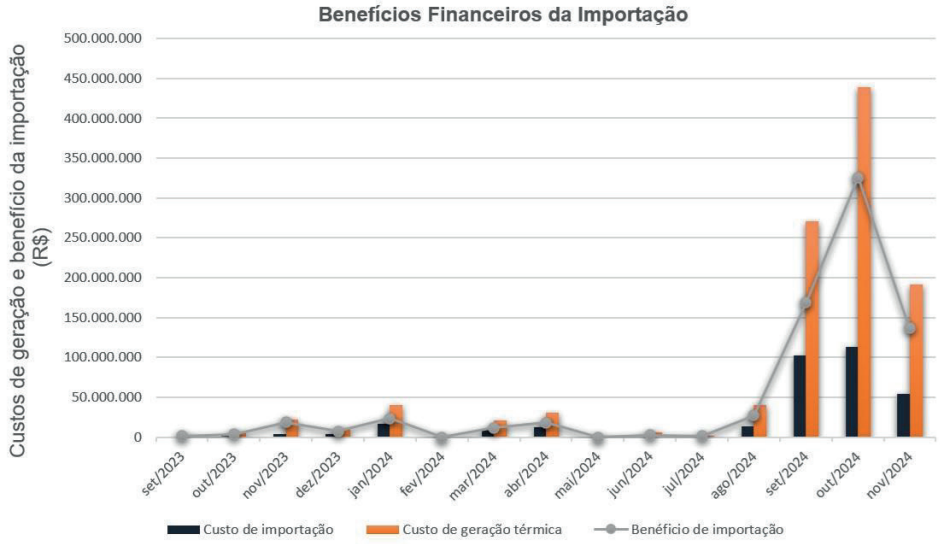


Fig. 3. Benefícios financeiros da importação pelo Brasil. (Dados: ONS. Elaboração: MME).

Por fim, relativo à importação, vale mencionar também o benefício associado ao pagamento pelo uso da Rede Básica do SIN, apurado por meio do Encargo de Uso do Sistema de Transmissão, EUST, que totalizou cerca de R$13,86 milhões. Assim, ao receber energia elétrica de país vizinho, a remuneração do uso das infraestruturas existentes também é rateada com os *players* envolvidos, reduzindo os custos associados aos consumidores brasileiros.

Já com relação ao processo de exportação de energia elétrica, a Figura 4 apresenta o montante de energia elétrica exportada (MWh), conforme dados da CCEE.

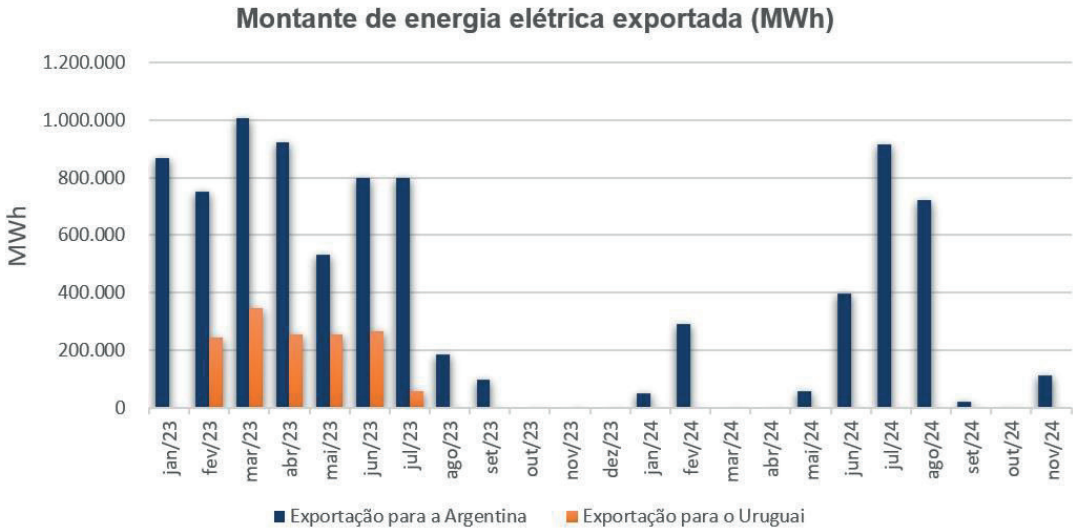


Fig. 4. Montante de energia elétrica exportada pelo Brasil (MWh). (Dados: CCEE. Elaboração: MME).

No período avaliado, a energia transacionada, seja de recursos hidrelétricos ou termelétricos, foi da ordem de 9.954.517,983 MWh, sendo que, desse montante, 85,68% foi para a Argentina e 14,32% para o Uruguai. Vale ressaltar que esse tipo de transação somente é facultado aos agentes interessados desde que (i) haja a caracterização do excedente hidráulico, conforme avaliação realizada pelo ONS, ou (ii) mediante a desnecessidade do recurso termelétrico para atendimento nacional. Referente à (i), registra-se que, sob a ótica operativa, têm-se considerado como recurso passível à exportação aquele associado a condições iminentes de vertimento em usinas hidrelétricas, observadas diversas variáveis do SIN (consumo, geração,

etc.) em um horizonte de até 3 dias a frente. Já sobre (ii), ressalta-se a possibilidade de otimização da modulação entre exportação termelétrica em janelas diárias associadas à posterior destinação da geração ao SIN, otimização operativa que tem sido explorada junto aos países vizinhos, inclusive com inversão associada do fluxo do intercâmbio, de exportador para importador, destacadamente em períodos quando há necessidade energética dos países vizinhos e de potência no SIN. Nessa situação, evita-se, portanto, a utilização compulsória de geração termelétrica em períodos prolongados, associada a características de *unit commitment*, em benefício de ambos países e a menores custos locais.

A Figura 5 apresenta a divisão entre exportação proveniente de usinas termelétricas e exportação proveniente de excedentes hidrelétricos, também denominados Excedente de Vertimento Turbinável (EVT).

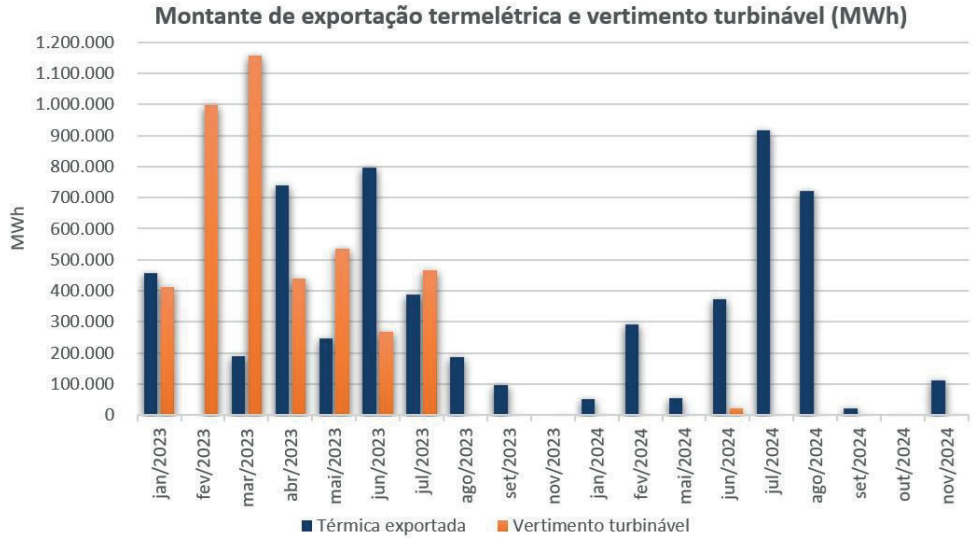


Fig. 5. Montante de exportação termelétrica e EVT pelo Brasil (MWh). (Dados: CCEE. Elaboração: MME).

Quanto à exportação EVT, vale mencionar que o início de sua operacionalização foi verificado, de maneira inédita, a partir de janeiro de 2023, trazendo relevantes benefícios tanto em termos de otimização do uso de recurso, que potencialmente seria desperdiçado, quanto em sua transação sob a ótica comercial. Assim, conforme evidenciado na Figura 6, o processo competitivo associado a essa exportação resultou na transação de montante financeiro total de R$ 782,8 milhões no período analisado, que beneficiou o Mecanismo de Realocação de Energia, MRE. Deste montante, cerca de 25% foram destinados às distribuidoras (R$ 195,7 milhões), beneficiando os consumidores cativos de energia elétrica.



Fig. 6. Montante financeiro associado à exportação EVT pelo Brasil. (Dados: CCEE. Elaboração: MME).

Já com relação à exportação proveniente de usinas termelétricas, destaca-se a devolução de Receita Fixa para a Conta Bandeiras, conforme diretriz estabelecida em normativo do MME. Assim, o total de compensação nesse período foi de R$ 273,4 milhões, conforme fluxo financeiro apresentado na Figura 7.

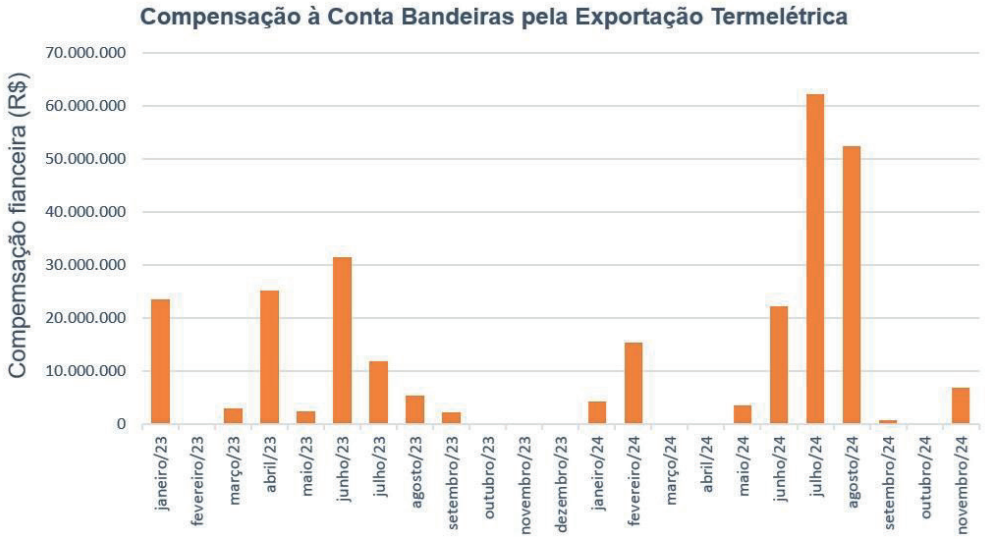


Fig. 7. Compensação à Conta Bandeiras pela exportação termelétrica. (Dados: CCEE. Elaboração: MME).

Por fim, registra-se que, além desses benefícios diretamente associados à exportação, verificou-se o pagamento pelo uso da rede (EUST) no montante de R$ 436 milhões, considerando ambos os processos (exportação de usinas termelétricas e EVT).

2.4 Avanços normativos recentes: Paraguai

A cooperação energética entre Brasil e Paraguai tem um histórico pioneiro, com destaque para a construção da UHE Itaipu, que representa um marco significativo na integração dos dois países, tendo havido também, em termos de infraestrutura de transmissão para a interligação internacional, a implantação da conversora de frequência de Acaray na década de 1970 [2]. Registra-se que o objetivo principal da interconexão entre o Brasil e o Paraguai via Acaray era o de prover o atendimento a algumas cargas da região de Foz do Iguaçu a partir do sistema paraguaio [3].

A conexão internacional Brasil-Paraguai por meio da conversora Acaray exige um tratamento específico para que não haja interferência nos acordos estabelecidos no Tratado Internacional de Itaipu, já que esse tratado tem regras claras sobre a utilização da energia gerada pela usina, o que requer uma análise detalhada para garantir que qualquer intercâmbio de energia entre países seja compatível com as obrigações contratuais, preservando os interesses de ambas as partes.

Não obstante, em 2024, um importante avanço foi dado no sentido de viabilizar a importação de energia firme advinda do Sistema Interconectado Nacional do Paraguai, excluindo a energia gerada pela UHE Itaipu, via conversora Acaray, permitindo sua negociação no Ambiente de Contratação Livre, ACL, do Brasil. As diretrizes para esse processo estão consolidadas na Portaria Normativa GM/MME nº 87, de 30 de outubro de 2024, cujas disposições estão em fase de avaliação para garantir a adequada operacionalização. Além disso, destaca-se a realização da Consulta Pública MME nº 172/2024 sobre a possibilidade de estender a modalidade interruptível de importação também ao Paraguai. Nesse processo, destaca-se a necessidade de resguardar as adequadas condições de contorno para que a importação de energia não sobreonere o consumidor brasileiro, observada as diretrizes que regem a comercialização de energia da UHE Itaipu. Assim, a análise dessa proposta segue em curso, sempre alinhada às disposições contratuais do Tratado de Itaipu e à busca por soluções que garantam benefícios equilibrados para as partes envolvidas.

3 OS INTERCÂMBIOS INTERNACIONAIS E OS SISTEMAS ISOLADOS

3.1 O Decreto nº 11.629/2023

Observados os benefícios da importação de energia elétrica pelo Brasil verificados no SIN, é que foi proposto o aprimoramento normativo para também beneficiar esta integração em sistemas eletricamente isolados, observadas as particularidades existentes.

Nesse sentido, por meio do Decreto nº 11.629, de 2023, foi possibilitada a redução dos dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis, CCC, por meio da importação de energia elétrica de custo mais baixo, para

atender a sistemas isolados, ou seja, localidades que, por motivos técnicos ou econômicos, não estão conectadas ao SIN. Destaca-se que a Lei nº 12.111, de 2009, e o Decreto nº 7.246, de 2010, regulam o atendimento e a transmissão nesses sistemas, mas a importação de energia elétrica não era prevista explicitamente antes das alterações do novo Decreto.

Assim, a inovação trazida foi materializada por meio da possibilidade de sub-rogação da CCC para agentes que viabilizarem a importação de energia elétrica, oferecendo uma nova forma de suprir a demanda energética com menores custos, e associando-se o montante a ser sub-rogado não a investimentos aprovados, mas sim ao custo da energia importada e ao volume correspondente.

Para a sua operacionalização, o próprio Decreto trouxe as respectivas diretrizes, dentre as quais as atribuições das instituições setoriais. A Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, é a responsável por aprovar a sub-rogação, observadas as avaliações do ONS, para garantir a operação segura nos sistemas isolados. O processo também envolve a deliberação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, CMSE, quanto ao preço, volume e diretrizes adicionais, buscando a redução da CCC e, consequentemente, do encargo tarifário pago pelos consumidores, com benefícios para todos os brasileiros, sem comprometer a soberania nacional e a segurança energética local. Tal rito de importação é apresentado nos incisos I ao III do § 10 do art. 12 do Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010, alterado pelo Decreto nº 11.629, de 4 de agosto de 2023.

Até então, observou-se a avaliação da temática para o caso da interligação Brasil-Venezuela, associada, portanto, ao atendimento de Boa Vista, que representa a única capital brasileira não conectada ao SIN, conforme apresentado a seguir.

3.2 Importação para atendimento a Boa Vista (Roraima): interligação Brasil – Venezuela

Em 29 de janeiro de 1997, Brasil e Venezuela assinaram um Memorando de Entendimentos com o objetivo de estabelecer os princípios para um contrato de suprimento de energia elétrica entre a empresa venezuelana Edelca (atualmente Corpoelec) e a Eletrobras Eletronorte. Esse contrato visava atender a cidade de Boa Vista, em Roraima, com um limite de importação de até 200 MW por 20 anos. A partir de março de 2019, o fornecimento de energia da Venezuela foi interrompido, mas agora, com o Decreto nº 11.629/2023, há uma nova oportunidade de retomar a importação, com foco na redução da CCC.

A retomada da importação de energia da Venezuela se insere em um contexto de integração elétrica regional, considerando as experiências passadas e as mudanças no setor elétrico brasileiro. O Decreto nº 11.629/2023 permite a sub-rogação da CCC, uma estratégia para reduzir os custos dessa conta, que impacta os consumidores do SIN, ao mesmo tempo em que garante a continuidade do atendimento a Roraima, que ainda é atendido de forma isolada. O CMSE tem acompanhado as discussões sobre o tema e, entre outubro de 2023 e janeiro de 2025, realizou deliberações importantes para garantir a modicidade tarifária e a segurança do suprimento diante de ofertas de importação recebidas, observada a operacionalização das diretrizes estabelecidas.

Embora a importação de energia da Venezuela seja uma oportunidade para reduzir custos e aumentar a segurança energética, sua operacionalização ainda depende da finalização de etapas operativas. Essas etapas serão cruciais para o sucesso da medida, que visa retomar o uso da interligação internacional e beneficiar os consumidores brasileiros com a redução de custos, ao mesmo tempo em que fortalece a segurança do suprimento eletroenergético no país. Os testes para a retomada da importação de energia elétrica a partir da Venezuela para atendimento ao sistema de Roraima foram iniciados em janeiro de 2025. Nesse sentido, deve-se avaliar infraestrutura de conexão internacional Brasil-Venezuela para permitir os intercâmbios internacionais posteriormente à interligação do Estado de Roraima ao SIN.

4 OPORTUNIDADES: COOPERAÇÃO X INTEGRAÇÃO

Conforme avaliado anteriormente, bem como em trabalhos distintos [2], o diagnóstico aponta que as inovações trazidas pelas diretrizes sobre intercâmbios internacionais de energia elétrica com o Brasil baseados em lógica comercial têm permitido expressivos ganhos aos agentes setoriais e aos consumidores brasileiros, tanto em cenários de escassez interna de oferta de recursos energéticos, a exemplo do vivenciado durante o biênio 2020/2021 em função da escassez hídrica severa, quanto em cenários de excedentes de recursos, a exemplo do observado a partir de 2023, especialmente relacionado à EVT. No primeiro caso, a possibilidade de importação de energia elétrica contribuiu de relevante maneira para a garantia do fornecimento de energia elétrica no Brasil, enquanto que, no segundo, houve a percepção de benefícios

diversos tanto para o mercado interno (recursos financeiros adicionais, maior exploração da capacidade de geração brasileira, bem como uso das instalações de transmissão de energia elétrica nas interligações internacionais e respectiva remuneração, etc.) quanto para o mercado externo, contribuindo para a pretendida integração elétrica regional entre os países.
Destaca-se que tais intercâmbios são para condições conjunturais, ou seja, relacionam-se ao fornecimento de energia elétrica interruptível. Assim, são apresentadas a seguir reflexões sobre desafios a serem superados e que ainda distanciam as cooperações hoje existentes, materializadas predominantemente em iniciativas binacionais, de uma integração eletroenergética regional, de fato. Esta, conforme destacado em [3], poderia se dar por meio não somente da interconexão dos sistemas elétricos, o que exige uma coordenação operacional mútua, harmonização das regulamentações, adoção de normas técnicas comuns, acordos contratuais a serem cumpridos e mecanismos para resolver disputas, mas também via integração de mercados, o que requer uma adequada governança para garantia da pretendida robustez e solidez, observada a segurança e soberania dos países envolvidos.

4.1 Falhas de mercado: competição e assimetria de informações

As falhas de mercado nos intercâmbios interruptíveis de energia elétrica com o Brasil refletem desafios relacionados, dentre outros aspectos, à competição e à assimetria de informações, que impactam diretamente a eficiência desses processos. Atualmente, os modelos adotados visam promover cenários competitivos, como a iniciativa brasileira de permitir a autorização de múltiplos comercializadores para participar desses processos. No entanto, mesmo com a intensificação do diálogo entre os países nessa temática, a competição ainda é um ponto sensível, como se observa quando, por exemplo, apesar de haver um amplo número de agentes brasileiros autorizados a participar do processo, poucos são os que, efetivamente, conseguem viabilizar as trocas de energia considerando as decisões dos países vizinhos. Essa discrepância afeta diretamente a competição e a captura de preços, o que gera ineficiências no mercado e dificulta o alcance de melhores condições para os consumidores locais. Nesse sentido, e sob a ótica da importação, por exemplo, registra-se que o potencial poder de mercado que o Brasil poderia exercer (mercado monopsônio) é mitigado pela lógica setorial, que baliza a otimização e a formação do preço da energia elétrica de curto prazo a partir da adoção de modelos computacionais no SIN, e, de maneira geral, pela transparência dos critérios e procedimentos estabelecidos. Diferentemente, nos países vizinhos há abordagens distintas, o que corrobora a busca pela atuação em prol do fortalecimento da integração elétrica regional, inclusive com a sensibilização da importância da ampliação das oportunidades concorrenciais nos desenhos existentes e futuros. A diversificação das possibilidades de intercâmbios internacionais do Brasil com mais países também mitiga esse risco.
Nos cenários de exportação, por sua vez, vale mencionar a competição interna entre múltiplos produtos, e a distribuição distinta de benefícios para os consumidores brasileiros a depender da fonte geradora, seja por meio da devolução de Receita Fixa para o caso de usinas termelétricas ou pela destinação de recursos provenientes dos excedentes hidrelétricos associados a usinas cotistas, o que aponta para eventual oportunidade de maior uniformização das regras brasileiras, observadas às mudanças da dinâmica setorial. Assim, a constante avaliação e adaptação dos modelos de intercâmbio de energia elétrica, especialmente quando relacionados a iniciativas binacionais, são fundamentais para corrigir falhas de mercado, melhorar a competição e promover a transparência nas transações entre os países da região.

4.2 Previsibilidade das ofertas e necessidades sistêmicas

A previsibilidade das ofertas é um outro aspecto crucial nos intercâmbios internacionais de energia elétrica, especialmente quando se busca garantir segurança no uso do recurso, equilibrando interesses entre os países envolvidos. Ou seja, na expectativa de disponibilidade previsível e firme, o que proporciona maior confiabilidade e eficiência no planejamento e na execução das políticas energéticas, *versus* a segurança do atendimento local, o que requer um alinhamento cuidadoso entre as condições do mercado interno e as operações no contexto internacional.
Um avanço importante do Brasil nesse sentido foi a introdução de regras que permitem a apresentação de ofertas de até 60 dias no processo de exportação de energia elétrica proveniente de usinas termelétricas. Essa flexibilização visa possibilitar que os agentes comercializadores possam alinhar suas ofertas às necessidades do mercado externo, ao mesmo tempo em que atendem às demandas internas. A utilização de um portfólio de usinas termelétricas é vista como um meio para endereçar essa possibilidade e dotar de maior

previsibilidade e segurança esse processo. Contudo, apesar dessa inovação normativa trazida na PRT MME nº 86/2024, sua aplicação prática ainda não foi observada. Assim, espera-se que, com o tempo, os agentes se ajustem e se organizem para aproveitar essa possibilidade, tornando o processo mais eficiente e operacionalmente viável.

Por fim, registra-se a oportunidade em se revisitar as premissas adotadas nos desenhos atuais de modo a harmonizar ainda mais as necessidades de recursos, sejam eles energéticos ou de atendimento de potência, entre os países, o que pode dar-se por meio da criação de mecanismos de cooperação mais robustos, que garantam que as ofertas e demandas sejam atendidas de forma equitativa e sustentável. Em última instância, a previsibilidade das ofertas e das necessidades sistêmicas, aliada à uma gestão adequada das capacidades das infraestruturas de energia elétrica existentes e em expansão, pode gerar ganhos consideráveis para os consumidores, ao mesmo tempo em que reforça a integração regional de forma segura e equilibrada. Além disso, é evidente a oportunidade de maximizar a exportação de recursos energéticos pelo Brasil considerando o contexto atual de sobreoferta, da existência e da perspectiva de excedentes em montantes ainda maiores.

5 CONCLUSÕES

Neste trabalho, foram apresentados os resultados da implementação dos intercâmbios internacionais de energia elétrica com o Brasil nos anos 2023 e 2024, até novembro. Com relação à importação, foi verificado montante de 534.152,87 MWh, sendo que, deste total, 64% foram advindos da Argentina e 36% do Uruguai, com um benefício de atendimento à ponta de carga do SIN de aproximadamente R$ 747,2 milhões.

Já com relação à exportação de energia elétrica, o montante foi de 9.954.517,983 MWh, sendo 85,68% destinados à Argentina e 14,32% ao Uruguai. Os recursos energéticos exportados foram provenientes de usinas termelétricas e de excedentes hidrelétricos (EVT).

Com relação ao processo competitivo associado à exportação EVT, destaca-se o montante financeiro total de R$ 782,8 milhões transacionados no período em análise, que beneficiou o MRE. Deste montante, 25% foram destinados às distribuidoras (R$ 195,7 milhões), beneficiando os consumidores cativos de energia elétrica.

No tocante à exportação de usinas termelétricas, destaca-se a devolução de receita fixa para a Conta Bandeira, com uma compensação de R$ 273,4 milhões.

Além desses benefícios, foram auferidos montantes relacionados ao pagamento da rede de transmissão associada, por meio do EUST: R$ 436 milhões referentes ao processo de exportação (termelétricas e EVT), e R$ 13,86 milhões relacionados à importação.

Adicionalmente, conforme análises apresentadas, evidenciaram-se diversos avanços nos regramentos associados aos intercâmbios internacionais de energia elétrica com o Brasil, dentre os quais a oportunização da importação para atendimento a sistemas isolados, bem como nova modalidade para a importação de energia firme advinda do Paraguai, associada à negociação no Ambiente de Contratação Livre brasileiro.

Não obstante às oportunidades de aprimoramentos vislumbradas, conclui-se, portanto, que as inovações trazidas pelas diretrizes sobre intercâmbios internacionais de energia elétrica com o Brasil têm permitido ganhos aos agentes setoriais e aos consumidores, do ponto de vista econômico e de segurança energética.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] I.S. Ribeiro e B.M.M.A. Braga, “Intercâmbios Internacionais de Energia Elétrica com o Brasil”, Interface do Direito de Energia - 1º edição, p.p. 274-298, 2021.

[2] I.S. Ribeiro, B.M.M.A. Braga e G.S. Godoi, “Intercâmbios Internacionais de Energia Elétrica com o Brasil”, XIX ERIAC, 2023.

[3] Empresa de Pesquisa Energética (EPE), “Panorama e Perspectivas sobre Integração Energética Regional”, Documento de Apoio ao PNE 2050, 2018.

IX. Comités de Estudio

C6

Comité de Estúdios C6 – Sistema de Distribución Activa y Recursos Energéticos Distribuidos

INNOVATIVE APPROACH FOR DETECTING THE CONNECTION OF DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES BASED ON DIESEL SYSTEMS USING EMT SIGNALS

J.NIETO*

UNIVERSIDAD DEL VALLE
COLOMBIA
Nieto.julian@correounivalle.edu.co

E-GÓMEZ

UNIVERSIDAD DEL VALLE
COLOMBIA
Eduardo.gomez@correounivalle.edu.co

Resumen *– Este artículo presenta un enfoque novedoso para detectar la conexión de recursos energéticos distribuidos basados en generación diésel mediante simulaciones de transitorios electromagnéticos (EMT). Es importante identificar estos recursos para asegurar la estabilidad operativa en sistemas de potencia ante la masiva integración de estos en la actualidad. Para ello, se utilizan modelos de simulación de DIgScilent basados en el estándar IEEE de 14 nodos, donde se analiza el transitorio que genera la conexión de la generación diésel distribuido. A través de transformadas wavelet y técnicas de clasificación espectral, se identifican las firmas características de los transitorios producidos por la conexión de estos recursos diésel. Este enfoque se compara con otros tipos de generación y carga en el sistema. Los resultados sugieren que las metodologías propuestas permiten detectar de manera efectiva la presencia de generación diésel distribuida en sistemas de potencia.*

Palabras clave: Generación-Diésel-Transitorio-Electromagnético-Recurso-Energía.Distribución-Transformada-Wavelet

1 INTRODUCCIÓN

La integración a gran escala de recursos energéticos distribuidos (DER, por sus siglas en inglés) y la disminución de generadores eléctricos convencionales está transformando significativamente la dinámica de los sistemas eléctricos [1]. Este cambio, impulsado por la necesidad de diversificar las fuentes de energía y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, ha desencadenado un aumento en la conexión y desconexión de estos recursos, generando perturbaciones que se han convertido en un tema prioritario de estudio [2], [3]. La creciente penetración de los DER plantea nuevos desafíos para garantizar la estabilidad y confiabilidad de los sistemas de potencia.

El modelo centralizado tradicional de los sistemas de potencia está evolucionando hacia un modelo más distribuido, donde los usuarios pueden no solo consumir, sino también aportar energía al sistema. Este cambio introduce nuevos desafíos, ya que los operadores de red a menudo carecen de información en tiempo real sobre la conexión de los DER, lo que dificulta una gestión eficiente. Esta falta de información puede provocar problemas como sobrecargas, caídas de voltaje y desequilibrios en la red. En este contexto, resulta esencial el desarrollo de herramientas avanzadas que permitan monitorear y gestionar eficientemente la conexión y desconexión de los DER. Dichas herramientas no solo contribuirían a mantener la estabilidad del sistema, sino también a mejorar la planeación y la gestión de la energía eléctrica distribuida. Además, dado que algunos DER, como los generadores diésel, son emisores de gases contaminantes, se hace imperativo implementar métodos de identificación automática y eficiente que permitan catalogar su conexión de manera rápida y no intrusiva, en cumplimiento con normativas ambientales emergentes.

Estudios previos han abordado diversos aspectos relacionados con los DER, incluyendo los problemas asociados a la conexión y desconexión de microrredes [2] y unidades de generación [3]. Por otro lado, la norma

* nieto.julian@correounivalle.edu.co

IEEE 1547 establece recomendaciones para garantizar la estabilidad y seguridad de los sistemas de potencia frente a la integración de estos recursos [4]. Algunos trabajos han explorado la identificación de DER, como baterías y paneles solares, mediante algoritmos de aprendizaje autónomo en redes de bajo voltaje [5]. Herramientas matemáticas, como la transformada Wavelet, también han demostrado su eficacia en el análisis de señales transitorias. Esta técnica se ha utilizado para la obtención de la fase de la impedancia eléctrica [6], [7], así como para la detección de transitorios de voltaje en conmutaciones y el monitoreo no intrusivo de cargas [8]. Estas aplicaciones destacan el potencial de la transformada Wavelet para el análisis avanzado de señales en sistemas de potencia.

Los generadores diésel, en particular, juegan un papel crucial como recursos energéticos distribuidos en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Estos generadores se ubican estratégicamente en áreas con limitaciones de transmisión o distribución y, en algunos casos, se combinan con sistemas de almacenamiento de energía para optimizar el consumo de combustible. Sin embargo, también son una fuente significativa de emisiones contaminantes, lo que subraya la importancia de monitorear sus operaciones para cumplir con estándares ambientales y reducir su impacto negativo.

En este trabajo, se propone una metodología para la caracterización e identificación de la conexión de recursos energéticos distribuidos basados en generación diésel en sistemas de potencia. Esto se logrará mediante el análisis de las señales transitorias en distintos puntos de la red, utilizando herramientas matemáticas avanzadas como la transformada Wavelet. Este enfoque representa un primer paso hacia un control más efectivo de este tipo de generación, lo que permitirá mantener la estabilidad del sistema ante la integración masiva de recursos energéticos distribuidos y contribuir al cumplimiento de normativas ambientales.

2 CONFIGURACIÓN DEL ENTORNO DE SIMULACIÓN

2.1 Escenario de estudio de simulación

Para el desarrollo de este estudio se utilizó la red IEEE de 14 nodos, implementada en el software de simulación DIgSILENT PowerFactory. Esta red ha sido ampliamente utilizada en la literatura para el análisis de sistemas de potencia y estabilidad, como se menciona en los artículos [9] y [10]. La Figura 1 muestra el diagrama de la red modelada en el software. A esta red se le realizó una modificación en la barra 2 para implementar el recurso a caracterizar, que en este caso es un generador distribuido diésel.

Inicialmente, se realizaron pruebas preliminares para garantizar el correcto funcionamiento de la red tras la implementación del recurso. Se llevaron a cabo simulaciones de flujo de carga, verificando que las tensiones de las barras en p.u. se encontraran dentro del rango de 0.9 a 1.1, lo cual asegura que el sistema opera en condiciones normales. También se comprobó que las potencias activas generadas y consumidas no sobrecargaran ningún generador. Adicionalmente, se realizó un análisis de cortocircuito trifásico, el cual confirmó que el sistema no presenta corrientes de cortocircuito excesivas. Esto indica que el modelo está correctamente construido y apto para realizar simulaciones de este tipo.

2.2 Selección del modelo para un recurso distribuido diésel

Es fundamental considerar ciertos parámetros clave para que el modelo del recurso distribuido diésel se adapte adecuadamente a las necesidades de simulación. Entre ellos se destacan:
El modelo debe ser capaz de integrarse a un sistema eléctrico de potencia para realizar simulaciones.

- Integración al sistema eléctrico: El modelo debe ser capaz de integrarse de manera efectiva a un sistema eléctrico de potencia para permitir simulaciones precisas.
- Ajuste de potencia: Debe ofrecer la posibilidad de ajustar la potencia entregada por el generador, incluyendo la configuración de múltiples generadores operando en paralelo.
- Conexión y desconexión: El modelo debe permitir realizar conexiones y desconexiones al sistema eléctrico de potencia de forma confiable.
- Representación de dinámicas: Debe ser capaz de modelar tanto los transitorios como el estado estable del sistema, asegurando una representación completa de las condiciones operativas.

Otro de los parámetros que se considera crucial para modelar un generador diésel son las reactancias transitorias y subtransitorias del sistema. Estos parámetros son esenciales para la simulación de transitorios [11]. Normas como la IEEE Std 141-1993 [12] y textos especializados como [13] y [14] proporcionan valores para estas reactancias en máquinas síncronas, los cuales pueden adaptarse a generadores diésel. A partir de la información recopilada en la literatura, los parámetros correspondientes se organizan en la Tabla 1.

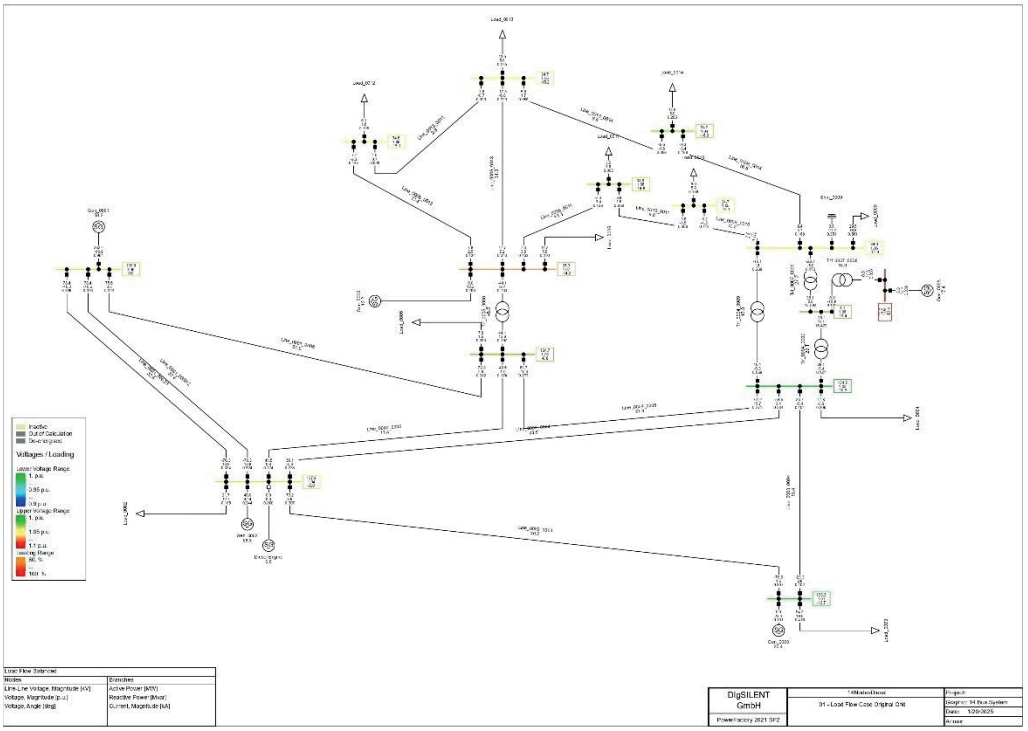


Fig. 1. Sistema IEEE de 14 nodos con modificación realizada en la barra 2

TABLA I. VALORES TÍPICOS DE REACTANCIAS PARA GENERADORES DIÉSEL

Parámetro	Valor Típico (pu)
Reactancia de Eje Directo (Xd)	1.0 - 1.5
Reactancia de Eje en Cuadratura (Xq)	0.6 - 0.8
Reactancia Transitoria de Eje Directo (Xd′)	0.2 - 0.3
Reactancia Transitoria de Eje en Cuadratura (Xq′)	0.2 - 0.3
Reactancia Subtransitoria de Eje Directo (Xd″)	0.1 0.2
Reactancia Subtransitoria de Eje en Cuadratura (Xq″)	0.1 - 0.2
Resistencia del Estator (Rs)	0.01 - 0.02
Reactancia de Fuga del Estator (Xl)	0.1 - 0.15

3 ESTRATEGIA PARA EL ANÁLISIS Y CLASIFICACIÓN DEL RECURSO

Para el desarrollo de esta investigación, la metodología se divide en dos etapas esenciales. En la primera, se lleva a cabo una etapa de simulación que incluye la elección del escenario, la creación de puntos de simulación y el almacenamiento de información. En esta etapa, se simula el recurso distribuido diésel para potencias que

van desde 20 kW hasta 50 MW. Cada potencia se analiza bajo diferentes escenarios de conexión, variando el ángulo de conexión del recurso.

Todas las simulaciones se realizaron utilizando transitorios electromagnéticos, ya que estos proporcionan información más detallada y útil para el análisis en comparación con las simulaciones RMS. Con el fin de diferenciar el recurso distribuido diésel de otros elementos conectados a la red, se realizaron simulaciones de conexión en la misma barra para distintos recursos, como cargas resistivas, generadores eólicos, paneles solares y generadores síncronos tradicionales que modelan una central hidroeléctrica. La selección de estos recursos permite cubrir una amplia variedad de tecnologías, lo que contribuye a crear una base de datos enriquecida con los diferentes eventos transitorios generados.

Una vez completada la base de datos con las simulaciones realizadas, se procede a la extracción de características de cada recurso. Para esto, se utilizan índices de selectividad basados en análisis transitorios mediante la transformada wavelet. Este análisis permite descomponer la señal en diferentes escalas de tiempo y frecuencia, proporcionando una representación más detallada del comportamiento dinámico de la señal.

Después de aplicar el método de análisis, se procede con un método de clasificación basado en el análisis espectral de las características de cada recurso. En esta etapa, se emplea un algoritmo que identifica los rangos de frecuencia más adecuados para la clasificación de la señal. Este algoritmo funciona mediante un enfoque de "fuerza bruta", evaluando diferentes rangos hasta encontrar el más adecuado para clasificar la señal de manera precisa.

4 MÉTODOS DE ANÁLISIS

Los métodos de análisis son procedimientos que permiten extraer las características de las señales y facilitan la identificación del recurso distribuido. Para el propósito de esta investigación, se emplean los siguientes métodos:

- Imagen wavelet
- Análisis de energía
- Análisis de picos
- Análisis de índice de selectividad

4.1 Imagen wavelet

Este método parte a partir de la construcción de una matriz de coeficientes que puede aplicarse tanto a las señales de tensión como las de corriente. Este método describe el comportamiento de la señal en función del tiempo y la frecuencia a partir de una wavelet madre con diferentes factores de escalamiento. La forma gráfica de este método genera un mapa de calor que permite visualizar los eventos de la señal.

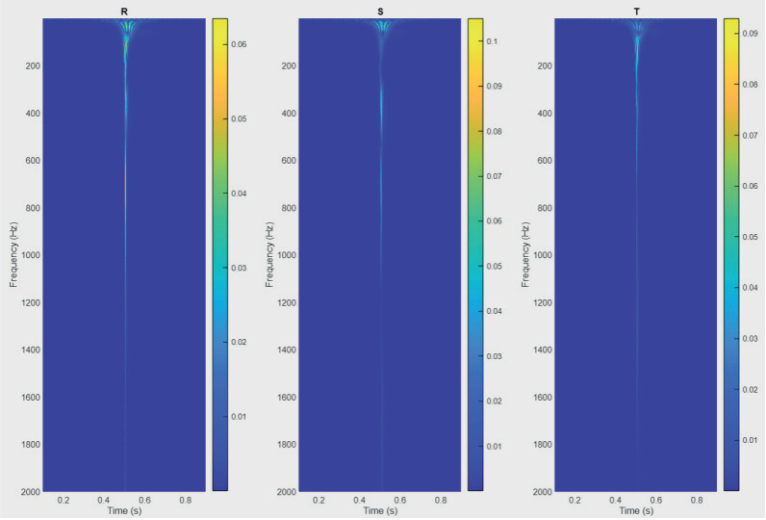


Fig. 2. Imagen wavelet con voltaje filtrado para cada fase al conectar un recurso distribuido diésel de 1 MW a un ángulo de conexión de 30 grados.

En la Fig. 2 se presenta un mapa de calor que muestra cada fase de voltaje filtrado tras la conexión de un recurso distribuido diésel de 1 MW, considerando un ángulo de conexión de 30 grados. Este método facilita la identificación de las regiones no transitorias y destaca el momento de la conexión del recurso distribuido, evidenciado en la región transitoria ubicada en el centro de la imagen.

4.2 Análisis de energía

A diferencia del método anterior, este enfoque se basa exclusivamente en un análisis frecuencial. Su objetivo principal es determinar la cantidad de energía contenida en una señal en comparación con otras. Para ello, se construye un vector cuyas componentes representan la energía asociada a cada frecuencia analizada.

Es importante destacar que, para llevar a cabo este análisis, es necesario disponer previamente de la matriz wavelet, ya que esta matriz contiene el conjunto de datos correspondientes a cada frecuencia.

4.3 Análisis de picos

El análisis de picos se lleva a cabo utilizando exclusivamente las componentes de la región transitoria de la matriz wavelet de tensión o corriente. Este análisis evalúa la correlación de la señal con una frecuencia específica, definida por una wavelet madre.

Para realizar este análisis, se calcula el valor máximo absoluto de cada dato en la región transitoria, determinando así el valor máximo de cada fila de la matriz wavelet. Posteriormente, estos valores se organizan en un vector cuya dimensión coincide con el número de filas de la matriz wavelet.

4.4 Análisis de índice de selectividad

El análisis del índice de selectividad tiene como objetivo comparar las características de la región transitoria con los valores de la región estacionaria. Este análisis puede interpretarse como la construcción de una matriz wavelet generada a partir de señales filtradas, no filtradas o una combinación de ambas. Para este estudio, se proponen tres formas de calcular el índice de selectividad:

- Índice de selectividad directo: Se construye la matriz wavelet utilizando tanto la región transitoria como la no transitoria sin aplicar filtrado.
- Índice de selectividad mixto: Se construye la matriz wavelet combinando la región no transitoria sin filtrar y la región transitoria filtrada.
- Índice de selectividad cruzado: Se construye la matriz wavelet utilizando la región no transitoria filtrada y la región transitoria sin filtrar.

5 CLASIFICACIÓN DE LAS SEÑALES

Después de realizar el análisis de señales con los métodos previamente descritos, es necesario analizar las características extraídas y clasificar el recurso distribuido diésel. Este proceso se basa en un análisis frecuencial, donde el eje de frecuencias se divide en intervalos específicos, y en cada uno se extrae el valor máximo o mínimo de la señal. A partir de estos puntos, se proponen dos métodos de clasificación para realizar la identificación del recurso distribuido.

5.1 Decisión por pendiente de recta secante

Este método evalúa la variación de magnitud entre dos puntos seleccionados según el análisis escogido. La pendiente se puede calcular como la relación entre la variación de magnitud y la variación de frecuencia de esos puntos, o bien mediante el ángulo formado entre ellos. Este procedimiento debe repetirse para todos los recursos que se desean clasificar; sin embargo, no es aplicable para clasificar señales obtenidas mediante diferentes métodos de análisis, como el análisis de picos y el de energía, ya que los resultados no son comparables entre sí.

5.2 Decisión por relación de magnitudes

Este método busca establecer una relación entre las dos magnitudes al realizar la división entre el primer y el segundo punto o de manera inversa sin considerar el desplazamiento de frecuencia en ambos puntos.

6 ALGORITMO DE BUSQUEDA

Para identificar el intervalo que permita clasificar el recurso distribuido diésel, es necesario aplicar tanto un método de análisis como un método de clasificación específico. Para ello, se propone un algoritmo basado en "fuerza bruta". Este algoritmo genera intervalos aleatorios y verifica si existe algún método de clasificación, combinado con un método de análisis, que permita separar ese conjunto de frecuencias de los demás conjuntos asociados a otros recursos a analizar.

El algoritmo utiliza un índice de exclusividad que mide si un conjunto está completamente excluido de los valores de otros conjuntos. Si el conjunto es totalmente exclusivo, el índice toma el valor 1; si no lo es, el índice es 0. Para calcular este índice, se verifica si cada dato del conjunto no se encuentra dentro de los valores de otros conjuntos. Luego, se contabiliza el número de datos exclusivos y se calcula un porcentaje, que es la proporción de datos exclusivos sobre el total del conjunto. El objetivo es que este porcentaje sea lo más cercano posible a 1, indicando que el recurso energético puede clasificarse de manera confiable dentro de los intervalos definidos mediante el método de análisis y clasificación seleccionados.

7 ANÁLISIS DE DATOS Y RESULTADOS DE CLASIFICACIÓN

Después de implementar el algoritmo, se observó que la conexión de la carga tiene un impacto más significativo en la red en comparación con otros recursos. Esto permite caracterizarla de manera preliminar y descartarla antes de proceder con la clasificación de los demás recursos. En la Fig. 3 se presenta un diagrama de cajas que muestra los rangos en los que se logra caracterizar la carga de manera efectiva.

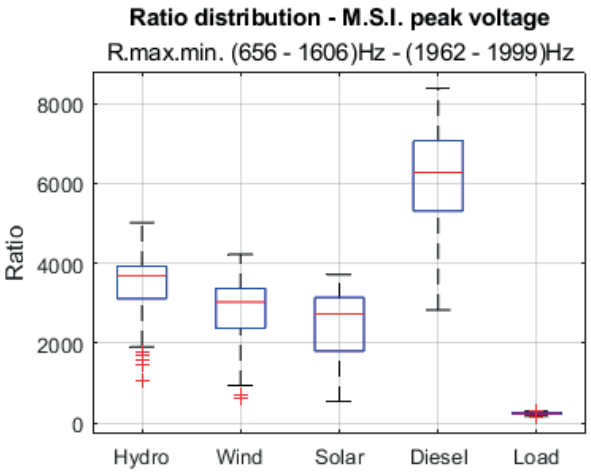


Fig. 3. Clasificación de carga resistiva

Aunque la caracterización de la carga resultó útil para descartarla y facilitar la clasificación de los demás recursos, se determinó que el recurso distribuido diésel puede clasificarse sin necesidad de identificar previamente la carga. Los resultados obtenidos para la clasificación de la carga resistiva y el recurso diésel se presentan en la Tabla 2. Esto permite comparar la identificación de ambos recursos conectados al sistema de potencia, evidenciando las diferencias entre los elementos analizados. En la Tabla 2 se detallan el método de análisis empleado, el método de decisión, los intervalos utilizados para el cálculo del método de decisión y el resultado final que refleja la división lograda con el método.

En la Fig. 4 se presenta el diagrama de cajas que ilustra la clasificación del recurso distribuido diésel en comparación con los demás recursos. Este análisis se llevó a cabo utilizando un índice de selectividad mixto

basado en picos de voltaje, junto con un método de decisión basado en la relación de magnitudes mínimo-mínimo.

TABLA 2. RESULTADOS OBTENIDOS PARA LA IDENTIFICACIÓN DE CARGA RESISTIVA Y UN RECURSO DISTRIBUIDO DIÉSEL

Recurso	Método de análisis	Método de decisión	Primer intervalo	Segundo intervalo	Resultado final
Carga resistiva	Índice de selectividad mixto – Picos de voltaje	Relación de magnitudes (máximo - mínimo)	656 Hz a 1606 Hz	1962 Hz a 1606 Hz	137,617 a 317,814
Recurso distribuido diésel	Índice de selectividad mixto – Picos de voltaje	Relación de magnitudes (mínimo - mínimo)	1584 Hz a 1596 Hz	1597 Hz a 1726 Hz	3,225 a 4,017

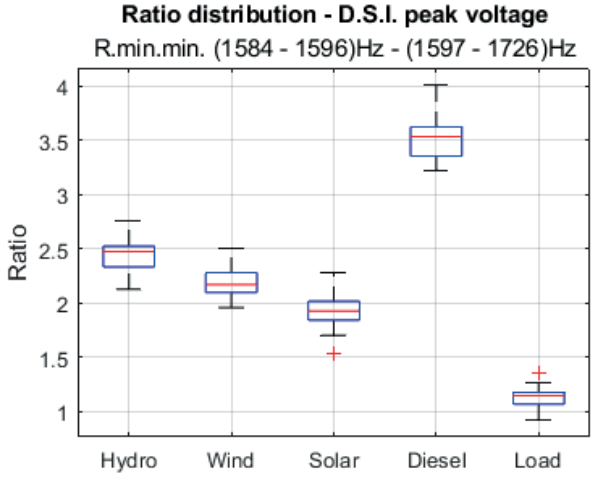


Fig. 4. Clasificación del recurso distribuido diésel

8 CONCLUSIONES

- Se observa que la transformada wavelet demostró ser eficaz para la identificación y caracterización de recursos distribuidos basados en generación diésel durante la ocurrencia de fenómenos transitorios en el sistema de potencia.
- La metodología empleada permitió simular el recurso distribuido diésel en diversos escenarios de integración a la red, lo que facilitó la evaluación del comportamiento de este fenómeno transitorio en comparación con otros recursos conectados al sistema.
- Existen limitaciones en la precisión de la identificación, ya que, aunque se utilizó un modelo de generador distribuido diésel basado en características genéricas y parámetros de reactancias típicas presentados en la Tabla 2, es posible que haya cierta incertidumbre al enfrentar otras tecnologías o modelos.
- Aunque se realizaron mediciones de voltaje y corriente en diferentes puntos del sistema, la identificación se logró únicamente utilizando las señales de voltaje. Sin embargo, la utilización combinada de ambas mediciones podría mejorar la precisión del proceso de identificación, ya que las señales de corriente pueden aportar información complementaria sobre la dinámica del sistema. No obstante, esto también implicaría un mayor volumen de datos por analizar y un incremento en la complejidad computacional del método empleado.

9 REFERENCIAS

[1] F. Ibarra y M. Mendoza Méndez, "El papel de los recursos energéticos distribuidos y las redes inteligentes," en Secretaría de Energía (SENER), Informe Técnico, 2015, pp. 1-50.

[2] J. Rocabert, G. M. S. Azevedo, I. Candela, F. Blaabjerg y P. Rodriguez, "Connection and disconnection transients for micro-grids under unbalance load condition," en Proceedings of the 2011 14th European Conference on Power Electronics and Applications, 2011, pp. 1-9.

[3] A. M. Amani, N. Gaeini, M. Jalili y X. Yu, "Effect of disconnection of generation units on the rate of change of frequency in distributed power systems," en 2017 Australian and New Zealand Control Conference (ANZCC), 2017, pp. 127-132. doi: 10.1109/ANZCC.2017.8298498.

[4] IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces, 2020.

[5] A. F. Moreno Jaramillo, J. Lopez-Lorente, D. Laverty, J. Martinez-del-Rincon y A. M. Foley, "Identification of Distributed Energy Resources in Low Voltage Distribution Networks," en 2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), 2021, pp. 1-6. doi: 10.1109/ISGTEurope52324.2021.9639971.

[6] E. Gómez-Luna, J. S. Cuartas-Bermúdez y E. Marles-Sáenz, "Obtención de la fase de la impedancia eléctrica usando transformada Wavelet y transformada de Fourier de señales transitorias. Parte 1: Análisis teórico," Dyna (Medellín), vol. 84, n.º 201, p. 138, mayo de 2017. doi: https://doi.org/10.15446/dyna.v84n201.58694.

[7] E. Gómez-Luna, J. S. Cuartas-Bermúdez y E. Marlés-Sáenz, "Obtaining the electrical impedance phase using Wavelet transform and Fourier transform from transient signals. Part 2: practical assessment and validation," Dyna (Medellín), vol. 85, n.º205, pp. 105-110, abr. de 2018. doi: https://doi.org/10.15446/dyna.v85n205.68458.

[8] C. Duarte, P. Delmar, K. W. Goossen, K. Barner y E. Gomez-Luna, "Non-intrusive load monitoring based on switching voltage transients and wavelet transforms," en 2012 Future of Instrumentation International Workshop (FIIW) Proceedings, 2012, pp. 1-4. doi: 10.1109/FIIW.2012.6378333.

[9] K. Kulkarni, V. Pande and A. Tare, "Dynamic And Transient Voltage Stability Analysis with Integration of Wind Farms," 2022 4th International Conference on Advances in Computing, Communication Control and Networking (ICAC3N), Greater Noida, India, 2022, pp. 1672-1675, doi: 10.1109/ICAC3N56670.2022.10074020.

[10] G. Bagha and A. Kumar, "Voltage Profile Enhancement for IEEE-14 Bus System using UPFC, TCSC and SSSC," 2018 2nd IEEE International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES), Delhi, India, 2018, pp. 267-272, doi: 10.1109/ICPEICES.2018.8897354.

[11] Appendix A: Trigonometric relations, constants and conversion factors and abbreviations, en Analysis of Electric Machinery and Drive Systems, Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., jul. de 2013, págs. 623-625, ISBN: 9781118524336.

[12] IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants, New York, NY, USA: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 1993. DOI: 10.1109/IEEESTD.1993.114370.

[13] S. J. Chapman, Electric Machinery Fundamentals, 4th ed., New York, NY, USA: McGraw-Hill Education, 2005, ISBN: 978-0072465235.

[14] J. J. Grainger y W. D. Stevenson, Power System Analysis, New York, NY, USA: McGraw-Hill Education, 1994, ISBN: 978-0070612938.

Comité de Estúdios C6 - Sistema de Distribución Activa y Recursos Energéticos Distribuidos

NUEVA PROPUESTA DE METODOLOGÍA PARA LA DETECCIÓN DE LA CONEXIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS BASADO EN SISTEMAS EÓLICOS MEDIANTE SEÑALES EMT

J. CEBALLOS*
Universidad del Valle
Colombia
Jacobo.ceballos@correounivalle.edu.co

E. GÓMEZ
Universidad del Valle
Colombia
Eduardo.gomez@correounivalle.edu.co

Resumen *– Este artículo presenta una metodología para identificar recursos eólicos distribuidos mediante simulaciones de transitorios electromagnéticos (EMT), con el objetivo de garantizar la estabilidad y confiabilidad en la operación de los sistemas eléctricos. Utilizando el modelo IEEE de 14 barras en PowerFactory, se simulan condiciones específicas y perturbaciones derivadas de la integración de recursos eólicos, permitiendo un análisis detallado de cómo afectan la dinámica del sistema.*
La metodología aplica transformadas wavelet y técnicas avanzadas de clasificación espectral para capturar patrones distintivos de los transitorios inducidos por la conexión de aerogeneradores. Además, se realiza una comparación con otras formas de generación y cargas en el sistema, proporcionando una mayor precisión en la detección y caracterización de estos recursos. Los resultados indican que las técnicas propuestas son efectivas para identificar la presencia de generación eólica distribuida, contribuyendo a una gestión más robusta del sistema eléctrico.

Palabras clave: Simulación – EMT – DER – Generador eólico – Transformada - Wavelet – Sistema - Potencia

1. INTRODUCCIÓN

En los últimos años, el crecimiento de las tecnologías de generación basadas en recursos renovables, como los sistemas eólicos, ha transformado la forma en que se conciben los sistemas eléctricos de potencia. Sin embargo, esta integración masiva plantea retos significativos para la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico, debido a que las infraestructuras actuales no fueron diseñadas para manejar este tipo de recursos de manera óptima. Por lo tanto, es fundamental evaluar el impacto de estos generadores en el sistema eléctrico y desarrollar metodologías que permitan gestionar su integración de manera eficiente [1].

Una de las principales necesidades es identificar en tiempo real el momento en que un recurso energético distribuido, como un generador eólico, se conecta al sistema. Esta información puede ser de gran utilidad para los operadores de red, ya que les permite anticipar la cantidad de energía a generar, optimizar la gestión de la generación distribuida y mantener la estabilidad operativa del sistema.

En este contexto, se propone una nueva metodología para la detección de la conexión de recursos energéticos distribuidos basados en sistemas eólicos, enfocándose en el análisis de los transitorios electromagnéticos (EMT). Durante la conexión de este tipo de generadores, se producen perturbaciones en el sistema, como variaciones en la tensión, la corriente y la frecuencia, lo que genera la necesidad de monitorear y analizar estos eventos de forma detallada [2]. El uso de la transformada wavelet se destaca como una

* Jacobo.ceballos@correounivalle.edu.co

herramienta eficaz para el análisis de señales transitorias, especialmente en este tipo de conexiones [3]. En los estudios [4] y [5], se emplean tanto la transformada wavelet como la transformada de Fourier para realizar una comparativa, proponiendo la adopción de la transformada wavelet en lugar de la de Fourier. Esto se debe a su superior desempeño en el análisis de señales transitorias.

El análisis de señales EMT ofrece una ventaja significativa frente a los enfoques tradicionales basados en valores eficaces (RMS), al proporcionar una mayor cantidad de información sobre los eventos transitorios. En particular, el uso de la transformada wavelet ha demostrado ser una herramienta eficaz para analizar este tipo de señales, ya que permite extraer patrones y perfiles útiles para clasificar y caracterizar las perturbaciones en el sistema [6].

Este trabajo presenta una nueva propuesta metodológica basada en señales EMT para la detección de la conexión de recursos energéticos distribuidos en sistemas eólicos. La metodología busca ofrecer una herramienta robusta para los operadores de red, mejorando la capacidad de monitoreo y análisis de los impactos de los recursos renovables en el sistema eléctrico.

2. METODOLOGÍA

Para el desarrollo de este estudio, el trabajo se divide en dos etapas fundamentales. La primera etapa corresponde a la simulación, donde se crean los escenarios de conexión del generador eólico al sistema de potencia. La segunda etapa se centra en el análisis de los resultados obtenidos a partir de las simulaciones.

El entorno de simulación elegido para este trabajo es el sistema de referencia IEEE de 14 nodos en el programa PowerFactory. Este modelo fue seleccionado debido a su amplio uso en el ámbito investigativo, ya que proporciona un marco sólido para evaluar cómo la integración de recursos distribuidos, como la generación basada en energía eólica, afecta una red tradicional.

Una vez definido el entorno de simulación, se realiza la implementación del generador eólico en la barra número 002 del sistema, donde esta barra tiene un nivel de tensión de 132 kV.

La planta eólica usada es la que viene implementada en el software de simulación, esto dado que los valores necesarios para el modelado de este tipo de generadores cumple con el estándar IEEE 1110-2019 donde se tiene una guía para el moldeamiento de generadores síncronos con aplicaciones en la estabilidad transitoria en el sistema de potencia, de igual forma se guio de la IEC 61400-27 el cual ofrece guías sobre cómo representar el comportamiento dinámico y estacionario del generado eólico [7] [8].

Se simulará su conexión a la red variando tanto los niveles de potencia como los ángulos de conexión. Los niveles de potencia a evaluar incluyen 20 kW, 50 kW, 100 kW, 500 kW, 1 MW, 3 MW, 5 MW, 20 MW y 50 MW, mientras que los ángulos de conexión serán 0°, 30°, 60°, 90°, 120°, 150° y 180°. Esto genera un conjunto de datos de 63 puntos únicamente para la planta eólica.

Es importante destacar que este conjunto de datos por sí solo no será suficiente para diferenciar una planta eólica de otros tipos de generación, como granjas solares. Por esta razón, se realizarán simulaciones adicionales para otros elementos conectados a la red, como granjas solares, plantas diésel, cargas resistivas y generadores sincrónicos.

Para simular la entrega de estos niveles de potencia al sistema eléctrico, solo será necesario ajustar las especificaciones del generador para cada nivel de potencia y ángulo de conexión. Este procedimiento se repetirá para todos los escenarios definidos, asegurando un conjunto de datos completo para su análisis.

A partir de la extracción de datos de las simulaciones, se usarán diferentes métodos de decisión para poder clasificar correctamente el recurso en cuestión.

3. MÉTODOS DE DECISIÓN

Con los datos obtenidos de la simulación se procede a realizar el análisis, esto se hace con diferentes métodos propuestos en este trabajo, estos son:

- Imagen wavelet
- Análisis de densidad de energía
- Análisis de picos
- Análisis por índice de selectividad

3.1 Imagen wavelet

Esté método requiere la aplicación de la transformada wavelet, donde es necesario seleccionar una wavelet madre acompañado de un conjunto de frecuencias equidistantes. El resultado obtenido es un vector de filas que se apilaran verticalmente, por lo que las frecuencias más bajas quedaran en la parte inferior de la matriz y las más altas en la parte superior.

El resultado final será la matriz wavelet, donde cada fila de la matriz es el análisis de la señal transitoria en cada una de las frecuencias seleccionadas. Cada columna representa el tiempo de cada instante. Dada la magnitud de esta matriz, resulta más sencillo de ver el resultado mediante una gráfica de color donde se designa los colores cálidos a los valores absolutos más grandes y colores fríos a los valores absolutos más pequeños de la matriz, esto se puede ver mejor en Fig. 1. Este análisis se realiza tanto en corriente como en tensión para las tres fases.

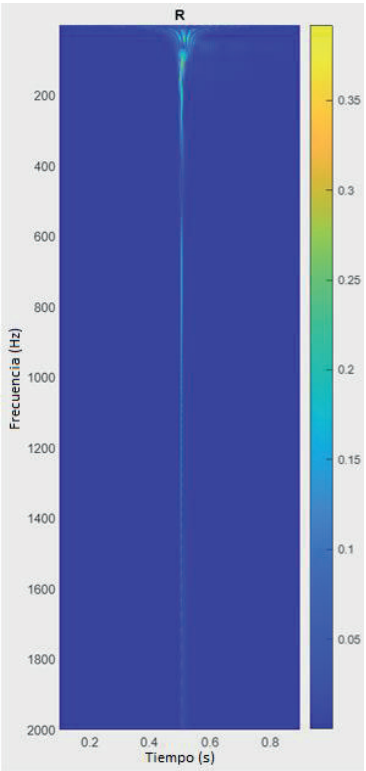


Fig. 1. Imagen wavelet de la fase R de la conexión de un generador eólico con potencia de 3 MW con un ángulo de 30 grados.

3.2 Análisis de densidad de energía

Este método permite descomponer la señal de tensión o corriente y calcular la distribución de energía asociada a cada frecuencia. Esto se hace a partir de la matriz wavelet, hallando la energía contenida en cada fila o lo

que es lo mismo, la energía contenida por cada nivel de frecuencia. El resultado es un vector de energía que facilita la representación gráfica de la energía en función de la frecuencia.
A través de este procedimiento, es posible identificar la cantidad de energía contenida en la señal para cada componente frecuencial, lo que resulta fundamental para diferenciar diversos tipos de eventos. Cabe destacar que, para evitar distorsiones en los resultados, es necesario eliminar los extremos de la señal, ya que estos suelen generar picos indeseados en la salida del análisis.

3.3 Análisis de picos

Este enfoque permite identificar el valor pico del módulo de la señal en el instante exacto en que ocurre la perturbación. Mediante la aplicación de la transformada wavelet, es posible localizar el momento del transitorio y, a partir de ello, determinar con precisión la amplitud máxima de la señal. Esto también proporciona información sobre las amplitudes presentes en dicho instante y su frecuencia asociada.
El método optimiza el análisis del comportamiento de la amplitud máxima de la señal transformada en función de su componente frecuencial. Además, permite identificar la similitud máxima de la señal analizada con la wavelet madre seleccionada en el dominio espectral, ya que este proceso puede interpretarse como una operación análoga a la convolución entre dos señales, destacando las características espectrales más relevantes.

3.4 Análisis por índice de selectividad

Este enfoque requiere contar con la información previa obtenida mediante el método de picos o el de energía, ya que su objetivo principal es calcular un índice basado en dichos resultados. El índice se determina dividiendo el valor obtenido en la región transitoria de la señal (ya sea picos o energía) entre el error cuadrático medio calculado en la región no transitoria, al cual se le suma un coeficiente ajustado que será el valor máximo encontrado en el numerador. Este coeficiente tiene como propósito evitar divisiones por cero, asegurando que el resultado del índice esté acotado con un valor máximo de 1.

Existen tres variantes de índices de selectividad, cada una basada en los principios previamente mencionados, pero con particularidades en su implementación:

3.4.1 Índice de selectividad directo:

Se aplica el procedimiento directamente sobre la señal original, sin realizar ningún tipo de filtrado.

3.4.2 Índice de selectividad mixto:

Se filtra únicamente la región transitoria de la señal, mientras que la región no transitoria permanece sin modificaciones. Luego, se procede con el cálculo descrito anteriormente.

3.4.3 Índice de selectividad cruzado:

En este caso, el filtrado se realiza exclusivamente sobre la región no transitoria, dejando la región transitoria en su estado original.

4 CLASIFICACIÓN DE LAS SEÑALES

A partir de los resultados obtenidos con los métodos de análisis mencionados anteriormente, se procede a clasificar los resultados para poder de esta forma identificar la conexión de un generador eólico. Este método se basa en la división de intervalos de frecuencia del método de análisis a estudiar, donde se tomarán dos valores, evidentemente los valores a obtener siempre serán un valor mínimo con un valor máximo o al contrario, esto se puede entender mejor visualizando la Fig. 2.

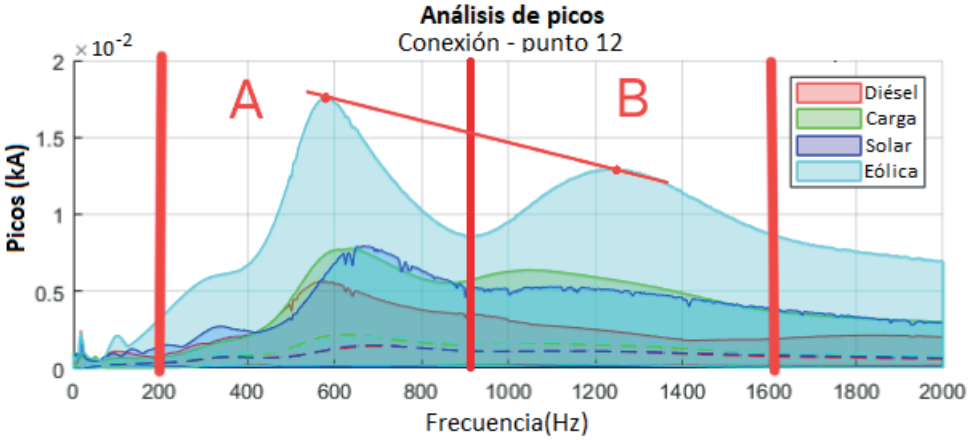


Fig. 2. Análisis de picos en corriente aplicando método de decisión entre un punto máximo y mínimo de dos intervalos para recurso eólico.

De estos casos resulta dos métodos, el primero es el de pendiente por recta secante y el segundo es el de relación de magnitudes.

4.1. Pendiente por recta secante

El procedimiento consiste en trazar una línea imaginaria que conecte un punto máximo o mínimo dentro de un intervalo delimitado con otro punto máximo o mínimo de un intervalo distinto. Esto genera una línea recta cuya pendiente puede ser determinada. Posteriormente, se realiza una comparación de dicha pendiente con otros valores o recursos disponibles. Es importante destacar que esta comparación debe realizarse utilizando el mismo método de análisis, ya sea con base en picos o en energía.

4.2. Relación de magnitudes

Para evitar manejar las frecuencias que se encuentren intrínsecas en cada método, se propone analizar directamente la magnitud de ambos puntos, por lo que se debe hacer una división entre la magnitud del primer punto entre la magnitud del segundo punto.

5 ALGORITMO DE BUSQUEDA

Para identificar la conexión de un recurso eólico, se propone un algoritmo de búsqueda basado en fuerza bruta. Este enfoque permite clasificar y excluir la información necesaria de forma precisa. El funcionamiento del algoritmo consiste en generar intervalos aleatorios, asignando un puntaje a cada combinación de métodos de análisis y clasificación. A medida que un intervalo se acerque a una exclusión completa de la información no deseada, se le asignará un puntaje cercano a 1. Por el contrario, si el intervalo no logra ser excluyente, su puntaje será cercano a 0.

El objetivo principal es establecer un rango de frecuencias utilizando un método específico de análisis y clasificación, lo que permitirá identificar de manera efectiva la conexión de un recurso eólico y diferenciarlo de otros recursos.

6 PROPUESTA

Tras aplicar el algoritmo a todos los datos disponibles, se concluyó que, antes de clasificar si la conexión corresponde a un generador eólico, es necesario determinar previamente si la perturbación es causada por una carga resistiva. Esto se debe a que se identificó que las cargas resistivas generan un impacto significativo en el sistema. Por lo tanto, primero se debe confirmar si la perturbación tiene su origen en una carga resistiva y, si no es así, proceder con el análisis para determinar si se trata de un recurso eólico.
Los intervalos y métodos que demostraron ser más efectivos para identificar las cargas resistivas fueron:

- Método de análisis: picos en voltaje con un índice de selectividad mixta
- Método de decisión: relación directa por magnitudes (máximo – mínimo)
- Primer intervalo: 656 Hz a 1606 Hz
- Segundo intervalo: 1962 Hz a 1999 Hz

Después de la identificación de carga resistiva, se procede a identifica si es un recurso eólico, esto se determina con los siguientes datos:

- Método de análisis: picos en voltaje con un índice de selectividad mixta
- Método de decisión: relación directa por magnitudes (mínimo – mínimo)
- Primer intervalo: 1584 Hz a 1596 Hz
- Segundo intervalo: 1597 Hz a 1726 Hz

7 CONCLUSIONES

Este trabajo resalta la efectividad del uso de la transformada wavelet, debido a la amplia cantidad de información que proporciona y a su capacidad para facilitar la creación de métodos de análisis y decisión. Su aplicación permitió desarrollar una metodología robusta para identificar recursos provenientes de generación eólica a través del análisis de señales transitorias.

Gracias a los diferentes escenarios simulados, se abordó un amplio rango de potencias de parques eólicos conectados a la red, lo que añadió un nivel significativo de complejidad al estudio y fortaleció sus aportes. Este enfoque permitió una mejor comprensión del comportamiento de las señales transitorias asociadas a estos recursos, abriendo la posibilidad de ampliar investigaciones futuras con base en la transformada wavelet como herramienta principal de análisis.

Además, la exhaustividad del algoritmo de búsqueda implementado garantiza un alto nivel de precisión en la identificación de intervalos de frecuencia adecuados. Esto proporciona una elevada confiabilidad en los resultados obtenidos, mejorando la seguridad y efectividad de la metodología propuesta.

8 BIBLIOGRAFIA

[1] Oxilia Dávalos, V., Ejecutivo Néstor Luna, S., de Estudios Proyectos Gabriel Salazar, D., de Hidrocarburos, C., Mediavilla, P., Fabio García, C., de Estudios Proyectos Pablo Garcés, D., & de Estudios Proyectos, D. (n.d.). *Estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia con Generación Renovable*.

[2] Pazmiño, L.; Echeverría D.; Cepeda, J. (2018). "Análisis de transitorios electromagnéticos en el Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) a nivel de 230 kV y 500 kV usando el simulador digital en tiempo real HYPERsim"

[3] E. Gómez-Luna, D. E. Cuadros-Orta, J. E. Candelo-Becerra, and J. C. Vasquez, "The development of a novel transient signal analysis: A wavelet transform approach," Computation, vol. 12, no. 9, 2024, ISSN: 2079-3197. [Online]. Available: https://www.mdpi.com/2079-3197/12/9/178.

[4]E. Gómez-Luna, J. S. Cuartas-Bermúdez, and E. Marles-Sáenz, "Obtención de la fase de la impedancia eléctrica usando transformada wavelet y transformada de fourier de señales transitorias. parte 1: Análisis teórico," Dyna (Medellin), vol. 84, no. 201, p. 138, May 2017. DOI: https : / / doi . org / 10 . 15446 / dyna . v84n201 .58694.

[5] E. Gómez-Luna, J. S. Cuartas-Bermúdez, and E. Marlés-Sáenz, "Obtaining the electrical impedance phase using wavelet transform and fourier transform from transient signals. part 2: Practical assessment and validation," Dyna (Medellin), vol. 85, no. 205, pp. 105–110, Apr. 2018. DOI: https://doi.org/10.15446/dyna.v85n205.68458.

[6] Ordóñez, C. A., Universidad, O., Valle, D., & de Cali, S. (2015). *ANÁLISIS DE LA ESCALA DE SEÑALES TRANSITORIAS USANDO TRANSFORMADA WAVELET PARA MONITOREO EN TRANSFORMADORES FACULTAD DE INGENIERIA ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA*.

[7] "Ieee guide for synchronous generator modeling practices and parameter verification with applications in

power system stability analyses," IEEE Std 1110-2019 (Revision of IEEE Std 1110-2002), pp. 1–92, 2020. DOI: 10.1109/IEEESTD.2020.9020274.
[8] Wind energy generation systems - Part 27: Electrical simulation models for wind power generation, Available at: https://webstore.iec.ch/publication/22304, Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2015.

Comité de Estúdios C6 - Sistema de Distribución Activa y Recursos Energéticos Distribuidos

MODELO Y SIMULACIÓN DE UNA MICRORRED AISLADA PARA LAS ZONAS RURALES DE CÓRDOBA, UTILIZANDO GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Santiago TASSIN WALLACE*
CIDTIEE-FRC-UTN
Argentina
santiagotw@ieee.org

Sergio Nicolás BRAGAGNOLO
CIDTIEE-FRC-UTN
Argentina
sbragagnolo@frc.utn.edu.ar

Juan Ignacio AMAYA
CIDTIEE-FRC-UTN
Argentina
jamaya@frc.utn.edu.ar

Rodrigo Manuel SCHIERLOH
FRP – UTN
Argentina
rodrigoschierloh@frp.utn.edu.ar

Patricio Gabriel DONATO
FI - UNMdP
Argentina
donatopg@fi.mdp.edu.ar

Resumen *– A pesar de los avances de electrificación, aún existe más de un 10% de la población rural a nivel nacional y mundial sin acceso a la electricidad. Ante este contexto la implementación de microrredes inteligentes aisladas es una opción viable. Por este motivo, el objetivo del trabajo es realizar un modelo de simulación en MATLAB®/SIMULINK de una microrred aislada, constituida por recursos de energía distribuidos y un almacenador de energía. Esta microrred busca satisfacer la demanda de energía eléctrica de familias rurales, ubicadas en la provincia de Córdoba, Argentina. La parametrización de los componentes del sistema se hizo mediante hoja de datos de fabricantes, valores obtenidos empíricamente y/o dados por instituciones. Como conclusión la microrred modelada permite emular el comportamiento de una red rural aislada y permitirá hacer análisis, ante diferentes escenarios, para garantizar la calidad de servicio.*

Palabras clave: Microrredes - Generación Distribuida - Gestión de la Demanda, modelo de usuarios - Energías Renovables.

1 INTRODUCCIÓN

Históricamente los sistemas de potencia han estado gobernados verticalmente, con subsistemas claramente definidos: generación, transmisión y distribución. En los últimos años la forma en que la energía eléctrica se produce, transporta y consume está modificándose drásticamente al incorporarse tecnologías como la generación distribuida (GD), el almacenamiento distribuido y los vehículos eléctricos. En consecuencia, los sistemas de operación y control, gestión de la demanda (DSM, Demand Side Management) y respuesta a la demanda (DR, Demand Response) se expanden sobre los sistemas de distribución [1], [2]. En este contexto, aparece el concepto de redes eléctricas inteligentes (SG, Smart Grid), cuyo bloque base es el conjunto de redes más pequeñas, denominadas microrredes inteligentes (Smart Microgrids) [3].
Una microrred es un grupo interconectado de cargas y fuentes de generación distribuida, con limites eléctricos definidos y que actúa como una sola entidad controlable frente a la red [4]. Esta tiene por objetivo solventar la demanda eléctrica de una comunidad en particular [5], como puede ser un campus universitario, una pequeña industria o un conjunto de viviendas rurales. Según su tipo de operación se puede categorizar como una microrred de reserva (opera cuando se corta el suministro eléctrico de la red), microrred aislada (no conectada a la red de distribución) o hibrida (pueden funcionar conectadas al sistema de distribución o en modo isla) [6].
Actualmente la implementación de microrredes inteligentes aisladas es una opción competitiva, segura y sostenible debido a los avances tecnológicos realizados en módulos fotovoltaicos, baterías y la electrónica de potencia, [7]. Esto permite abastecer la demanda eléctrica sin realizar extensiones en la red de distribución, lo

* CIDTIEE - FRC – UTN

que en muchas ocasiones no es una inversión rentable [8] e impacta de forma negativa al medio ambiente, debido a la traza de la línea y a la servidumbre que debe tener [9].
Varios planeamientos de microrredes aisladas se han realizado en la región Andina [10] y [11], haciendo uso de recursos de energía distribuidos y banco de baterías para solventar la demanda de diferentes comunidades rurales. En Argentina el Proyecto de Energías Renovables en Mercado Rural PERMER logró el acceso energético a nivel 1 [12] de miles de familias rurales de todo el país, permitiendo el uso sostenible del recurso energético, debido a su carácter local [6]. Sin embargo, en la implementación de las mismas, no se consideró una futura operación hibrida. Esto limita el crecimiento económico, el bienestar y calidad de vida de la comunidad sobre la que se implementa la microrred.
En este proyecto, atendiendo a lo anterior, se realiza el modelo de una microrred aislada. Para ello primero se categorizan las diferentes cargas que componen el perfil de demanda, mediante un modelo bottom-up [13], [14]. Luego, se modela un banco de baterías [15] y diferentes fuentes de generación distribuida [16], [17]. Esto posibilitará simular la microrred en diferentes escenarios, como lo puede ser conectada a la red de distribución, permitiendo así, solventar la posible operación hibrida de la microrred en la zona rural, como así también obtener un *know-how* para aplicar el uso de microrredes a perfiles de demanda más complejos, como puede ser una universidad.
Este trabajo, está compuesto de dos secciones. Inicialmente se presenta como se conforma la microrred, comprendida por el modelado del perfil de demanda, las diferentes fuentes de generación, el almacenador de energía y la electrónica de potencia. Luego, se presentan las conclusiones de la simulación cuando esta funciona en modo isla y posteriormente de forma hibrida.

2 COMPONENTES Y MODELADO DE LA MICRORRED

2.1 Componentes

En este apartado se presentan los diferentes componentes del sistema, figura 1. Se pueden contemplar tres partes fundamentales: la carga, las fuentes de generación (panel fotovoltaico, aerogenerador) y el almacenador de energía. Para la correcta interacción entre estas partes es menester considerar la utilización de convertidores de corriente continua a corriente continua y convertidores de corriente continua a corriente alterna (inversor).

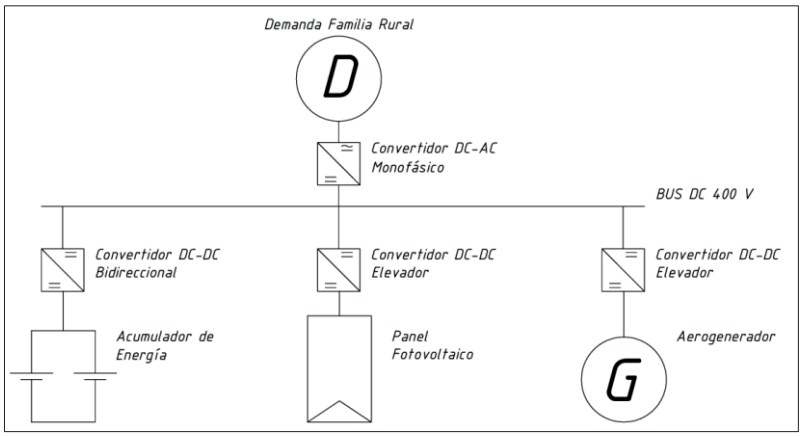


Fig. 1. Esquema General de la Microrred.

2.1.1 Perfil de Demanda

Para el modelado del consumo familiar se utiliza el modelo bottom-up que consiste en determinar el consumo de cada electrodoméstico a lo largo del día (en un grupo familiar), pero que en conjunto conforman el consumo eléctrico de la familia. A su vez, el conjunto de familias define la curva estándar de carga (SLP, Standard Load Profile). Para dicha SLP, se contempla diferentes factores como: temperatura, zona geográfica y factores socioeconómicos.
Para realizar el modelado Bottom-Up, de las cargas en un hogar, se considera:

1. Encuesta del uso del tiempo (semanal y de fin de semana) en el hogar. Que determina la cantidad de personas por unidad de tiempo en el hogar y el tiempo que se le dedicó dentro del hogar a diferentes actividades como hacer de comer, ver una película, etc. Se utiliza de base las encuestas realizadas por el INDEC [18] y por la Oficina Nacional de Estadísticas, Reino Unido [19].
2. Al haber determinado las actividades que hacían los individuos de la familia, se les asoció el uso de uno o varios electrodomésticos.

3. Se categoriza al electrodoméstico según su consumo a lo largo de la actividad para la cual se lo usa o si presenta algún consumo incluso si no se usa. Según Picon et al. [20], hay cuatro categorías estas son:
    a. Electrodomésticos de solo dos estados: consumo de potencia constante (prendido) o consumo despreciable (apagado). En otras palabras, son aquellos electrodomésticos los cuales están en "on" o "off". Ejemplo una pava eléctrica sin regulación de temperatura.
    b. Electrodomésticos de consumo variable en función de las preferencias del usuario/a. Ejemplo: Ventilador con diferentes velocidades.
    c. Electrodomésticos con consumo variable a lo largo de su aplicación. Ejemplo lavarropas.
    d. Electrodomésticos con consumo en reposo. En otras palabras, electrodomésticos los cuales tienen un modo "stand-by" o de hibernación. Un ejemplo puede ser un monitor de PC, como así también un modem. Adicionalmente, se puede dar que estos, también, cumplan con la categoría "a".
4. Se definen otras variables que aportan a la construcción del modelado: Potencia Activa, factor de potencia, tensión de alimentación, consumo anual de energía. Esta información se la obtuvo de la propia hoja de datos del electrodoméstico, como así también, de mediciones empíricas o directas, relevamientos realizados por universidades, instituciones.
5. Se genera el perfil de carga en función de cada electrodoméstico.
6. Finalmente, se agregan estos perfiles de carga, que conforman la carga familiar y se lo modelo a lo largo del día.

Esto permite realizar una SLP más representativa de la región donde se implementa la microrred y también, independizarse de usar datos sintéticos, es decir datos generados mediante modelados estocásticos, como los realizados en [21].

2.1.2 Fuentes de Generación

2.1.2.1 Módulo Fotovoltaico

El modelado del módulo fotovoltaico se basa en [16], que utiliza los parámetros extraídos de la hoja de datos, independizándose de la ecuación de Shockley. Las ecuaciones 1 y 2, definen la potencia y tensión del módulo en función de la temperatura e irradiancia respectivamente.

$$P_m = (kP_{ma}) - (0.01P_{STC}) \tag{1}$$

$$V_m = V_{mT} - \left(5 - \frac{G}{0{,}2}\right) \tag{2}$$

Donde:
k es el cociente de la irradiancia en un tiempo dado, con respecto a la irradiancia en condiciones estándar, STC, P_{ma} es el parámetro el cual contempla las variaciones de potencia debido a la temperatura, y V_{mt}: Tensión del módulo en función de la temperatura. G hace referencia a la irradiancia que le llega al módulo y y P_{STC}, es la potencia del mismo en condiciones estándar.

2.1.2.2 Aerogenerador

El modelado del aerogenerador consta de dos partes. El modelado de la turbina de este y del generador acoplado a dicha turbina, mediante una caja de engranajes.

2.1.2.2.1 Rotor del Aerogenerador

De acuerdo con lo indicado en [17], se determina el torque mecánico producido por la turbina como se describe en la ecuación 3.

$$T_m = \frac{P_{m_{pu}}}{\omega_{pu}} \tag{3}$$

$P_{m_{pu}}$, es la potencia mecánica de la turbina en por unidad, definido por la ecuación 4 y ω_{pu}, es la velocidad angular en por unidad a la cual gira la turbina.

$$P_{m_{pu}} = k_p c_{p_{pu}} v^3_{viento_{pu}} \tag{4}$$

donde $c_{p_{pu}}$ es el coeficiente de potencia en por unidad, $v_{viento_{pu}}$ es la velocidad del viento en por unidad y $k_p$es el factor de ganancia de potencia para $c_{p_{pu}} = 1$ y $v_{viento_{pu}} = 1$.

2.1.2.2.2 Generador

Se utiliza un bloque de software específico para representar el generador, según [22]. Dicho bloque, para simplificar su modelado, aplica la transformación de Park, descrita según [23], pasando a un marco de referencia $dq0$.

2.1.3 Fuente de Almacenamiento de Energía

En el modelado del almacenador de energía se utiliza un banco de batería Ion de Litio, utilizando las ecuaciones dadas en [15]. Estas son derivadas de la ecuación de Shepherd y describen el comportamiento electroquímico de carga y descarga de la batería de forma matemática incorporando, como parámetros característicos de las ecuaciones, los datos brindados por la hoja de datos dada por el fabricante [25]. Para un modelado adecuado, es necesario considerar el estado de carga (SOC) de la batería y la corriente de descarga máxima permitida, controlada para preservar su vida útil. En cuanto al control de la batería, se asegura una correcta carga mediante un proceso en dos etapas: primero, con una carga a corriente constante, seguida de una carga a tensión constante.

2.1.4 Electrónica de Potencia

Con el objetivo de concatenar los niveles de tensión del sistema de almacenamiento de energía con las fuentes de generación y la demanda, se utilizan convertidores elevadores y un inversor.

2.1.4.1 Convertidor Elevador

Este convertidor se aplica a la salida del aerogenerador y a la del panel fotovoltaico. Se calculan los elementos pasivos del convertidor elevador, según las ecuaciones 5, 6 y 7 [24].

$$D = 1 - \frac{V_s}{V_O} \tag{5}$$

$$L_b = \frac{(1-D)^2 DR}{2f} \tag{6}$$

$$C_{min} = \frac{DV_0}{V_r R f} \tag{5}$$

Mediante un algoritmo se controla el convertidor elevador para obtener la máxima potencia de generación ante los diferentes valores de irradiancia y temperatura (panel fotovoltaico) o viento (aerogenerador), que se tenga a lo largo del día, conocido como, seguidor de punto de máxima potencia, MPPT.

2.1.4.2 Convertidor Bidireccional

El convertidor bidireccional, es un convertidor elevador-reductor, utilizado para lograr un flujo bidireccional de potencia entre el bus de corriente continua, y el almacenador de energía. Permitiendo, cargar dicho almacenador, o en el caso de que no se tenga recurso de generación, que este pueda permitir que el acumulador aporte la energía que necesita la vivienda.

Con el objetivo de proveer un nivel de tensión constante, tanto a los bornes de la batería (cuando la batería se carga), como en el bus de corriente continua (cuando la batería se descarga), es menester el correcto dimensionamiento de los elementos pasivos C_{bat} como L_{bat}. Para eso, se aplicaron las ecuaciones 8 y 9, respectivamente.

$$C_{bat} = \frac{V_{dc} D}{R\,\Delta V} \quad ^\wedge \quad D = \left(1 - \frac{V_b}{V_{dc}}\right) \tag{8}$$

$$L_{bat} = \frac{(V_{dc} - V_b) D}{f \Delta I} \quad ^\wedge \quad D = \frac{V_b}{V_{dc}} \tag{9}$$

Donde V_{dc}, tensión del bus de continua, V_b la tensión nominal de la batería, ΔI hace referencia al factor de ripple de corriente deseado, f la frecuencia de conmutación. Por último, R se determinó con la ecuación 10.

2.1.4.3 Inversor

Se desarrollo un inversor monofásico, para una instalación aislada. El mismo tiene por objetivo abastecer la demanda familiar a una tensión de red de $220\,V$. Con el objetivo de eliminar, ciertas, componentes de armónicos, que se tiene se hace utilización de filtros, determinados según [24].

2.2 Modelado de la Microrred

El modelado se realizó, mediante el Software Matlab/Simulink, bajo licencia estudiantil. Este se basó principalmente en la utilización de bloques Simscape-Electrical.Powers Systems.

2.2.1 Demanda

Para la demanda se considera la curva de demanda presentada en la figura 2. Esta se aplica, en el modelado del sistema, mediante la utilización de bloques.

2.2.2 Módulo Fotovoltaico

El módulo fotovoltaico es la implementación en bloque de las ecuaciones 1 y 2. Considerando como variables independientes la irradiancia G y la temperatura, T. Además, se utilizó un switch, con el objetivo de que durante las etapas de cero irradiancia, la tensión en bornes del panel sea cero.

2.2.3 Rotor del Aerogenerador

Una vez definidas y parametrizadas las ecuaciones 3 y 4, se realizó un el diagrama en bloques, presente en la figura 3, la cual describe el modelado mecánico del rotor del aerogenerador.

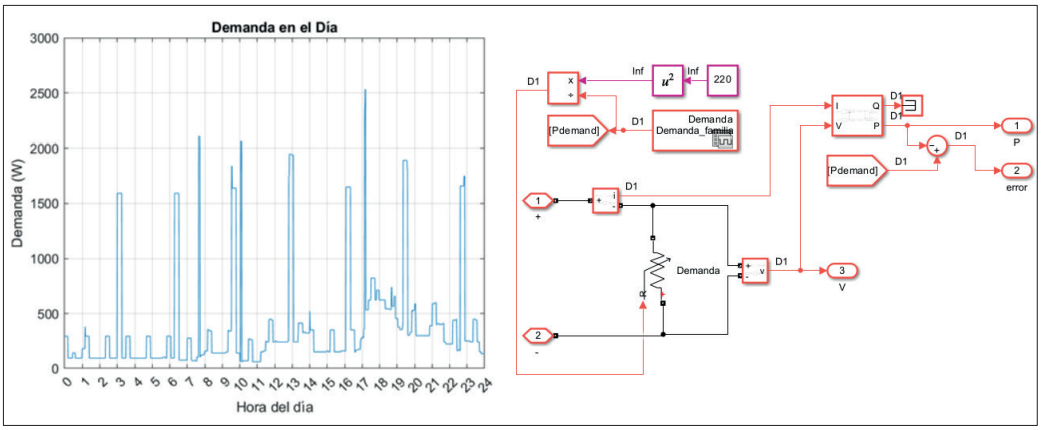


Fig. 2. Demanda Simulada y su Sistema de Implementación.

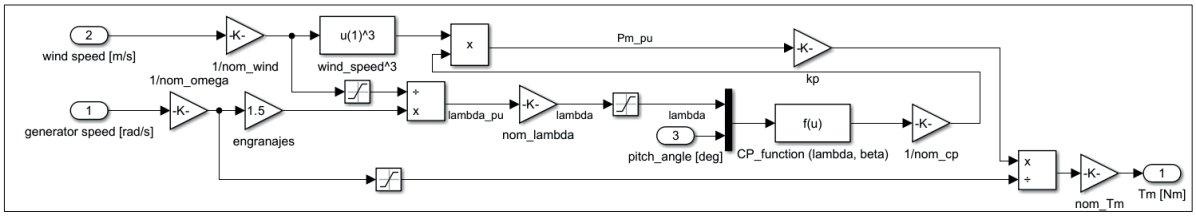


Fig. 3. Modelo Turbina Eólica.

2.2.4 Generador

El generador fue modelado, directamente, mediante la implementación de su bloque, obtenido de la galería de Simscape. Donde, a la entrada de la señar de torque mecánico, T_m, se utilizó un bloque de ganancia, de -1, ya que la máquina funciona como generador.

2.2.5 Acumulador de Energía

Para el mismo se utilizó, directamente un bloque extraído de Simscape-Specialized Power System, parametrizado acorde a 3.1.4.

2.2.6 Convertidor Elevador

Dicho convertidor, se presenta en la figura 4, junto a su sistema de control por algoritmo MPPT.

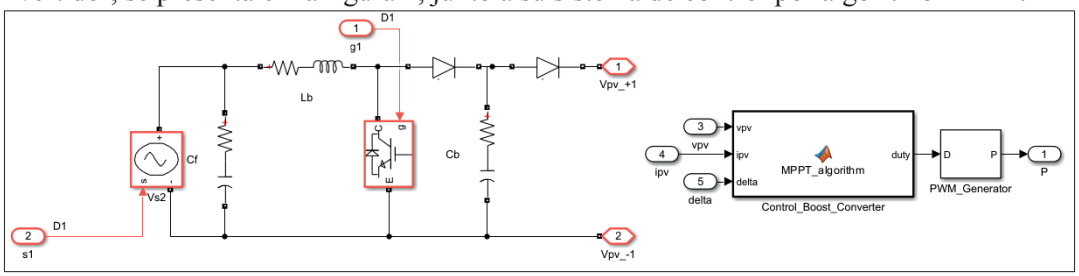


Fig. 4. Convertidor Elevador con su Sistema de Control.

2.2.7 Convertidor Bidireccional

En la figura 5, se presenta el convertidor bidireccional, con su sistema de control. La correcta parametrización de los elementos pasivos permitió, disminuir la tensión de rizado que se tiene a la entrada o salida, dependiendo de su funcionamiento.

2.2.8 Inversor

En la figura 6, se presenta el inversor monofásico, utilizado para una instalación aislada, con su sistema de control.

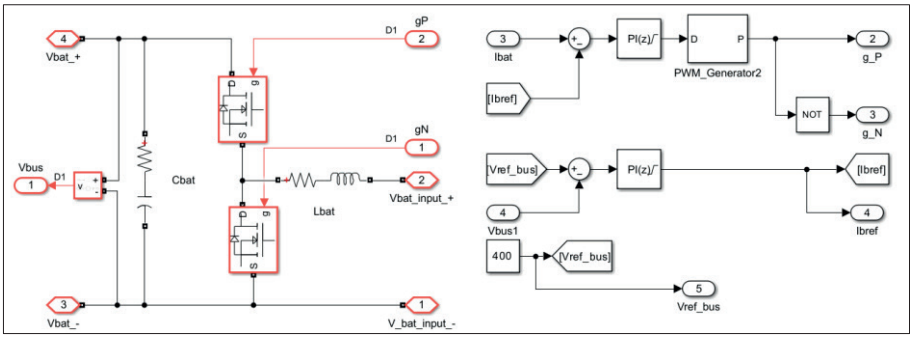


Fig. 5. Circuito y Control del Convertidor Bidireccional.

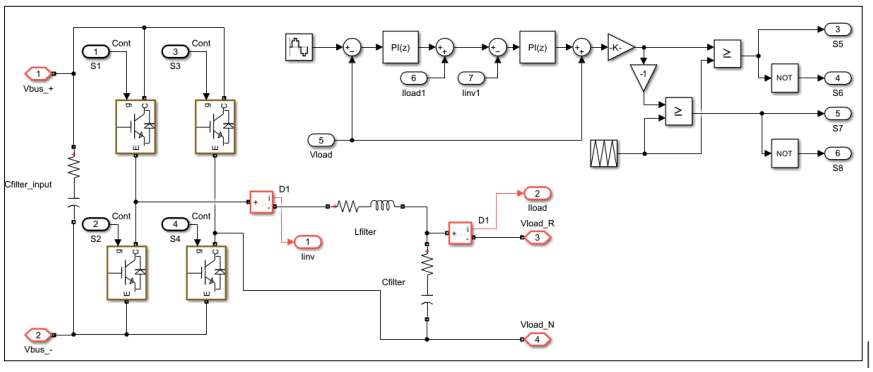


Fig. 6. Inversor Monofásico y su Lógica de Control.

3 PARAMETRIZACIÓN Y SIMULACIÓN DE LA MICRORRED

3.1 Parámetros de los componentes

3.1.1 Módulo Fotovoltaico

Los parámetros extraídos del módulo fotovoltaico son: Potencia máxima, $P_{max} = 450\ W$; Tensión a circuito abierto, $V_{OC} = 50{,}5\ V$; Corriente de cortocircuito, $I_{SC} = 11{,}58\ A$. Siendo el coeficiente de temperatura de P_{max} $-0{,}36\ \frac{\%}{°C}$ y el coeficiente de temperatura de V_{OC}, $-0{,}29\ \frac{\%}{°C}$. El panel fotovoltaico está conformado por dos ramas de seis módulos en serie. Aportando una potencia, instalada, de $5400\ W$.

3.1.2 Rotor del Aerogenerador

El rotor del aerogenerador tiene una potencia nominal de 1200 W y está equipado con 3 palas. El diámetro del rotor es de $2{,}1\ m$ lo que proporciona un área de barrido de $3{,}46\ m^2$. Las palas tienen un ángulo de inclinación de 6°. La velocidad de salida del rotor es de $1200\ r.p.m$, mientras que la velocidad nominal del viento es de $14\frac{m}{s}$. Además, el aerogenerador opera con una velocidad de viento de inicio de $3\frac{m}{s}$ y tiene una velocidad de viento de corte de $25\frac{m}{s}$.

3.1.3 Generador

Se opta por un generador de imanes permanentes, PMSG. Su parametrización incluye los siguientes valores: resistencia de fase del estator $R_s = 0{,}25\ \Omega$, inductancia de la armadura $L = 0{,}825\ mH$. La constante de torque, K_t, tiene un valor de $0{,}42769\ N \cdot m \cdot A_{pico}^{-1}$. La inercia, J, es de $0{,}5\ kg \cdot m^2$ y el amortiguamiento, F es de $0{,}001\ N \cdot m \cdot s$. El número de pares de polos, p, es 4, y la velocidad de giro nominal alcanza las $800\ r.p.m$.

3.1.4 Acumulador de Energía

Se opta por utilizar un banco de baterías de Ion de Litio, con una capacidad de $105\ Ah$ y una tensión nominal de $48\ V$. Se utiliza esta batería debido a su gran densidad volumétrica de energía y su buena vida útil. Por último, se establece como corriente de descarga una vez la capacidad de la misa.

3.1.5 Convertidor Elevador

En el caso del panel fotovoltaico, al tener seis módulos en serie, se tiene una tensión de salida, $V_s = 303\,V$. La tensión del bus de corriente continua es, $V_0 = 400\,V$. Por otro lado, a R se la puede determinar mediante la ecuación 10. Donde la potencia instalada, es la potencia instalada en la vivienda familiar.

$$R = \frac{V_0^2}{Potencia\ Instalada} \tag{10}$$

Por último, la frecuencia de conmutación es, $f = 15kHz$. Quedando parametrizado la totalidad del convertidor.

Para el aerogenerador, los parámetros son: $V_s = 48\,V$, $V_0 = 48\,V$, $f = 15kHz$, $R = 133{,}33\,\Omega$.

3.1.6 Convertidor Bidireccional

Para la parametrización de las ecuaciones 8 y 9 se tomó: $V_{dc} = 400\,V$, $V_b = 48\,V$, ΔI se consideró un 20%. f, fue de $150\,kHz$. Por último, R se determinó con la ecuación 10.

3.1.7 Inversor

En el inversor, los elementos a parametrizar son los filtros, cuyo objetivo es eliminar ciertas componentes de armónicos. Reduciendo la distorsión armónica, TDH. Para eso se utiliza la ecuación 7, considerando un ciclo de trabajo $D = 1$, y para determinar la inductancia, L_{filter}, se aplica la ecuación 11.

$$L_{flter} = \frac{V_{dc}}{4f\Delta I} \tag{61}$$

Donde, ΔI hace referencia al factor de ripple de corriente deseado, se considera un 20%. La frecuencia de conmutación, f, fue de $150\,kHz$. Por último, V_{dc}, es la tensión del bus de corriente continua.

4 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Se plantea el modelado del sistema para una vivienda familiar, la cual es abastecida por los paneles fotovoltaicos y el aerogenerador modelados. Se simula el comportamiento de la red a lo largo de un día. Se elige el de peores condiciones que es el 21 de junio del 2019 (baja irradiancia) y sin viento (el aerogenerador no está aportando potencia a la red) para determinar si se abastece correctamente a la demanda estándar durante todo el día.

En la figura 7, se presentan las curvas a destacar de la simulación.

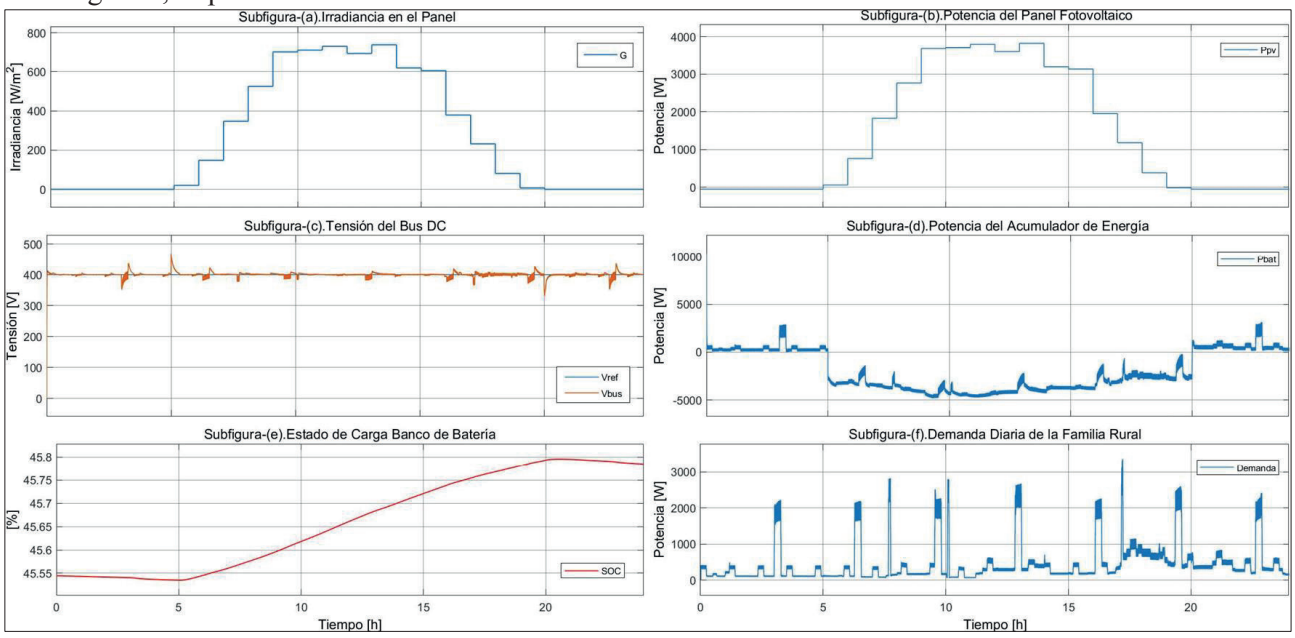


Fig. 7. Curvas Destacadas de la Simulación Realizada.

Se observa que, ante variaciones del consumo, la batería abastece la demanda inicialmente. Entregando un flujo de potencia al bus de corriente continua, subfigura-(d). Al mediodía, cuando la irradiancia es superior a cero, el panel fotovoltaico aporta un flujo de potencia al sistema, subfigura-(b), el cual no solo abastece al consumo, sino que también carga el acumulador de energía. Esto se puede verificar mediante el estado de carga, subfigura-(e). Por último podemos observar cómo se mantiene constante la tensión del bus de corriente continua, subfigura-(c). Donde la batería y su convertidor bidireccional realizan la regulación de tensión en el bus de corriente continua. Manteniendo la tensión del bus próxima a la tensión de referencia, que es $400\,V$.

5 CONCLUSIONES

Como conclusión, la microrred modelada permite emular el comportamiento de una red rural aislada que, en el caso simulado, abastece a una sola vivienda familiar. Se destaca el correcto funcionamiento de los convertidores, los cuales mantienen una tensión estable en el bus de corriente continua, a excepción de pequeñas perturbaciones. Asimismo, se observa el adecuado funcionamiento de la batería, y su convertidor, que, en situaciones de flujo de potencia excedente en el bus, este destina la energía a a la carga de la batería. El principal potencial de la simulación radica en su capacidad de acoplar recursos de generación y demanda, gracias al sobredimensionamiento efectuado en el bus de corriente continua. Por último, se planifica realizar análisis futuros de esta red bajo diferentes escenarios, con el objetivo de garantizar la calidad del servicio.

6 REFERENCIAS

[1] M. Subasic. Advanced state estimation in distribution systems. 2015..

[2] S. Bragagnolo, et al., Gestión de la demanda en las redes inteligentes, perspectiva y control desde el usuario y la distribuidora, Información tecnológica, vol. 31, n.o 3, 2020.

[3] H. Farhangi and G. Joós. Microgrid planning and design: a concise guide. John Wiley & Sons, 2019..

[4] D. T. Ton y M. A. Smith. The U.S. Department of Energy's Microgrid Initiative. *The Electricity Journal*, 2012, vol. 25, no 8, p. 84-94.

[5] P. Zhang. *Microgrids: Theory and Practice*. John Wiley & Sons, 2024., doi.org: 10.1002/9781119890881.ch1

[6] R. Broderick, et al. *Microgrid Conceptual Design Guidebook| 2022*. Sandia National Lab.(SNL-NM), Albuquerque, NM (United States), 2022.

[7] F. Canziani y Ó. Melgarejo, «Design and implementation of rural microgrids. *Microgrids Design and Implementation*, 2019, p. 477-504.

[8] P. Loomba, et al. DC solar microgrids—A successful technology for rural sustainable development. En *2016 IEEE PES PowerAfrica*. IEEE, 2016. p. 204-208.

[9] ET1003, Líneas Aéreas de Alta Tensión. Empresa Provincial de Energía de Córdoba (2019).

[10] A. López-González, et al. Renewable microgrid projects for autonomous small-scale electrification in Andean countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, vol. 79, p. 1255-1265.

[11] R. Rodríguez, et al. Retos de la planificación energética de micro-redes en regiones rurales remotas con cargas dispersas. *Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander* (2017)

[12] AGECC, Energy for a Sustainable Future, United Nations, New York, 2010.

[13] E. Proedrou. A Comprehensive Review of Residential Electricity Load Profile Models- IEEE Access, vol. 9, pp. 12114 12133, 2021.

[14] C. F. Walker y J. L. Pokoski, «Residential Load Shape Modelling Based on Customer Behavior», IEEE Trans. Power Appar. Syst., vol. PAS-104, n.o 7, pp. 1703-1711, jul. 1985.

[15] C. M. Shepherd., Design of Primary and Secondary Cells. J. Electrochem. Soc., vol. 112, n.o 7, p. 657, 1965.

[16] I. M. Syed y A. Yazdani, Simple mathematical model of photovoltaic module for simulation in Matlab/Simulink. En *2014 IEEE 27th Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE)*. IEEE, 2014. p. 1-6.

[17] S. Sumathi, et al. *Solar PV and Wind Energy Conversion Systems*. en Green Energy and Technology. Cham: Springer International Publishing, 2015.

[18] Encuesta Nacional de Uso del Tiempo 2021, INDEC.

[19] Gershuny, J. United Kingdom time use survey, 2014-2015. 2017. University College London.

[20] M. Tuomisto. Non-intrusive appliance load monitoring (NIALM) system with the possibility for users to follow the consumption of individual electricity appliances from the calendar. Int. J. Energy Power Eng., vol. 5, no. 3, pp. 129–132, 2016.

[21] I. Richardson, et al. A high-resolution domestic building occupancy model for energy demand simulations. *Energy and Buildings*, vol. 40, n.º 8, pp. 1560-1566, ene. 2008.

[22] Permanent Magnet Synchronous Machine

[23] P. C. Krause, et al. *Analysis of electric machinery and drive systems*, Third edition. Hoboken, New Jersey: Wiley, 2013.

[24] Muhammad h. Rashid, *Power Electronics Handbook,* Academic Press Series in Engineering.

[25] Panasonic, NCR18650.

Comité de Estudios C6 - Sistema de Distribución Activa y Recursos Energéticos Distribuidos

DETERMINACIÓN DE LA REGIÓN DE OPERACIÓN FACTIBLE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN CON RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS: DESAFÍOS, METODOLOGÍAS Y OPORTUNIDADES FUTURAS

K. A. RAUDALES*
Instituto de Energía Eléctrica
Argentina
kraudales@iee.unsj.edu.ar

G. O. SUVIRE
Instituto de Energía Eléctrica
Argentina
gsuvire@iee-unsjconicet.org

A. A. ROMERO
Instituto de Energía Eléctrica
Argentina
aromero@iee-unsjconicet.org

Resumen *– La transición energética global está transformando el sector eléctrico a través de la integración masiva de Recursos Energéticos Distribuidos (DER) y Fuentes Renovables de Energía (RES). Estos avances desafían los sistemas eléctricos tradicionales al introducir flujos de energía bidireccionales, congestión y fluctuaciones de voltaje, mientras reducen los servicios de flexibilidad proporcionados por plantas de generación convencionales. Las Redes Activas de Distribución (ADN) y la Región de Operación Factible (FOR) emergen como herramientas criticas para gestionar estos desafíos, facilitando la coordinación entre los Operadores del Sistema de Transmisión (TSO) y los Operadores del Sistema de Distribución (DSO). Este artículo explora las metodologías para determinar la FOR en redes de distribución, destacando la importancia de caracterizar las capacidades de los DER, abordar las incertidumbres y garantizar la eficiencia computacional. Se presenta un análisis comparativo de los enfoques, incluyendo métodos geométricos, de muestreo aleatorio y basados en optimización, junto con sus aplicaciones. Las recomendaciones para investigaciones futuras incluyen la incorporación de tecnologías de DER diversas, el perfeccionamiento de técnicas de manejo de incertidumbre y el establecimiento de marcos regulatorios para mejorar la flexibilidad y confiabilidad del sistema.*

Palabras clave: Región de Operación Factible – Recursos Energéticos Distribuidos – Curva de Capabilidad – Coordinación – Operador del Sistema de Transmisión – Operador del Sistema de Distribución

1 INTRODUCCIÓN

La transición energética global está transformando el sector eléctrico mediante la integración masiva de Recursos Energéticos Distribuidos (DER) y Fuentes de Energía Renovable (RES), impulsada por factores como la escasez de combustibles fósiles, políticas ambientales y avances tecnológicos. Este cambio modifica el modelo tradicional de generación centralizada, donde la electricidad se producía en plantas convencionales conectadas a la red de transmisión, hacia un esquema descentralizado caracterizado por la generación distribuida, la electrificación de industrias y el uso creciente de vehículos eléctricos [1].

Los DER, como sistemas fotovoltaicos, energía eólica, microturbinas y almacenamiento de energía, generan potencia de manera intermitente y difícil de predecir. Esto desafía el control de la red eléctrica, que ahora enfrenta flujos de energía bidireccionales, congestiones y fluctuaciones de tensión. Además, el desmantelamiento de plantas convencionales reduce la capacidad de ofrecer servicios de flexibilidad (definida como la capacidad de un activo o grupo de activos para modificar su producción de energía según instrucciones de despacho), esenciales para mantener el equilibrio entre oferta y demanda [2] [3].

*Av. Libertador Gral. San Martín 1109, J5400, San Juan, San Juan, Argentina.

En este contexto, las Redes Activas de Distribución (ADN) emergen como una fuente clave de flexibilidad, ya que permiten gestionar mejor los DER mediante dispositivos inteligentes y medidores avanzados, convirtiendo a los DER en Unidades Proveedoras de Flexibilidad (FPU). Sin embargo, esta flexibilidad es requerida tanto por los Operadores del Sistema de Transmisión (TSO) como los Operadores del Sistema de Distribución (DSO), lo que genera la necesidad de una coordinación efectiva entre ambos para optimizar el uso de recursos y resolver problemas operativos [4].

1.1 Coordinación TSO-DSO

Tradicionalmente, los TSO gestionaban la transmisión y el equilibrio del sistema eléctrico, mientras que los DSO se encargaban de la distribución de energía y la calidad del suministro.
La coordinación TSO-DSO busca equilibrar la oferta y la demanda, resolver problemas como fluctuaciones de tensión y congestión, y optimizar el uso de energías renovables a través de Servicios Complementarios (SSCC). Para implementar esta cooperación, se han propuesto tres modelos principales [5]:

- Modelo gestionado por el TSO. El TSO controla el despacho de los DER y recursos de transmisión considerando tanto la red de transmisión como la de distribución. El DSO proporciona datos operativos en tiempo real. Este modelo centraliza el control, simplificando la toma de decisiones, pero requiere una gran cantidad de datos y capacidad computacional.
- Modelo de gestión hibrida TSO-DSO. El TSO gestiona el despacho considerando únicamente la red de transmisión, mientras que el DSO valida las ofertas de los DER en su red para garantizar su viabilidad. Esto reduce la carga computacional del TSO, pero exige una mayor coordinación operativa.
- Modelo gestionado por el DSO. El DSO como agregador principal, validando y consolidando ofertas de servicios que luego son enviadas al TSO como un volumen agregado. El TSO envía órdenes de despacho agregadas al DSO, quien gestiona los DER individualmente. Este enfoque permite una gestión más descentralizada y adaptable.

1.2 Región de Operación Factible y Curva de Capabilidad

La Región de Operación Factible (FOR) es un concepto central en los modelos de coordinación gestionados por el DSO, utilizado para representar el potencial de flexibilidad de una red de distribución. Define los límites operativos factibles de la red de distribución mediante flujos de potencia activa y reactiva en el punto de interconexión TSO-DSO, considerando restricciones técnicas y operativas. Su cálculo permite al DSO agregar la flexibilidad disponible y comunicarla al TSO sin revelar la topología interna o el estado operativo de la red de distribución, facilitando así la gestión conjunta de ambas redes. La FOR se construye considerando las Curvas de Capabilidad de las FPU y otros activos de la red de distribución. Cada dispositivo conectado a la red posee una Curva de Capabilidad que describe sus límites operativos en términos de potencia activa y reactiva.
La FOR se obtiene mediante algoritmos de agregación que combinan las capacidades individuales de los activos, respetando sus restricciones técnicas y operativas. Su uso permite al DSO comunicar los límites operativos al TSO, facilitando la gestión de la red de transmisión y el despacho de DER. En la Fig. 1 se ejemplifica el proceso de agregación desde el DSO al TSO. Además, la monetización de la FOR abre oportunidades para valorar y comercializar la flexibilidad proporcionada por los DSO. Sin embargo, la FOR no incluye el tiempo necesario para que los activos cambien su punto de operación. Para abordar esta limitación, se ha propuesto la Región de Operación Flexible (FXOR), que considera tiempos de respuesta similares, mejorando así la precisión en la gestión de la red [1].
La complejidad del cálculo de la FOR ha generado un interés académico considerable, con múltiples enfoques propuestos, desde métodos geométricos hasta técnicas de optimización. Su desarrollo y aplicación continúan siendo esenciales para mejorar la coordinación TSO-DSO y gestionar redes eléctricas modernas con alta penetración de DER. Esto hace de la FOR una herramienta clave en la transición hacia sistemas eléctricos más inteligentes, flexibles y sostenibles.
Por esa razón, este artículo tiene como propósito abordar:

1. La importancia de conocer las curvas individuales de cada DER, caracterizando sus capacidades y limitaciones.
2. La evaluación de las metodologías para la determinación de la FOR.

3. Los enfoques actuales en el cálculo de la FOR.
4. La necesidad del enfoque en la aplicación de la FOR.

Este artículo está organizado de la siguiente forma. En la Sección 2, se explican las Curvas de Capabilidad de cada tipo de DER y se presenta un resumen comparativo, se hace énfasis en la función de los sistemas de almacenamiento. La Sección 3 presenta las distintas metodologías para el cálculo de la FOR en redes de distribución con sus ventajas y desventajas, en la Sección 4 se presentan los enfoques actuales al momento de calcular la FOR. Finalmente, en la Sección 5 se exponen las conclusiones.

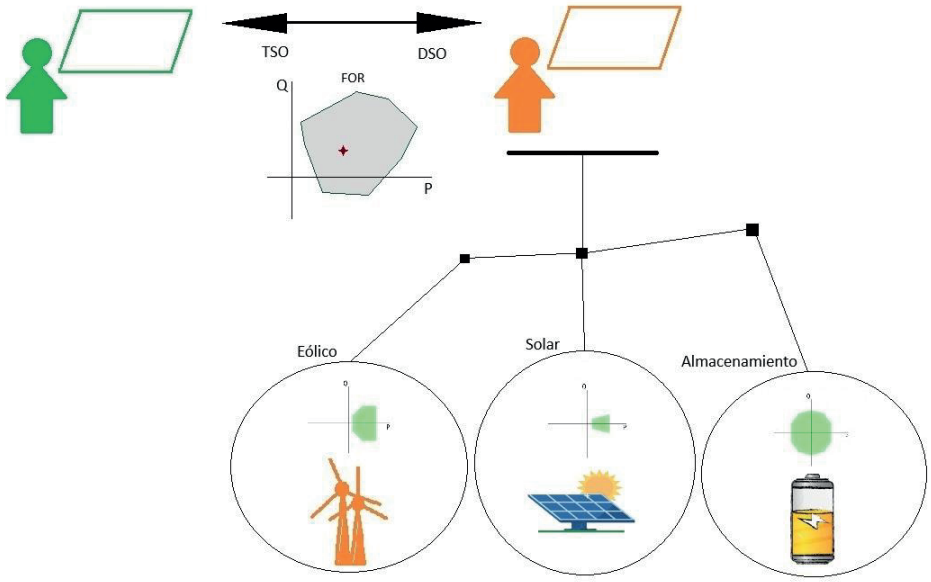


Fig. 1. Representación de la agregación de flexibilidad desde el DSO al TSO

2 CURVAS DE CAPABILIDAD DE LOS DER

Se han desarrollado Curvas de Capabilidad para diferentes tipos de dispositivos. En algunos casos, esto se ha logrado a través de enfoques analíticos, mientras que en otros se ha basado en modelos de simulación numérica o modelos empíricos basados en mediciones [6]. Las capacidades tecnológicas deben analizarse por separado para el convertidor de acoplamiento a la red y para toda la unidad DER [7].

2.1 Generador sincrónico

La operación de los generadores sincrónicos ha sido ampliamente estudiada, permitiendo definir sus Curvas de Capabilidad mediante ecuaciones específicas. Sus principales limitaciones operativas incluyen las corrientes del estator y rotor, así como la corriente nominal de la máquina. Además, la interconexión con la red impone restricciones adicionales, como los márgenes de estabilidad de tensión [7].

2.2 Generadores fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos a nivel de distribución fueron inicialmente diseñados para operar con un factor de potencia unitario, aunque ahora se les puede requerir provisión de potencia reactiva. Su Curva de Capabilidad depende de la irradiancia solar, el seguimiento del punto de máxima potencia y las características del convertidor de potencia DC/AC, que permite la generación de potencia reactiva incluso cuando la inyección de potencia activa es nula. Sin embargo, a niveles de potencia activa nominal, la provisión de potencia reactiva está limitada a menos que el inversor este sobredimensionado. La tensión en los terminales del convertidor también puede restringir esta capacidad. En general, se puede modelar mediante polígonos convexos, aunque se requiere un modelado más complejo cuando cuentan con controladores locales de potencia reactiva [8] [9].

2.3 Generadores eólicos

Los generadores eólicos fueron diseñados para ser controlables, permitiendo extracción óptima de energía, soporte a la red eléctrica y protección contra altas velocidades de viento. Existen cuatro topologías

tradicionales según la combinación de generador y convertidor de potencia, destacando el DFIG (Generador de Inducción Doblemente Alimentado) y el FCWT (Turbina eólica de Convertidor Completo). El DFIG controla aproximadamente el 30% de su potencia nominal a través del convertidor, mientras que su capacidad de potencia reactiva está limitada por la tensión en el Punto de Conexión Común [10] [11]. El FCWT, desacoplado de la red, depende principalmente de las propiedades del convertidor, permitiendo potencia reactiva incluso a potencia activa nominal, aunque enfrenta limitaciones a niveles bajos de inyección [12]. Las Curvas de Capabilidad de estos generadores pueden modelarse como polígonos convexos, aunque su forma puede cambiar según la tensión del Punto de Conexión Común, el estado de la red y el control del generador [13].

2.4 Demanda controlable y vehículos eléctricos

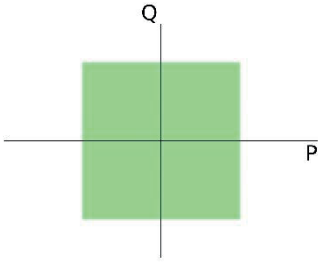
El comportamiento estocástico de los consumidores de energía ha sido tradicionalmente considerado pasivo, lo que ha llevado a prestar poca atención al control de las cargas. Sin embargo, recientemente se han desarrollado modelos y métodos para controlar cargas flexibles, especialmente cargas termostáticamente controladas y vehículos eléctricos (VE). Los VE son cargas controlables que permiten ajustar su perfil de carga mediante encendido, apagado o modulación de potencia de carga, actuando como sistemas de almacenamiento de energía móvil en conceptos Vehículo a la Red (V2G) [14]. Aunque su impacto individual en la red es insignificante, la agregación masiva puede influir considerablemente en la estabilidad del sistema. Su integración a la red depende de estándares aun en desarrollo, lo que genera diferencias entre fabricantes. En general, las estaciones de carga operan con factor de potencia constante, aunque algunas permiten el control de potencia reactiva. Las Curvas de Capabildad permiten modelar el comportamiento agregado de muchas cargas, aunque no abarcan todo el espectro de dispositivos conectados a la red [15].

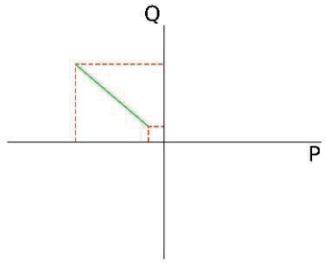
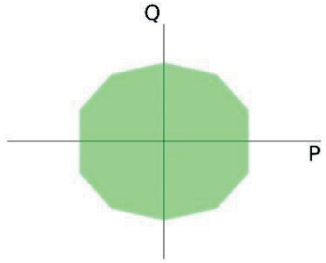
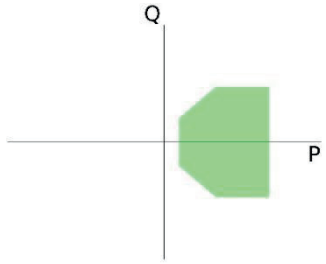
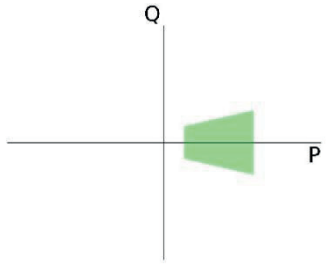
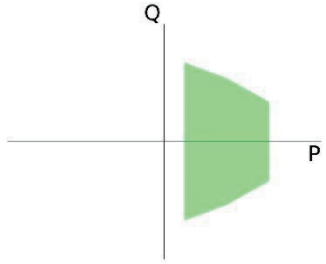
2.5 Sistemas de almacenamiento

Los sistemas de almacenamiento de energía son componentes clave en ADN, ayudando a gestionar la volatilidad de las energías renovables al almacenar y liberar energía según sea necesario. Existen diversas tecnologías de almacenamiento, aunque no todas califican como DER. Su interconexión a la red depende de la tecnología especifica, siendo común el uso de electrónica de potencia, lo que permite el soporte de potencia reactiva según el sistema de control empleado. Sin embargo, hay poca información sobre sus Curvas de Capabilidad más allá de su capacidad para gestionar energía activa. Generalmente, estas curvas se modelan como un círculo, limitado por la corriente del inversor, con restricciones adicionales impuestas por el convertidor, lo que implica que cada sistema de almacenamiento de energía debe modelarse individualmente [16] [17].

Con el fin de mejorar la representación del rango operativo de las utilidades típicas de la red, se proponen seis modelos lineales. Estos modelos buscan describir con mayor precisión el rango de flexibilidad potencia activa-reactiva de cada DER, permitiendo obtener estimaciones más realistas de la flexibilidad agregada en el punto de interconexión TSO-DSO. Los modelos reflejan los límites técnicos previstos según parámetros conocidos y permiten incorporar otros modelos de DER basados en mediciones o diferentes tecnologías, siempre que puedan representarse mediante un polígono convexo. En la Tabla 1 se describen los modelos propuestos:

TABLA 1. CURVAS DE CAPABILIDAD DE DISTINTOS TIPOS DE DER

Representación gráfica	Nombre	Tipo de DER
	Tipo 1	Este modelo es la representación más simple de una FPU. Puede utilizarse para caracterizar FPU con capacidad flexible pequeña, así como una simplificación del límite de potencia aparente de un inversor de potencia. El modelo también representa sistemas de almacenamiento o generadores eólicos con convertidores completos. Las FPU sin flexibilidad de potencia activa también pueden representarse.

Representación gráfica	Nombre	Tipo de DER
	Tipo 2	Generador fotovoltaico, sistema de almacenamiento, demanda controlable.
	Tipo 3	Sistema de almacenamiento.
	Tipo 4	Generador eólico.
	Tipo 5	Generador sincrónico, generador fotovoltaico, generador eólico.
	Tipo 6	Generador sincrónico, generador eólico.

3 MÉTODOS PARA CALCULAR LA FOR

En la literatura se encuentran diversos algoritmos que proponen diferentes formas de estimar la FOR, los cuales se agrupan en tres categorías principales: métodos geométricos, métodos de muestreo aleatorio y métodos basados en optimización [4]. Cada uno de estos enfoques presenta ventajas y desventajas, las cuales se analizan a continuación y se resumen en la Tabla II.

3.1 Método geométrico

Los métodos geométricos utilizan la suma de Minkowski para agregar las flexibilidades individuales de las FPU, representadas como politopos en el plano de potencia activa y reactiva. Aunque permiten una representación visual clara y el cálculo de costos asociados a la FOR, su alto costo computacional y la incapacidad para incorporar restricciones específicas de la red limitan su aplicabilidad en sistemas grandes. Además, las aproximaciones empleadas pueden generar resultados inexactos, ya sea sobreestimando o subestimando la flexibilidad, lo que conduce a puntos operativos inviables o a la pérdida de capacidad ajustable [4] [18]. La Fig. 2 ilustra el proceso de agregar dos FPU mediante la aplicación de la suma de Minkowski.

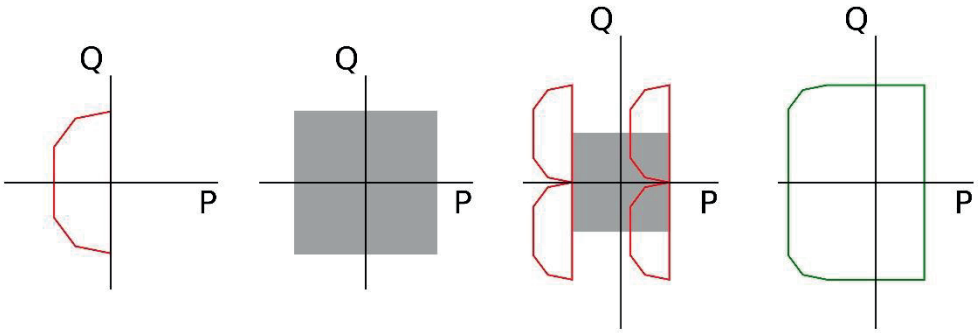


Fig. 2. Método geométrico de agregación de dos polígonos de flexibilidad de dos FPU

3.2 Método de muestreo aleatorio

Los métodos de muestreo aleatorio, basados en simulaciones Monte Carlo, generan puntos de la FOR creando escenarios aleatorios para las FPU y resolviendo análisis de flujo óptimo de potencia (OPF), clasificando los resultados como factible o no factibles. Aunque son versátiles y permiten manejar restricciones no lineales, realizar análisis multi periodo y monetizar la flexibilidad, su principal limitación radica en el alto costo computacional debido a la gran cantidad de simulaciones requeridas y la dificultad para capturar puntos extremos de la FOR [19]. La Fig. 3 muestra la FOR obtenida mediante el método de Monte Carlo, utilizando puntos verdes para representar los estados factibles y puntos rojos para los no factibles. Para facilitar la compresión, se ha delineado la FOR en el gráfico.

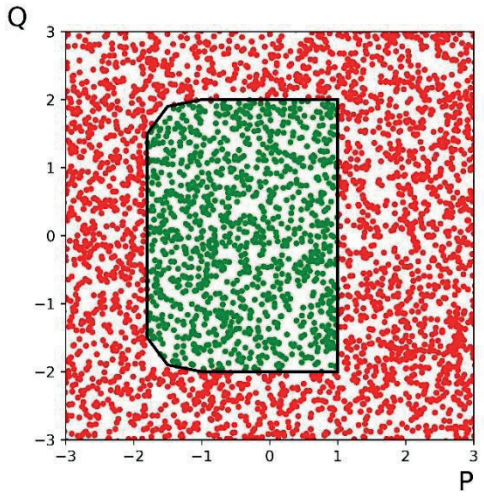


Fig. 3. Método de muestreo aleatorio

3.3 Método basado en optimización

Los métodos basados en optimización delinean iterativamente el contorno de la FOR utilizando formulaciones de OPF, destacándose por su alta precisión y capacidad para integrar restricciones explicitas de la red. Son especialmente útiles en configuraciones detalladas, aunque su aplicabilidad puede verse limitada a redes

complejas. Modernas variantes han reducido costos computacionales mediante técnicas de linealización y estrategias iterativas basadas en distancias. El procedimiento general incluye la formulación de ecuaciones de flujo de potencia, incorporación de la flexibilidad de las FPU, identificación de las restricciones de la red, definición de una función objetivo y una reconstrucción iterativa de los límites de la FOR [4] [20] [21] [22]. La Fig.4 ilustra como la metodología de optimización determina el contorno de la FOR, identificando iteralivamente los puntos en la frontera y numerándolos del I al VIII para mayor claridad.

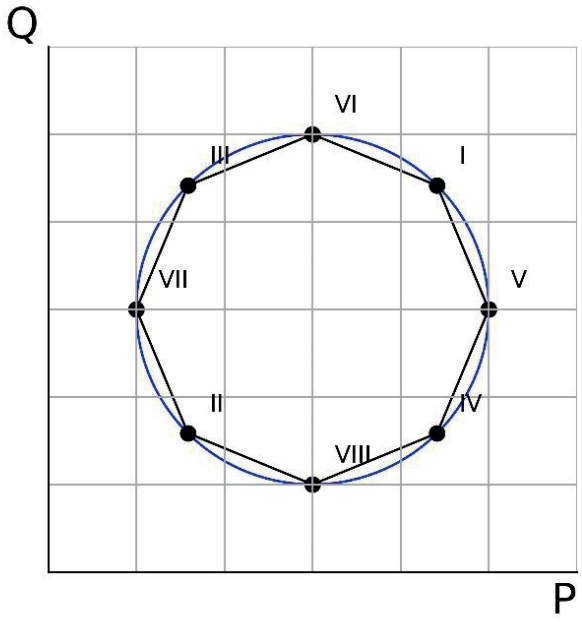


Fig. 4. Método de optimización

TABLA II. RESUMEN DE VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS TRES MÉTODOS DE CÁLCULO DE LA FOR.

	Métodos geométricos	**Métodos de muestreo aleatorio**	**Métodos basados en optimización**
Ventajas	▪ Se puede usar para agregar FPU conectadas en el mismo punto para luego ser usada por los otros métodos.	▪ Fácil de implementar. ▪ Se puede paralelizar. ▪ Captura de forma precisa la topología del sistema. ▪ Se puede incluir cualquier tipo de FPU. ▪ Monetización directa de la FOR.	▪ Muy precisa. ▪ Capaz de capturar las restricciones temporales de flexibilidad. ▪ Puede proveer monetización de la FOR.
Desventajas	▪ Computacionalmente costoso. ▪ No son lo suficientemente precisos. ▪ No toma en cuenta la topología de la red.	▪ No se garantiza precisión, aun con muestras grandes. ▪ Alta carga computacional. ▪ Pocas estrategias eficientes de muestreo. ▪ Es difícil incluir la dependencia temporal de la flexibilidad.	▪ Se debe hacer un intercambio entre precisión y eficiencia. ▪ Algunas formulaciones limitan algunas FPU. ▪ No siempre se puede paralelizar. ▪ Su implementación es compleja.

4 ENFOQUES EMERGENTES

Debido a la incertidumbre asociada a los DER y las diversas aplicaciones de la FOR, los enfoques actuales para su construcción han combinado las metodologías previamente mencionadas, con el objetivo de abordar los desafíos relacionados con la incertidumbre, el tiempo de cálculo y la precisión de la FOR. A continuación, se presenta una descripción de estos enfoques, junto con las metodologías aplicadas y sus respectivas aplicaciones, resumidas en la Tabla III.

4.1 Metodologías con enfoque en las incertidumbres

El manejo de las incertidumbres aborda las incertidumbres operativas, especialmente en la generación renovable. Metodologías como la Curva de Capabilidad Reactiva Robusta, integra distribuciones normales para modelar la incertidumbre en la generación solar, validando estos modelos con histogramas ajustados [23]. El OPF robusto basado en datos (DR-OPF) utiliza la métrica de Wasserstein para modelar la incertidumbre, considerando variaciones en la generación y demanda, ajustando las capacidades de transmisión y utilizando calificaciones dinámicas de líneas (DLR) [24]. También se utiliza la Curva de Capabilidad Robusta (RCC), que modela incertidumbre mediante conjuntos poliedrales y presupuestos de incertidumbre, aplicando algoritmos multi escenario de OPF para robustecer las estimaciones frente a cambios operativos [25]. Las principales metodologías para la incorporación de las incertidumbres son el modelado estadístico, métricas de Wasserstein, algoritmos de enumeración progresiva de vértices y optimización robusta basada en incertidumbre operativa. Estas técnicas garantizan que las operaciones sean viables bajo condiciones inciertas, al tiempo que ajustan dinámicamente las capacidades del sistema en función de escenarios probables y límites de confianza.

4.2 Metodologías con enfoque en la rapidez de cálculo

La rapidez de cálculo es crucial para garantizar la eficiencia computacional en tiempo real, especialmente en redes dinámicas. La Agregación de Flexibilidad Lineal (LFA) usa modelos linealizados derivados del método de Newton-Raphson, lo que permite cálculos rápidos al simplificar las relaciones entre tensiones y flujos de potencia. Sin embargo, se ajusta iterativamente para mitigar errores en condiciones cambiantes [26]. Además, las proyecciones y los algoritmos heurísticos, como REvol y los métodos de muestreo Dirichlet, facilitan la reducción de complejidad al identificar puntos críticos de la FOR [21]. Los métodos de programación cuadráticamente restringida (QRP) también permiten reducir la carga computacional, al ser más eficientes que la programación no lineal (NLP) para redes grandes [20]. Las técnicas claves incluyen modelos lineales iterativos, algoritmos estocásticos como PSO y REvol, y optimización convexa para resolver problemas de FOR rápidamente.

4.3 Metodologías con enfoque en la precisión

La precisión se mejora mediante la integración de modelos avanzados que capturan la complejidad de los sistemas eléctricos. La Curva de Capabilidad Neta Agregada se utiliza para representar restricciones como límites térmicos y de tensión, incorporando la flexibilidad reactiva de los DER en sistemas trifásicos no balanceados. En este enfoque, se aplica la NLP para modelar interacciones complejas entre la potencia activa y reactiva, asegurando que las restricciones operativas se respeten de manera realista [27]. Además, las curvas robustas RCC y DR-OPF ajustan dinámicamente las capacidades de los sistemas bajo incertidumbre y se emplea la optimización multi escenario para evaluar y ajustar las soluciones considerando múltiples escenarios simultáneamente [25] [24]. Las metodologías principales son modelos cuadráticos y no lineales, optimización multi escenario y el refinamiento de curvas con iteraciones y validación de errores.

TABLA III. APLICACIONES DE LOS ENFOQUES ACTUALES PARA CALCULAR LA FOR.

Enfoque	Metodología	Aplicación buscada
Incertidumbres	• Modelado estadístico (distribuciones normales). • Métrica de Wasserstein para incertidumbres. • Algoritmos de enumeración progresiva de vértices y OPF multi escenario para ajustes robustos. • Métodos de optimización robusta basados en incertidumbre operativa.	Mejorar la capacidad de manejo de incertidumbres en la generación y demanda de energía, obteniendo robustez.
Rapidez de cálculo	• Modelos lineales iterativos como el LFA. • Métodos de proyección (vértices y secciones lineales). • Algoritmos estocásticos (REvol, PSO) para exploración en grandes espacios de soluciones. • Resolución de optimizaciones convexas para FOR rápida.	Acelerar el proceso de cálculo y optimización en tiempo real para redes dinámicas, mejorando la eficiencia computacional sin sacrificar precisión en la toma de decisiones operativas.

Enfoque	Metodología	Aplicación buscada
Precisión	• Modelos cuadráticos y no lineales (NLP, QRP). • Optimización multi escenario. • Integración de restricciones avanzadas en OPF (límites térmicos, nodales y de capacidad de DER). • Refinamiento de curvas con iteraciones y validación de errores.	Garantizar la precisión en la modelización de redes eléctricas y sistemas de energía, manteniendo la operación dentro de límites técnicos mientras se optimizan los recursos.

5 CONCLUSIONES

La investigación actual sobre la FOR ha logrado avances significativos en la gestión de DER y su integración en sistemas eléctricos distribuidos. Los enfoques analizados ofrecen soluciones innovadoras para abordar la incertidumbre y maximizar la flexibilidad operativa. Sin embargo, aún persisten desafíos que requieren atención futura. En primer lugar, es crucial incorporar una mayor diversidad de DER y validar las metodologías en redes con topologías complejas. Además, se debe identificar las contribuciones individuales y caracterizar los DER con mayor potencial e interés para la aplicación efectiva en la FOR. En segundo lugar, las metodologías deben evolucionar para garantizar que la inclusión de incertidumbres permita aprovechar al máximo la capacidad de la FOR en la entrega de potencia activa y reactiva. En tercer lugar, la agregación de DER en la FOR debe considerar su aplicación para proporcionar los SSCC requeridos por el TSO. Finalmente, debe establecerse un marco regulatorio que respalde lo mencionado anteriormente, con el objetivo de garantizar la estabilidad y mejorar la flexibilidad del sistema eléctrico del futuro.

6 REFERENCIAS

[1] X. Jiang, Y. Zhou, W. Ming, and J. Wu, "Feasible operation region of an electricity distribution network," *Appl Energy*, vol. 331, p. 120419, Feb. 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2022.120419.

[2] A. Gomstyn and A. Jonker, "¿Qué son los recursos enérgeticos disitribuidos (DER)?," https://www.ibm.com/es-es/think/topics/distributed-energy-resources.

[3] WTS Energy, "Distributed energy resources: uses, benefits, importance," https://www.wtsenergy.com/glossary/distributed-energy-resources/.

[4] G. Papazoglou and P. Biskas, "Review of Methodologies for the Assessment of Feasible Operating Regions at the TSO–DSO Interface," *Energies (Basel)*, vol. 15, no. 14, p. 5147, Jul. 2022, doi: 10.3390/en15145147.

[5] B. Uzum, Y. Yoldas, S. Bahceci, and A. Onen, "Comprehensive review of transmission system operators–Distribution system operators collaboration for flexible grid operations," *Electric Power Systems Research*, vol. 227, p. 109976, Feb. 2024, doi: 10.1016/j.epsr.2023.109976.

[6] E. Chiodo, A. Losi, R. Mongelluzzo, and F. Rossi, "Capability chart for electrical power systems," *IEE Proceedings C Generation, Transmission and Distribution*, vol. 139, no. 1, p. 71, 1992, doi: 10.1049/ip-c.1992.0011.

[7] J. Ranil de Silva, "CAPABILITY CHARTS FOR POWER SYSTEMS," Canterbury, Mar. 1987.

[8] R. Albarracin and M. Alonso, "Photovoltaic reactive power limits," in *2013 12th International Conference on Environment and Electrical Engineering*, IEEE, May 2013, pp. 13–18. doi: 10.1109/EEEIC.2013.6549630.

[9] A. Cabrera-Tobar, E. Bullich-Massague, M. Aragues-Penalba, and O. Gomis-Bellmunt, "Reactive power capability analysis of a photovoltaic generator for large scale power plants," in *5th IET International Conference on Renewable Power Generation (RPG) 2016*, Institution of Engineering and Technology, 2016, pp. 53 (6 .)-53 (6 .). doi: 10.1049/cp.2016.0574.

[10] M. E. Montilla-DJesus, S. Arnaltes, E. D. Castronuovo, and D. Santos-Martin, "Optimal Power Transmission of Offshore Wind Power Using a VSC-HVdc Interconnection," *Energies (Basel)*, vol. 10, no. 7, p. 1046, Jul. 2017, doi: 10.3390/en10071046.

[11] T. Lund, P. Sørensen, and J. Eek, "Reactive power capability of a wind turbine with doubly fed induction generator," *Wind Energy*, vol. 10, no. 4, pp. 379–394, Jul. 2007, doi: 10.1002/we.228.

[12] M. Sarkar, M. Altin, P. E. Sørensen, and A. D. Hansen, "Reactive Power Capability Model of Wind Power Plant Using Aggregated Wind Power Collection System," *Energies (Basel)*, vol. 12, no. 9, p. 1607, Apr. 2019, doi: 10.3390/en12091607.

[13] E. H. Enrique, “Generation capability curves for wind farms,” in *2014 IEEE Conference on Technologies for Sustainability (SusTech)*, IEEE, Jul. 2014, pp. 103–106. doi: 10.1109/SusTech.2014.7046227.
[14] S. Kundu, K. Kalsi, and S. Backhaus, “Approximating Flexibility in Distributed Energy Resources: A Geometric Approach,” in *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, IEEE, Jun. 2018, pp. 1–7. doi: 10.23919/PSCC.2018.8442600.
[15] R. D’hulst, W. Labeeuw, B. Beusen, S. Claessens, G. Deconinck, and K. Vanthournout, “Demand response flexibility and flexibility potential of residential smart appliances: Experiences from large pilot test in Belgium,” *Appl Energy*, vol. 155, pp. 79–90, Oct. 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.05.101.
[16] O. Krishan and S. Suhag, “An updated review of energy storage systems: Classification and applications in distributed generation power systems incorporating renewable energy resources,” *Int J Energy Res*, vol. 43, no. 12, pp. 6171–6210, Oct. 2019, doi: 10.1002/er.4285.
[17] D. O. Akinyele and R. K. Rayudu, “Review of energy storage technologies for sustainable power networks,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 8, pp. 74–91, Dec. 2014, doi: 10.1016/j.seta.2014.07.004.
[18] M. Sarstedt and L. Hofmann, “Monetarization of the Feasible Operation Region of Active Distribution Grids Based on a Cost-Optimal Flexibility Disaggregation,” *IEEE Access*, vol. 10, pp. 5402–5415, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3140871.
[19] S. Riaz and P. Mancarella, “On Feasibility and Flexibility Operating Regions of Virtual Power Plants and TSO/DSO Interfaces,” in *2019 IEEE Milan PowerTech*, IEEE, Jun. 2019, pp. 1–6. doi: 10.1109/PTC.2019.8810638.
[20] M. Sarstedt, L. Kluß, J. Gerster, T. Meldau, and L. Hofmann, “Survey and Comparison of Optimization-Based Aggregation Methods for the Determination of the Flexibility Potentials at Vertical System Interconnections,” *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 3, p. 687, Jan. 2021, doi: 10.3390/en14030687.
[21] J. Gerster, S. Lehnhoff, M. Sarstedt, L. Hofmann, and E. M. Veith, “Comparison of Random Sampling and Heuristic Optimization-Based Methods for Determining the Flexibility Potential at Vertical System Interconnections,” in *2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, IEEE, Oct. 2021, pp. 1–6. doi: 10.1109/ISGTEurope52324.2021.9640108.
[22] D. Contreras, “Estimation of Flexibility Potentials in Active Distribution Networks,” University of Stuttgart, Stuttgart, 2021.
[23] A. S. Kar, K. K. Challa, A. K. Bharati, A. Singhal, and V. Ajjarapu, “Robust VAR Capability Curve of DER with Uncertain Renewable Generation,” in *2024 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, IEEE, Jul. 2024, pp. 1–5. doi: 10.1109/PESGM51994.2024.10688927.
[24] L. Chen, Z. Tang, S. He, and J. Liu, “Feasible operation region estimation of virtual power plant considering heterogeneity and uncertainty of distributed energy resources,” *Appl Energy*, vol. 362, p. 123000, May 2024, doi: 10.1016/j.apenergy.2024.123000.
[25] Z. Tan, H. Zhong, Q. Xia, C. Kang, X. S. Wang, and H. Tang, “Estimating the Robust P-Q Capability of a Technical Virtual Power Plant Under Uncertainties,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 6, pp. 4285–4296, Nov. 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2020.2988069.
[26] H. Früh, S. Müller, D. Contreras, K. Rudion, A. von Haken, and B. Surmann, “Coordinated Vertical Provision of Flexibility From Distribution Systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 38, no. 2, pp. 1834–1844, Mar. 2023, doi: 10.1109/TPWRS.2022.3162041.
[27] A. Singhal, A. K. Bharati, and V. Ajjarapu, “Deriving DERs VAR-Capability Curve at TSO-DSO Interface to Provide Grid Services,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 38, no. 2, pp. 1820–1833, Mar. 2023, doi: 10.1109/TPWRS.2022.3200024.

Comité de Estúdios C6 – Sistema de Distribución Activa y Recursos Energéticos Distribuidos

IMPACTO DEL DESARROLLO DEL TRANSPORTE PÚBLICO ELÉCTRICO SOBRE EL SISTEMA ELÉCTRICO CHILENO

P.E. MIQUEL*
SYSTEP
Chile
pmiquel@systep.cl

Resumen *–Dado el creciente interés por el transporte público eléctrico y su relevancia en la Estrategia Nacional de Electromovilidad de Chile, en este estudio se analiza el impacto de la demanda de energía eléctrica de las flotas de buses sobre la infraestructura de transporte y distribución del sistema eléctrico chileno.*

Palabras clave: Transporte Público Eléctrico – Redes de Distribución – Subestaciones, – Gestión de Demanda – Generación Renovable.

1 INTRODUCCIÓN

En este artículo se presentan los resultados de un estudio que analiza el impacto de la demanda de energía eléctrica de las flotas de buses sobre la infraestructura de transporte y distribución del sistema eléctrico chileno [1].
Son objetivos específicos de este trabajo los que se indican a continuación:

- Analizar prioridades y objetivos para el transporte público de la Estrategia Nacional de Electromovilidad.
- Presentar un modelo que permita determinar el tamaño de los terminales y las flotas de buses, considerando condiciones de borde tales como distancia de recorrido, número de paradas por kilómetro, velocidad de circulación, tiempo de detención para atención de pasajeros, etc.
- Determinar el tamaño de la flota, la demanda de potencia y energía de los terminales.
- Establecer los requerimientos de diseño básico de los terminales, considerando la relación que existe entre la capacidad de las baterías, el régimen de carga y los tiempos de carga.
- Determinar la magnitud de demanda agregada que el servicio de transporte eléctrico publico impone al sistema eléctrico. Se analiza la situación de la región metropolitana y las demás regiones por separado.
- En función del número de buses que atiende un terminal definir si el diseño requiere de una conexión en alta o en media tensión a la red.

2 LA SITUACIÓN EN CHILE

Estrategia Nacional de Electromovilidad (EEM)
Promulgada en 2017, la Estrategia Nacional de Electromovilidad (EEM) [2], que reconoce al Transporte público como motor de desarrollo establece dos metas de largo plazo: alcanzar el 40% de vehículos particulares y 100% del transporte público urbano eléctricos al 2050. La revisión 2021 de la EEM sumó nuevas metas para el mediano y largo plazo [3]. Las más relevantes son: el 100% de las nuevas incorporaciones al transporte público urbano serán vehículos cero emisiones al año 2035, el 100% de ventas de vehículos livianos y medianos sean cero emisiones al año 2035 **y** el 100% de las ventas de vehículos para el transporte de pasajeros interurbano y transporte terrestre de carga sean cero emisiones al año 2045.

* Don Carlos 2939, of 1007, Las Condes, Santiago de Chile

Composición de flotas de buses, licitaciones y servicios en marcha

El sistema de transporte público Red Metropolitana de Movilidad (RED) de la Región Metropolitana (RM) cuenta con 6.700 buses, 2.000 de los cuales son eléctricos y la licitación pública de uso de vías 2023 busca proveer otros 1.200. Haciendo un total de 3.200 buses eléctricos en la RM. Actualmente en regiones el número de buses diésel es de 11.100 aproximadamente y son de menor tamaño que los existentes en la capital, a mayoría son autobuses del tipo Livianos de clase A[1]. En la revisión 2021 de la EEM si se detallan algunas metas por región [4], su estado se explicita en la TABLA I mostrada a continuación.

TABLA I: ESTADO DE PROYECTO DE TRANSPORTE PÚBLICO EN REGIONES

Región	Proyecto	Estado
Antofagasta	Despliegue de 40 buses eléctricos para operar un corredor de aproximadamente 20 kilómetros de longitud por sentido entre Chimba Alto y Campus Coloso	En marcha desde 3 de Diciembre 2023.
Atacama	Implementación de 12 nuevos servicios de buses eléctricos en Copiapó. Se contempla una flota de al menos 100 buses eléctricos, con dos centros de carga situados en Cuesta Cardones y Paipote.	Operación para segundo semestre de 2025-
Coquimbo	Dos nuevos servicios de transporte público eléctrico que conectarán Coquimbo y La Serena, con una flota prevista de 42 buses eléctricos.	Operación para segundo semestre 2024.
Valparaíso	Se incorporará un total de 44 buses eléctricos para entregar 4 nuevos servicios.	Segundo semestre 2024
O´Higgins	En Rancagua, 10 buses eléctricos en reemplazo de buses antiguos (Plan Renueva tu Micro 2022)	En marcha desde Mayo de 2024.
Biobío	En colaboración con EFE SUR, se ha propuesto un proyecto de integración con Biotrén en el gran Concepción. Este proyecto incluirá 25 buses eléctricos y dos nuevos servicios que cubrirán un total de 45 kilómetros, vinculando eficazmente los nodos de transporte existentes. Al 2030 contar con 200 nuevos buses eléctricos.	25 buses adquiridos por EFE para complementar Biotrén a entrar en servicio en 2025.

3 MODELO DE DIMENSIONAMIENTO

3.1 Investigación inicial

Medir el impacto sobre el sistema eléctrico que produce la electrificación del transporte público urbano implica cuantificar la demanda de potencia y energía de las nuevas flotas de buses eléctricos, y antes que eso, determinar el número de buses que componen un recorrido y la demanda eléctrica asociada a su operación diaria. Para lograr lo anterior, se construyó un modelo que entregue esos resultados. Con el propósito de establecer el modelo se realizaron las dos actividades que se resumen a continuación.

Análisis de recorridos actuales y condiciones técnicas de licitaciones

Se estudiaron los recorridos de la Red Bus de la RM, los informes de gestión anual 2022 del Directorio de Transporte Público Metropolitano (DTPM)[2], las condiciones técnicas de prestación del servicio para la Licitación Pública de Uso de Vías 2023[3] y los servicios de transporte mediante buses eléctricos ya en marcha tanto en la RM como en regiones[4].

Se concluyó que los recorridos de Red Bus de la RM tienen longitudes en un sentido desde 10 Km a 20 Km (circuitos de 20 Km a 40 Km), un número de 3 a 4 paradas por kilómetro y una velocidad media de circulación no superior a 20 Km por hora. Los buses eléctricos que actualmente prestan servicio se pudo apreciar que poseen baterías de hasta 300 KWh y cuentan con aire acondicionado. Actualmente en regiones existen servicios mono recorrido (un terminal) y en la RM multi recorridos que son abastecidos de energía en un terminal compartido.

Buses eléctricos y tecnologías complementarias disponibles en el mercado

Escogiendo a China como proveedor de buses eléctricos, se estudiaron sus principales características, tales como dimensiones físicas, potencia motriz, velocidad, servicios de comodidad, rendimiento y requerimientos de energía. Se analizaron las características de las baterías de litio, los ciclos y tipos de carga que se les aplican. Así mismo se estudiaron los tipos de cargadores a la venta en el mercado[5].

La conclusión de este análisis es que lo más adecuado es emplear cargas lentas y para optimizar la vida útil de las baterías, administrar la carga entre 80% y 20% de la capacidad, aplicando recargas de oportunidad.

3.2 Características del modelo de dimensionamiento

El modelo de transporte es capaz de determinar el tiempo de viaje del bus en un sentido, el tiempo acumulado de detenciones en las paradas, el tiempo total de recorrido en un sentido y el número de buses que presta el servicio en los dos sentidos de recorrido. Se considera la existencia de un recorrido entre 2

[1] Buses de Clase A, vehículos con una longitud igual o superior a 8 metros e inferior a 11 metros.

[2] Informe de gestión 2022 del DTPM (Ver apartado 12.2.1 en el capítulo 12 de [1]).

[3] Detalles en sección 6.2 del capítulo 6 de [1].

[4] Detalles en el capítulo 6 de [1].

[5] Detalles en el capítulo 7, sección 7.5 de [1].

extremos. La distancia entre el extremo 1 y el extremo 2, es igual a la distancia que existe entre el extremo 2 y el extremo 1. El número de paradas por kilómetro de recorrido en cada sentido es el mismo. El tiempo de detención es el mismo en todas las paradas. Cada bus tiene un tiempo de detención obligada en uno de los extremos. La velocidad con que se desplaza el bus es constante. La frecuencia de pasada de cada bus por una parada es la misma durante todas las horas de prestación del servicio.
Las ecuaciones básicas del modelo son:

Dimensionamiento de Flota:

El tiempo de viaje del bus en un sentido es:

$$Tv1 = 60^* \, d1/Vb \quad [Min]$$

El tiempo acumulativo de detenciones en las paradas es:

$$Td1 = d1^*np^*tdp \quad [Min]$$

El tiempo total de recorrido en un sentido es:

$$Tr1 = Tv1 + Td1 \quad [Min]$$

La condición de diseño es:

$$Nb^*f - (Tr1 + te1) \geq f \quad [Min]$$

De este modo el número de buses es:

$$Nb^* \geq (Tr1 + te1)/f - 1$$

Y el número de buses que presta el servicio en los dos sentidos de recorrido es:

$$Nb = 2^*\text{Mayor entero}\,(Nb^*)$$

Datos de entrada :

- d1 = Distancia de recorrido en un sentido [Km].
- Vb = Velocidad media del bus [Km/h].
- np = número de paradas por kilómetro de recorrido.
- f = Frecuencia de paso de un bus en una parada [Min].
- tdp = Tiempo de detención del bus en una parada [Min].
- te1 = Tiempo de detención del bus en el extremo 1 [Min]

Parámetros para salidas:

- Capacidad de la batería [KWh].
- Consumo unitario en marcha [KWh/Km].
- Consumo de energía para aire acondicionado [KWh].
- Tiempo de carga de baterías en el terminal [Horas].
- Cantidad de Terminales del recorrido[1 o 2].
- Número de horas diarias en que se presta el servicio [Horas].

Las tres salidas principales son:
Dimensionamiento de la flota de buses para un recorrido: Para una distancia de recorrido fija, tomando cómo parámetros, el número de paradas por kilómetro y la frecuencia de pasada del bus por una parada, el modelo entrega:

- N° total de buses del recorrido y la cantidad de recorridos diarios para cumplir con las horas de servicio.
- Energía demandada por bus y la necesidad de energía adicional si la capacidad de la batería es insuficiente.
- Potencia de un cargador y la del terminal en función del tiempo de carga de la batería.

Se analiza cómo cambian los resultados si el recorrido cuenta con uno o dos terminales de carga.

Potencia demandada por los terminales: Esta salida provee resultados para analizar lo que ocurre cuando se decide en horas del servicio suspendido, la modalidad de carga plena de las baterías a 100%, o se adopta por un uso de carga entre 80% - 20% de la capacidad admitiendo carga de oportunidad durante las horas de prestación del servicio. Los productos son 3:

- Entrega la potencia nominal del cargador y la demanda del terminal.
- Demanda agregada y N° de terminales, para todos los buses de la RM operando simultáneamente.
- Simular terminales multi recorrido, entrega el número de terminales y la potencia que estos demandan.

Forma de la curva de carga del terminal: Tomando como parámetro el número de recorridos de un terminal multiservicio para la modalidad de carga 100% y carga 80%-20% con carga de oportunidad, esta salida permite determinar:

- Cantidad de buses por terminal. A nivel diario la potencia del terminal y la energía demandada en horas de no servicio. La potencia y la energía demandada para carga de oportunidad. El total anual de energía demandada.

4 RESULTADOS DE DIMENSIONAMIENTO

Se presentan 3 ejemplos de dimensionamiento de flotas de buses[6].Tres distancias de recorrido en un sentido (10, 20 y 30 Km) y frecuencia de paso por parada (entre 6 y 15 minutos). El número de paradas por kilómetro varía entre 1 y 4. El tiempo de detención en cada parada de 1 minuto, el de detención en un extremo es 10 minutos y la velocidad del bus es de 20 Km/hora. El tiempo total de prestación de servicio son 17 horas al día. Se estudiaron 2 dos casos de ubicación del terminal: sólo un terminal de carga en un extremo y el otro caso con uno en cada extremo. Los resultados mostraron lo siguiente:

Efecto del número de terminales de carga: Para 1 o 2 terminales de carga, el número de buses que componen la flota es el mismo, pero existe una diferencia en el número de recorridos diarios que esta realiza. Existe un recorrido más en el caso de 1 sólo terminal de carga, porque se ha supuesto que en ambos casos el horario de

[6] Detalles en el Capítulo 9 de [1].

prestación del servicio en cada sentido de viaje es el mismo, de este modo en el caso 1 es necesario enviar un conjunto de buses al extremo lejano[7] previo a la apertura del servicio y lo mismo ocurre cuando termina su horario. Allí los buses del extremo lejano deben retornar al terminal de carga. Esos traslados ocurren con buses fuera de servicio.

Distancia diaria recorrida: Para recorrido de 10 Km en un sentido, la distancia diaria recorrida fluctúa entre 140 – 240 Km (1 terminal) y entre 120-220 Km (2 terminales). Para 20 Km, la distancia diaria recorrida fluctúa entre 160 – 280 Km (1 terminal) y entre 120-240 m (2 terminales). Cuando el recorrido es de 30 Km, la distancia diaria recorrida fluctúa entre 180 – 300 Km (1 terminal) y entre 120-240 m (2 terminales).

Número de buses: El número de buses para sostener un recorrido aparentemente depende de la extensión del recorrido, pero está fuertemente condicionado por la frecuencia de pasada de un bus por cada parada, él número de paradas por kilómetro y el tiempo de detención en ella. (ver TABLA II).

TABLA II: NÚMERO DE BUSES POR DISTANCIA DEL RECORRIDO, FRECUENCIA DE PASADA Y PARADAS

Distancia Recorrido	10 km				20 km				30 km			
	N° de paradas por Kilómetro				N° de paradas por Kilómetro				N° de paradas por Kilómetro			
Frec. de pasada bus [min]	4	3	2	1	4	3	2	1	4	3	2	1
6	26	22	18	16	48	42	36	28	72	62	52	42
10	14	12	10	8	28	24	20	16	42	36	30	24
12	12	10	8	8	24	20	18	14	36	30	26	20

Cantidad de recorridos diarios de un bus: Depende de la extensión del recorrido, porque el viaje a velocidad constante define el tiempo de viaje. La disminución del número de paradas por kilómetro permite realizar más recorridos durante las horas de servicio. Esto último colabora a reducir el número de buses necesarios (ver TABLA III). La frecuencia de pasada por una parada no afecta al número de recorridos de un bus.

TABLA III: CANTIDAD DE RECORRIDOS DIARIOS DE UN BUS EN FUNCIÓN DE DISTANCIA DEL RECORRIDO, FRECUENCIA DE PASADA Y NÚMERO DE PARADAS POR KILÓMETRO

Distancia Recorrido	10 km				20 km				30 km			
	N° de paradas por Kilómetro				N° de paradas por Kilómetro				N° de paradas por Kilómetro			
Frec. de pasada bus [min]	4	3	2	1	4	3	2	1	4	3	2	1
6	7	8	10	12	4	5	5	7	3	3	4	5
10	7	8	10	12	4	5	5	7	3	3	4	5
12	7	8	10	12	4	5	5	7	3	3	4	5

5 REQUERIMIENTOS DE ENERGÍA

Considerando los supuestos explicitados en el estudio[8], se estudiaron 2 estrategias de carga con el propósito de verificar la suficiencia de capacidad de la batería basal (300 KWh).

5.1 Carga plena de la batería a 100% sin carga de oportunidad La TABLA IV muestra el resultado del análisis de la suficiencia de capacidad de la batería de un bus, en función de la distancia del recorrido. Se resumen en ella las conclusiones de los casos de uso de un y dos terminales de carga.

Caso de 1 Terminal:

- Para recorridos de 10 y 20 km en un sentido con 4 paradas por kilómetro, la batería de 300 KWh de capacidad es adecuada, al disminuir el número de paradas se requiere una capacidad mayor.

[7] El número de buses a desplazar fuera de recorrido al extremo remoto es el necesario para establecer un circuito continuo de tránsito entre los extremos. Por ejemplo, para frecuencias de pasada de 6, 10, 12 y 15 minutos es de 10, 6, 5, y 4 buses respectivamente.

[8] Para facilitar la discusión de los resultados se destacan previamente los supuestos principales.

- Los recorridos entre extremos estudiados tienen una longitud de 10, 20 y 30 Km respectivamente.
- El número de paradas por kilómetro en un mismo sentido de viaje analizadas escogidas son 4, 3, 2 y 1. Los 2 valores más altos están en línea con lo que ha definido el Ministerio de Transporte en las licitaciones. El tiempo de detención en cada parada, es de 1 minuto.
- La velocidad media de los buses es 20 Km/hora.
- Se estudiaron 2 casos para el terminal de carga: caso 1: 1 terminal para el recorrido y caso 2: 1 terminal en cada extremo del recorrido.
- Se supone una detención obligada de 10 minutos en sólo uno de los terminales de carga, independientemente del caso estudiado, 1 o 2 terminales de carga. El propósito de esta detención es permitir el reemplazo de conductor cuando corresponda y admitir cargas de oportunidad.
- La prestación del servicio se otorga durante 17 horas al día.
- El caso base se estudia para buses con baterías de 300 KWh de capacidad. El rendimiento promedio de los buses es de 1,5 KWh por kilómetro.
- Todos los buses tienen aire acondicionado frío/calor obtenido mediante tecnología inverter. El acondicionamiento de aire está en servicio tanto si el bus está en movimiento o si está detenido. El consumo de energía diario es de 70 KWh.

- Para recorridos de 30 Km en un sentido, la batería de 300 KWh de capacidad es insuficiente independiente del número de paradas. Se requiere una capacidad mayor.
- Emplear una carga de oportunidad ligera para mantener la capacidad de la batería en 300 KWh, es aplicable para recorridos de 10 y 20 Km. Para el caso de 30 Km, la batería es inadecuada porque se requeriría un cargador de oportunidad de mayor tamaño que el necesario para carga lenta.

Caso de 2 Terminales:

- Para recorridos de 10, 20 y 30 Km en un sentido con 4 paradas por kilómetro, la batería de 300 KWh de capacidad es adecuada, al disminuir el número de paradas se requiere una capacidad mayor.
- Emplear una carga de oportunidad ligera para mantener la capacidad de la batería en 300 KWh, es aplicable para recorridos de 10 y 20 Km. Para el caso de 30 Km, la batería es inadecuada porque se requeriría un cargador de oportunidad de mayor tamaño que el necesario para carga lenta.

TABLA IV: ANÁLISIS DE SUFICIENCIA DE CAPACIDAD DE BATERÍA EN FUNCIÓN DE LA DISTANCIA DEL RECORRIDO. ESTRATEGIA DE CARGA PLENA 100%.

	Caso 1: Un Terminal de Carga		Caso 2: Dos Terminales de Carga	
Recorrido de 10 Kilómetros	La energía de la batería de 300 KWh es insuficiente cuando el número de paradas por kilómetro es inferior a 4. La capacidad de la batería requerida es de 350, 400 y 450 KWh para 3,2,1 paradas /km.	Otra opción es mantener el tipo de batería y recurrir a una carga de oportunidad ligera. La carga de oportunidad en cada detención en el terminal estará en el rango entre 4 y 9 KWh.	La energía de la batería de 300 KWh es insuficiente cuando el número de paradas por kilómetro es inferior a 3. La capacidad de la batería requerida 1, es de 350 y 400 KWh, para 2 y 1 paradas/km.	Otra opción es mantener el tipo de batería y recurrir a una carga de oportunidad ligera. Si se procede de este modo, la carga de oportunidad en cada detención en el terminal estará entre 4 y 9 KWh.
Recorrido de 20 Kilómetros	La energía de la batería de 300 KWh es insuficiente cuando el número de paradas por kilómetro es inferior a 4. La capacidad de la batería requerida es de 400, 400 y 500 KWh, para 3,2,1 paradas/km.	Otra opción es mantener el tipo de batería y recurrir a una carga de oportunidad ligera. La carga de oportunidad en cada detención en el terminal estará en el rango entre 12 y 27 KWh.	La energía de la batería de 300 KWh es insuficiente cuando el número de paradas por kilómetro es igual a 3 o igual a 1. La capacidad de la batería requerida es de 350 y 450 KWh para 3 y 1.	Otra opción es mantener el tipo de batería y recurrir a una carga de oportunidad ligera. Si se procede de este modo, la carga de oportunidad en cada detención en el terminal estará en el rango entre 2 y 22 KWh.
Recorrido de 30 Kilómetros	La energía de la batería de 300 KWh es insuficiente para todo el rango de paradas por kilómetro. La capacidad de la batería requerida es de 350, 350, 450 y 550 KWh para 4,3,2,1 paradas/km.	Otra opción es mantener el tipo de batería y recurrir a una carga de oportunidad ligera. La carga de oportunidad en cada detención en el terminal estará en el rango entre 7 y 44 KWh. La potencia de carga de oportunidad en función del número de paradas por kilómetro fluctúa entre 42, 186 y 262 KW, estas 2 últimas superan la capacidad de los cargadores de energía y desde este punto de vista el uso de baterías de 300 KWh ya no es atractiva.	La energía de la batería de 300 KWh es insuficiente cuando el número de paradas por kilómetro es inferior a 3. La capacidad de la batería que resuelve el problema en función del número de paradas por kilómetro: 2 y 1, es de 350 y 450 KWh.	Otra opción es mantener el tipo de batería y recurrir a una carga de oportunidad ligera. La carga de oportunidad en cada detención en el terminal estará en el rango entre 11 y 32 KWh. La potencia de carga de oportunidad en función del número de paradas por kilómetro fluctúa entre 68 y 193 KW, esta última superar la capacidad de los cargadores de energía y desde este punto de vista el uso de baterías de 300 KWh para un recorrido de 30 Km con detención por kilómetro ya no es atractiva.

La variable clave para que la capacidad de 300 KWh de las baterías sea suficiente, es el rendimiento del bus en marcha, (en el caso es base igual a 1,5 KWh/km). Para 1 o 2 terminales, si el rendimiento es de 0,95, 0,83 y 0,75 KWh/Km para distancias de recorrido de 10, 20 y 30 Km en un sentido respectivamente, hay suficiencia. Los dos primeros valores se pueden encontrar en la oferta de buses eléctricos, no así el tercero.

5.2 Carga de la batería entre 80% a 20% con carga de oportunidad

El supuesto de este análisis es que las baterías de 300 KWh se cargan a un 80 % de su capacidad en el terminal de carga durante la noche (240 KWh) y se mantiene una carga mínima de 20% (60 KWh). Así la energía inicial disponible para circular en cada bus es 180 KWh. En el ciclo diario la recarga de energía debe abastecer hasta 180 KWh mediante cargas de oportunidad. La carga de oportunidad ocurre cada vez que el bus visita el terminal de carga. La energía debe suministrarse en un lapso de 10 minutos.

Por la modalidad del ciclo de carga, el uso de la batería es menos restrictivo. Cómo se está recurriendo a una carga de oportunidad, mantener un nivel de energía adecuado es posible, no obstante, eso se consigue empleando un cargador de mayor potencia, entonces lo importante es verificar la potencia requerida para llevarla a cabo. Los resultados para los casos de 1 y 2 terminales, parametrizados en la longitud del tramo y el número de parámetros se muestran en la TABLA V .

TABLA V: ENERGÍA DIARIA PARA CARGA DE OPORTUNIDAD EN [KWH]. BATERÍAS DE 300 KWH

Paradas por Km	4	3	2	1	4	3	2	1
Recorrido Km	Caso de 1 Terminal				Caso de 2 Terminales			
10	15	18	21	23	12	15	20	22
20	40	47	45	52	30	43	39	50
30	75	71	81	85	59	51	77	83

En los 2 casos, el problema con las magnitudes de carga para 20 y 30 Km es que se requieren cargadores de oportunidad con capacidades que superan a las necesarios para carga lenta durante horas de no servicio. Manteniendo el rendimiento del bus en marcha en 1,5 KWh/km, el emplear baterías con capacidad de 450 y 550 KWh, para recorridos de 20 y 30 Km, el cargador de oportunidad sería el mismo que el de carga lenta.
Para mantener la capacidad de las baterías en 300 KWh, una alternativa es escoger buses con mayor rendimiento. Es así con magnitudes de 0,85 y 0,7 KWh/Km para recorridos de 20 y 30 Km respectivamente, es posible mantener el proceso. No obstante, es difícil encontrar ofertas de buses con rendimiento de 0,7 KWh/Km, de modo que se cree necesario emplear baterías de mayor capacidad para recorridos de 30 Km.

6 INFRAESTRUCTURA DE CARGA TERMINALES MONOSERVICIO

Una variable relevante para establecer la demanda agregada de potencia del terminal es el tiempo de carga de las baterías en las horas de no servicio. En esta sección se ha restringido la presentación de resultados a las frecuencias de pasada de un bus en cada parada a 6, 10, y 12 minutos, que corresponden a 10, 6 y 5 buses por hora. El análisis completo se muestra en el Informe detallado[9].

Carga Plena 100%: Para la flota de un terminal monoservicio los resultados se muestran en la TABLA VI. Cuando el tiempo de carga es de 3 horas, se admiten 2 cargas diferidas con un mismo cargador durante las horas de no servicio (7 horas según los supuestos). Esto implica cargadores de mayor potencia que los escogidos para carga en 4 horas, pero la demanda agregada del terminal se reduce considerablemente.

Carga 80%-20%+Carga de oportunidad: El uso de esta modalidad de carga reduce la demanda agregada del terminal, en comparación con la carga plena 100%. Para la flota de un terminal monoservicio los resultados se muestran en la TABLA VII. Cuando el tiempo de carga es de 3 horas, se admiten 2 cargas diferidas con un mismo cargador durante las horas de no servicio (7 horas según los supuestos). Esto implica cargadores de mayor potencia que los escogidos para carga en 4 horas, pero la demanda agregada del terminal se reduce considerablemente.

Conclusión: Independiente de la distancia del recorrido y la modalidad de carga, la potencia de los terminales monoservicio puede ser suministrada desde la red de media tensión. Serán las condiciones particulares del diseño aplicable en cada caso las que impongan si se requiere un alimentador dedicado o si podrá utilizarse uno compartido con uso público.

TABLA VI: POTENCIA NOMINAL DE TERMINAL MONOSERVICIO. CARGA PLENA 100%

Tiempo de Carga [Horas]					3				4			
Recorrido en un sentido [Km]	Capacidad de la batería [KWh]	Frec. Pasada bus en parada [Min]	N° Buses por Terminal Monoservicio		Máximo de cargas diferidas	Potencia del Cargador [KW]	Potencia Nominal del Terminal [KW]		Máximo de cargas diferidas	Potencia del Cargador [KW]	Potencia Nominal Del Terminal [KW]	
10	300	6	26	22	2	100,00	1.300	1.100	1	75	1.950	1.650
		10	14	12	2	100,00	700	600	1	75	1.050	900
		12	12	10	2	100,00	600	500	1	75	900	750
20	450	6	48	42	2	150,00	3.600	3.150	1	112,5	5.400	4.725
		10	28	24	2	150,00	2.100	1.800	1	112,5	3.150	2.700
		12	24	20	2	150,00	1.800	1.500	1	112,5	2.700	2.250
30	450	6	72	62	2	150,00	5.400	4.650	1	112,5	8.100	6.975
		10	42	36	2	150,00	3.150	2.700	1	112,5	4.725	4.050
		12	36	30	2	150,00	2.700	2.250	1	112,5	4.050	3.375
N° de Paradas por Km			4	3			4	3			4	3

TABLA VII: POTENCIA NOMINAL DE TERMINAL MONOSERVICIO. CARGA 80%-20% + CARGA DE OPORTUNIDAD

Tiempo de Carga [Horas]					3				4			
Recorrido en un sentido [Km]	Capacidad de la batería [KWh]	Frec. Pasada bus en parada [Min]	N° Buses por Terminal Monoservicio		Máximo de cargas diferidas	Potencia del Cargador [KW]	Potencia Nominal del Terminal [KW]		Máximo de cargas diferidas	Potencia del Cargador [KW]	Potencia Nominal Del Terminal [KW]	
10	300	6	26	22	2	80,00	1.040	880	1	60	1.560	1.320
		10	14	12	2	80,00	560	480	1	60	840	720
		12	12	10	2	80,00	480	400	1	60	720	600
20	450	6	48	42	2	120,00	2.880	2.520	1	90	4.500	3.780
		10	28	24	2	120,00	1.680	1.440	1	90	2.520	2.160
		12	24	20	2	120,00	1.440	1.200	1	90	2.160	1.800
30	450	6	72	62	2	120,00	4.320	3.720	1	90	6.480	5.580
		10	42	36	2	120,00	2.520	2.160	1	90	3.780	3.240
		12	36	30	2	120,00	2.160	1.800	1	90	3.240	2.700
N° de Paradas por Km			4	3			4	3			4	3

[9] Detalles en el Capítulo 11 de [1].

7 INFRAESTRUCTURA DE CARGA TERMINALES MULTISERVICIO

En la mayoría de las ciudades el transporte público requiere de más de un recorrido para prestar el servicio. Esto un concesionario lo asociaría con un terminal de buses multiservicio. Para calibrar el tamaño de los terminales multiservicio, se empleó el número de buses en distintas ciudades del país (ver TABLA VIII).

TABLA VIII: NÚMERO DE BUSES POR CIUDAD DE CHILE

Ciudad	N° de buses	Ciudad	N° de buses	Fuente
Región Metropolitana	6452	Rancagua	298	Informe Técnico de Gestión DTPM 2022
Arica	248	Talca	264	Nuria Hartmann, In-Data SpA: Consultoría para Catastro de Terminales y/o Depósitos de Buses para el Transporte Público Urbano, preparado para la Agencia de Sostenibilidad Energética. (18.06.2021)
Iquique + Alto Hospicio	355	Chillán	353	
Antofagasta	729	Concepción	787	
Coquimbo	271	Temuco	648	
La Serena	223	Valdivia	317	
Valparaíso	919	Osorno	329	
Viña del Mar	480	Puerto Montt	518	

Región Metropolitana, A julio de 2023, la cantidad de buses de la RM es de 6452 y el número de concesionarios de servicio de transporte público es 8. El cociente entre ambas cifras es cercano a 800 buses por concesionario. Empleando ese valor se analizan las exigencias para las dos estrategias de carga de las baterías. Arbitrariamente se definieron terminales con 100, 200 y 400 buses eléctricos.

Carga Plena 100%: la TABLA IX muestra los resultados para recorridos de 10, 20 y 30 Km, y tiempos de carga de 3 y 4 horas, que condicionan el número de cargas diferidas en el terminal durante las horas de no servicio y la potencia del cargador. Al respecto se ha concluido lo siguiente:

- Recorrido de 10 kilómetros, un terminal para 100 buses puede ser alimentado desde la red MT. Si el terminal tiene 200 buses, sólo con una carga de 3 horas eso es posible.
- Recorridos de 20 y 30 kilómetros, un terminal de 100 buses puede ser alimentado desde la red MT con un alimentador dedicado. Se puede alimentar un terminal de 200 buses desde la red MT con 2 alimentadores. Para 400 buses, la solución involucra a la subestación de bajada AT/MT. Se distinguen 2 variantes:
  - Construir una nueva subestación de transformación dedicada AT/MT y la alimentación.
  - Si existe una subestación de bajada AT/MT cercana, ver si tiene capacidad disponible.

TABLA IX: POTENCIA DE UN TERMINAL MULTISERVICIO EN FUNCIÓN DEL NÚMERO DE BUSES Y DISTANCIA DE RECORRIDO. CASO CARGA PLENA 100%

Tiempo de Carga [Horas]			*3*				*4*			
Recorrido en un sentido [Km]	Capacidad de la Batería [KWh]	N° de buses por terminal	Máximo de Cargas Diferidas en Terminal	Potencia Cargador [KW]	N° de Terminales	Potencia del Terminal MW]	Máximo de Cargas Diferidas en Terminal	Potencia Cargador [KW]	N° de Terminales	Potencia del Terminal MW]
10	300	100	2	100	8	5	1	75	8	8
		200	2	100	4	10	1	75	4	15
		400	2	100	2	20	1	75	2	30
20-30	450	100	2	150	8	8	1	112,5	8	11
		200	2	150	4	15	1	112,5	4	23
		400	2	150	2	30	1	112,5	2	45
Número de paradas por Km					4	3			4	3

Carga 80%-20% + Carga de Oportunidad: la TABLA X muestra los resultados para las distancias de recorrido de 10, 20 y 30 Km, diferenciando tiempos de carga de 3 y 4 horas, que condicionan el número de cargas diferidas en el terminal durante las horas de no servicio y la potencia del cargador. En síntesis, es posible concluir lo siguiente:

- Recorrido de 10 kilómetros, un terminal que aloja 100 buses puede ser alimentado desde la red MT. Cuando el terminal tiene 200 buses la situación se extrema y sólo con una duración de cargas de 3 horas es posible alimentarlo desde la red MT.
- Recorridos de 20 y 30 kilómetros, un terminal que aloja 100 buses puede ser alimentado desde la red de media tensión, la magnitud de potencia demandada sugiere el uso de un alimentador dedicado. Cuando el terminal tiene 200 buses, es posible alimentarlo desde la red de distribución, siempre que se consideren al menos 2 alimentadores. Para 400 buses, la solución involucra a la subestación de bajada AT/MT. Al igual que en el caso de Carga 100% aplican las 2 variantes según sea la situación específica que se presente.

TABLA X: POTENCIA DE UN TERMINAL MULTISERVICIO EN FUNCIÓN DEL NÚMERO DE BUSES Y DISTANCIA DE RECORRIDO. CASO CARGA 80%-20% + CARGA DE OPORTUNIDAD

Tiempo de Carga [Horas]			*3*				*4*			
Recorrido en un sentido [Km]	Capacidad de la Batería [KWh]	N° de buses por terminal	Máximo de Cargas Diferidas en Terminal	Potencia Cargador [KW]	N° de Terminales	Potencia del Terminal MW]	Máximo de Cargas Diferidas en Terminal	Potencia Cargador [KW]	N° de Terminales	Potencia del Terminal MW]
10	300	100	2	80	8	4	1	60	8	6
		200	2	80	4	8	1	60	4	12
		400	2	80	2	16	1	60	2	24
20-30	450	100	2	120	8	6	1	90	8	9
		200	2	120	4	12	1	90	4	18
		400	2	120	2	24	1	90	2	36
Número de paradas por Km					4	3			4	3

Ciudades en Regiones, En Valparaíso, Concepción y Antofagasta el número de buses comparables a los 800 estudiados para la RM. Para ciudades cómo Viña del Mar, Temuco y Puerto Montt con 450 a 650 buses, la TABLA XI y la TABLA XII exhiben el número de terminales y su potencia, considerando como parámetro la duración de la carga (3 o 4 horas) y el uso de carga plena 100% o carga 80%-20% + carga de oportunidad. Es posible la alimentación del terminal multiservicio desde la red MT empleando un alimentador dedicado cuando se alojan 100 buses, dos alimentadores cuando se alojan hasta 200 buses[10]. De allí en adelante es necesario una subestación de bajada AT/MT[11].Al comparar las potencias de terminales de igual condición, queda en evidencia la importancia de escoger una estrategia de carga 80%-20% + carga de oportunidad y un tiempo de carga de 3 horas.

Otras ciudades cuya cantidad de buses es inferior a 360, entre ellas Arica, Iquique, La Serena, Coquimbo, Rancagua, Talca, Chillán, Valdivia y Osorno, podrían tener flotas de buses con terminales multiservicio alimentados desde la red MT empleando un alimentador dedicado cuando se alojan 100 buses, dos alimentadores cuando se alojan hasta 200 buses. De allí en adelante es necesario una conexión en AT y una subestación transformadora de AT/MT.

TABLA XI: POTENCIA Y N° DE TERMINALES. FLOTAS DE 100 A 300 BUSES. CARGA PLENA 100%

Tiempo de Carga [Horas]			*3*				*4*			
Número de Buses			***450***		***600***		***450***		***600***	
Recorrido en un sentido [Km]	Capacidad de la Batería [KWh]	N° de buses por terminal	N° de Terminales	Potencia del Terminal [MW]	N° de Terminales	Potencia del Terminal [MW]	N° de Terminales	Potencia del Terminal [MW]	N° de Terminales	Potencia del Terminal [MW]
10	300	100	5	5,0	6	5,0	5	7,5	6	7,5
		200	3	10,0	3	10,0	3	15,0	3	15,0
		300	2	15,0	2	15,0	2	22,5	2	22,5
20-30	450	100	5	7,5	6	7,5	5	11,3	6	11,3
		200	3	15,0	3	15,0	2	22,5	3	22,5
		300	2	22,5	2	22,5	2	33,8	2	33,8
Número de paradas por Km					4	3			4	3

TABLA XII: POTENCIA Y N° DE TERMINALES. FLOTAS DE 100 A 300 BUSES. 80-20% +CARGA DE OPORTUNIDAD

Tiempo de Carga [Horas]			*3*				*4*			
Número de Buses			***450***		***600***		***450***		***600***	
Recorrido en un sentido [Km]	Capacidad de la Batería [KWh]	Número de buses por terminal	Número de Terminales	Potencia del Terminal [MW]	Número de Terminales	Potencia del Terminal MW]	Número de Terminales	Potencia del Terminal MW]	Número de Terminales	Potencia del Terminal MW]
10	300	100	5	4,0	6	4,0	5	6,0	6	6,0
		200	3	8,0	3	8,0	3	12,0	3	12,0
		300	2	12,0	2	12,0	2	18,0	2	18,0
20-30	450	100	5	6,0	6	6,0	5	9,0	6	9,0
		200	3	12,0	3	12,0	3	18,0	3	18,0
		300	2	18,0	2	18,0	2	27,0	2	27,0
Número de paradas por Km					4	3			4	3

[10] La seguridad de la red de distribución no se ha tomado en cuenta aún

[11] Si el sitio del terminal no es próximo a una subestación eléctrica, deberá desarrollarse una conexión en alta tensión y una subestación transformadora de alta a media tensión para alimentar desde allí la red de reparto interna de media tensión.

8 IMPACTO SOBRE LA RED ELÉCTRICA

Se resume aquí la demanda agregada de potencia de las flotas de buses eléctricos a lo largo del país, suponiendo que están desplegados los servicios, para 6.452 buses en la RM y 11.077 en las demás Regiones.

8.1 Región Metropolitana

Para un total de 6.452 buses, la demanda agregada, que es la exigencia sobre la infraestructura eléctrica de la RM tendría los valores que se indican en la TABLA XIII.

TABLA XIII: DEMANDA AGREGADA PARA EL TOTAL DE BUSES DE LA RM. AMBAS ESTRATEGIAS DE CARGA

Recorrido KM]	Duración Carga [H]	Estrategia Carga 100%	Estrategia Carga 80-20% + Carga de Oportunidad
		Demanda Máxima Agregada 6452 Buses [MW]	
10	3	323	258
	4	484	387
20	3	484	387
	4	726	581

Impacto en la Demanda de Potencia: Si la demanda máxima anual del SEN en 2023 fue de 11.500 MW y la de Enel Distribución de unos 2.550 MW, la proporción de la demanda agregada de los buses fluctúa entre un 10% y un 29% de la demanda máxima de la RM. Si esas demandas se suman o no a la máxima regional depende de si coinciden o no con ella. La carga nocturna no es coincidente, la de oportunidad si lo es.

8.2 Estimación de la demanda para flota de 1200 buses

Se muestra la demanda para 1200 buses, (licitación MTT 2023[12]). Los cálculos corresponden a recorridos de 10 Km y 20 Km, frecuencias de pasada de buses en las paradas cada 6, 10 y 12 minutos. Las baterías del bus tendrían una capacidad de 300 KWh y 450 KWh para recorridos de 10 y 20 kilómetros.

Demanda agregada de la flota de buses: Tomando en cuenta el total de buses, la demanda agregada, que corresponde a la exigencia sobre la infraestructura eléctrica de la RM, sería el indicado en la TABLA XIV.

TABLA XIV: DEMANDA AGREGADA PARA FLOTA DE 1200 BUSES. AMBAS ESTRATEGIAS DE CARGA

Recorrido KM]	Duración Carga [H]	Carga 100%	Carga 80-20% + Carga de Oportunidad
		Demanda Máxima Agregada Flota [MW]	
10	3	60	48
	4	90	72
20	3	90	72
	4	135	108

Impacto en la Demanda de Potencia: Tomando como base una demanda máxima de 2.550 MW para la RM y que la potencia que requerirán los terminales podría fluctuar entre 48 y 135 MW, la proporción de la demanda agregada de los buses fluctúa entre un 1,9% y un 5,3% de la máxima actual de la RM, magnitudes que son comparables con la tasa anual o bianual de crecimiento de la demanda agregada regional. Si esas demandas se suman o no a la máxima regional depende de si coinciden o no con ella[13].

Exigencias de terminales de carga multiservicio: Para grupos de 150, 200 y 250 buses/terminal, (un total de 8, 6 y 5 terminales para la flota), el rango de la demanda por terminal se muestra en la TABLA XV.

TABLA XV: DEMANDA AGREGADA PARA TERMINAL DE 150 a 250 BUSES. AMBAS ESTRATEGIAS DE CARGA

Recorrido [KM]	Duración Carga [H]	Estrategia Carga 100%	Estrategia Carga 80-20% + Carga de Oportunidad
		Demanda Máxima Terminal [MW]	
10	3	8 - 13	6 - 10
	4	11 -19	9 - 15
20	3	11 - 19	9 - 15
	4	17 - 28	14 - 23

Cómo la capacidad instalada de las subestaciones AT/MT de la RM se sitúa entre 50 MW y 200 MW y la potencia que requerirán los terminales podría fluctuar entre 6 y 28 MW, según sea el caso, la proporción de la demanda agregada de los buses eléctricos significa entre un 12% a un 56% de la capacidad instalada para

[12] Detalles en la sección 12.2.3 del Capítulo 12 de [1].

[13] Los procesos de carga nocturna no son coincidentes con la demanda máxima regional de modo que no contribuyen a la máxima. Distinto es el caso de la carga de oportunidad que si es sumable. En el extremo, si los buses sólo recibieran cargas de oportunidad durante las horas de recorrido, la coincidencia entre la demanda regional y la de los terminales podría ser máxima.

subestaciones de 50 MW y entre un 3% a un 14% de la capacidad instalada para subestaciones de 200 MW. Si las demandas se suman o no a la máxima de la subestación depende de si coinciden o no con ella. Los procesos de carga nocturna no contribuyen a la máxima de la instalación. Distinto es el caso de la carga de oportunidad que si es sumable. En síntesis, los resultados muestran que:

- El impacto de la demanda de los terminales multiservicio, sobre la máxima de la subestación, está fuertemente ligado a si el proceso de carga es coincidente o no con esa demanda.
- Para las subestaciones de menor capacidad (50 MW), la proporción de la demanda del terminal sobre la capacidad de la subestación es importante y podría haber problemas, aunque no existiera coincidencia.

8.3 Regiones

La estimación de la demanda considera el número actual de buses por ciudad y región [5], bus eléctrico de 8,5 m de largo, recorrido típico de 10 Km en un sentido, servicio activo por 17 horas/día, velocidad de media en marcha de 20 Km/hora, 4 paradas de 1 minuto por kilómetro y detención en el terminal de 10 minutos.

El desglose por regiones se muestra en la TABLA XVI. En ella se aprecia la importancia de escoger tiempos de carga de 3 horas y emplear la estrategia de Carga 80%-20% + Carga de Oportunidad. Los resultados también muestran grandes concentraciones de demanda en Valparaíso y Bío Bío, que son importantes en relación con la demanda máxima de esas zonas. Eso evidencia la relevancia de desarrollar una adecuada planificación de la red eléctrica coordinada con la estrategia de reemplazo de los buses. El estudio de la red abarcaría líneas de AT, ampliación de la capacidad instalaciones existentes y subestaciones AT/MT .

TABLA XVI: DEMANDA AGREGADA POR REGIONES. AMBAS ESTRATEGIAS DE CARGA

Región	N° de Buses	Demanda agregada de potencia por Regiones [MW]				Región	N°° de Buses	Demanda agregada de potencia por Regiones [MW]			
		Carga Plena 100%		Carga 80%-20% + Carga de oportunidad				Carga Plena 100%		Carga 80%-20% + Carga de oportunidad	
Tiempo de carga [horas]		3	4	3	4	Tiempo de carga [horas]		3	4	3	4
Arica y Parinacota	248	12	19	10	15	Maule	672	34	50	27	40
Tarapacá	355	18	27	14	21	Ñuble	368	18	28	15	22
Antofagasta	972	49	73	39	58	Bío Bío	3046	152	228	122	183
Atacama	97	5	7	4	6	Araucanía	947	47	71	38	57
Coquimbo	567	28	43	23	34	Los Lagos	908	45	68	36	54
Valparaiso	2182	109	164	87	131	Los Ríos	317	16	19	10	15
O´Higgins	328	16	25	13	20	Magallanes	70	4	5	3	4
	4749	240	360	193	289	Subtotal	6328	319	473	253	380
	11077	560	834	446	668	Total Regiones					

9 CONCLUSIONES

Este artículo resume el primer estudio que estimó el impacto de transporte público eléctrico en todas las regiones de Chile. Las conclusiones principales del trabajo son las que se indican a continuación.

El impacto se refleja en la red MT y en las subestaciones de bajada de AT/MT. Los terminales que alojan monoservicios se pueden conectar a la red MT. Los terminales para multiservicios impactan a las subestaciones AT/MT cuando se concentran más de 100 buses. Adoptar modalidad de 80% -20% + carga de oportunidad en los buses y lo mismo que cargas lentas nocturnas de 3 horas reduce la potencia demandada por el terminal a la red.

La infraestructura eléctrica de AT y las subestaciones AT/MT de la Región Metropolitana pueden afrontar la instalación de planeada de buses eléctricos si se escogen los puntos de conexión adecuados. Esto no está garantizado en otras regiones en donde debe planificarse la expansión de las subestaciones AT/MT coordinadamente con la puesta en marcha de flotas de buses eléctricos.

10 REFERENCIAS

[1] WG C6: Impacto del Desarrollo del Transporte Público Eléctrico sobre el Sistema Eléctrico Chileno. CIGRE Chile. 21 de mayo de 2024. Web Site, https://www.cigre.cl/publicacion/

[2] Web Site, https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_electromovilidad-8dic-web.pdf

[3] Web Site, https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia-nacional-electromovilidad_ministerio-de-energia.pdf

[4] Web Site, https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/hoja_de_ruta_para_el_avancde_la_electromovilidad_en_chile_acciones_concretas_al_2026.pdf

[5] Hartmann Nuria, In-Data SpA: Consultoría para Catastro de Terminales y/o Depósitos de Buses para el Transporte Público Urbano, preparado para la Agencia de Sostenibilidad Energética. (18.06.2021)

Comité de Estúdios C6 – Sistema de Distribución Activa y Recursos Energéticos Distribuidos

GESTIÓN AUTÓNOMA DE CARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS BASADA EN APRENDIZAJE POR REFUERZO

E. SALAZAR*
Instituto de Investigación en Energía de Cataluña (IREC)
España
ejsalazar@irec.cat

M. JURADO
IEE, UNSJ – CONICET
Argentina
mjurado@iee-unsjconicet.org

V. ROSERO
IEE, UNSJ – CONICET
Argentina
vrosero@iee.unsj.edu.ar

F. ARELLANO
Instituto de Investigación en Energía de Cataluña (IREC)
España
farellano@irec.cat

M. SAMPER
IEE, UNSJ – CONICET
Argentina
msamper@iee-unsjconicet.org

Resumen *– La creciente adopción de vehículos eléctricos (EV) en redes de distribución plantea desafíos significativos en estabilidad y eficiencia, a la vez que abre oportunidades para su participación en mercados de flexibilidad. En este contexto, la gestión autónoma de la carga se perfila como una solución eficaz para distribuir la potencia de forma óptima, reduciendo costos y aliviando el estrés en las baterías. Dado la naturaleza altamente variable tanto de las energías renovables como de la demanda de los EV, se requiere un control dinámico capaz de aprender y adaptarse a este entorno incierto en tiempo real. Por ello, este trabajo propone un esquema basado en aprendizaje por refuerzo profundo para gestionar los ciclos de carga y descarga de EV en comunidades energéticas. Los resultados de las simulaciones demuestran que el enfoque propuesto no solo disminuye los costos de carga para los usuarios, sino que también evita picos de demanda, extendiendo la vida útil de las baterías y aportando beneficios económicos y ambientales.*

Palabras clave: Aprendizaje por refuerzo, Flexibilidad energética, Gestión de carga, Redes de distribución, Vehículos eléctricos.

1 INTRODUCCIÓN

La integración a gran escala de EV en las redes eléctricas de distribución responde a iniciativas regulatorias y a la creciente preocupación por la sostenibilidad. Estos vehículos, además de consumir energía, pueden ofrecer servicios de flexibilidad al inyectar potencia a la red o ajustar sus horarios de recarga de manera inteligente [1]. Sin embargo, la elevada penetración de energías renovables intermitentes como la solar o la eólica introduce un grado de incertidumbre y variabilidad que dificulta la planificación óptima de la demanda. La necesidad de esquemas de control adaptativos que consideren esta incertidumbre ha impulsado la aplicación de técnicas de aprendizaje por refuerzo [1]-[2]. A diferencia de los métodos convencionales, donde el comportamiento se define por reglas estáticas, el aprendizaje por refuerzo (RL) entrena un agente para tomar decisiones óptimas en entornos dinámicos [3]. Este enfoque resulta especialmente prometedor para la gestión de la carga de EV, pues permite equilibrar costos de energía, picos de potencia y estado de carga (SoC) de las baterías, garantizando simultáneamente la satisfacción de los requerimientos de movilidad de los usuarios [4].

* ejsalazar@irec.cat

Con estos antecedentes, en este trabajo se propone un esquema de carga de EV basado en RL para comunidades energéticas, y se comparan escenarios con y sin gestión autónoma. Se genera un conjunto de perfiles de conexión y patrones de carga, sobre los cuales el agente de RL busca minimizar los costos, evitar picos de potencia y mantener niveles de SoC adecuados. Finalmente, se evalúa la curva de demanda y la distribución final del SoC de los vehículos, relacionados con los beneficios económicos y medioambientales de esta metodología.

2 ANÁLISIS DEL ESTADO DEL ARTE

En los últimos años, el incremento de la penetración de vehículos eléctricos y la elevada variabilidad de las energías renovables han motivado numerosas investigaciones sobre la gestión de la demanda y, en particular, sobre la asignación de potencia a los EV bajo distintos esquemas tarifarios. Dentro del estado del arte se han encontrado trabajos que se han enfocado en la respuesta a la demanda apoyada en técnicas de aprendizaje por refuerzo, principalmente Q-learning y variantes de aprendizaje profundo, con el objetivo de optimizar simultáneamente parámetros como los costos de energía, la curva de carga y el bienestar de los usuarios. Por lo tanto, se ha explorado la unificación de tarifas dinámicas y esquemas de incentivo, demostrando que el agente inteligente puede adaptarse de forma continua a la demanda y a la volatilidad de precios, asignando potencia de manera casi óptima y reduciendo los picos de demanda. Este tipo de planteamientos confirma que un controlador basado en Q-learning logra equilibrar la participación de los usuarios en escenarios con precios variables, consiguiendo mejoras significativas tanto en la curva de demanda como en la eficiencia global del sistema. De forma complementaria, se han abordado metodologías que combinan precios e incentivos en la misma formulación, proponiendo esquemas híbridos de larga escala para mercados de energía donde la gestión coordinada de muchos consumidores resulta esencial. Entre estos se encuentra [5], donde los autores se centran en clasificar a los consumidores según su factor de coincidencia y ajustar señales tarifarias que maximizan los beneficios conjuntos. El análisis de elasticidad y penalizaciones por insatisfacción permite al algoritmo moldear la política de asignación de carga en función de la prioridad o las necesidades de cada usuario.

De esta manera, al gestionar la demanda de EV en un marco de flexibilidad, el aprendizaje por refuerzo ofrece la capacidad de adaptarse dinámicamente a perfiles de conexión muy diversos y a pronósticos de generación intermitente. Un aspecto relevante es la tendencia de la literatura a formular modelos multiagente. En [6], se introducen enfoques que van desde la cooperación absoluta entre usuarios y distribuidoras, hasta entornos competitivos donde cada agente prioriza su propio beneficio. Al combinar la lógica de competencia con la autonomía de los vehículos eléctricos, se evidencia que el sistema puede fijar precios o repartos de potencia de forma distribuida y escalar a un mayor número de estaciones de carga. Esta visión resulta particularmente útil cuando se administran flotas de EV con distintos horarios de conexión y requerimientos de SoC, pues el agente de RL distribuye la potencia de manera flexible y evita saturar la red en momentos críticos. Junto a estas perspectivas, algunas investigaciones recientes también han querido capturar la alta volatilidad de los precios de la energía en determinados mercados, como el alemán. Mediante un análisis de la elasticidad real de usuarios residenciales frente a picos de precio, se logra una estimación más ajustada de cómo reacciona la demanda ante incrementos bruscos de la tarifa. En [7] se demuestra que, al modelar adecuadamente la elasticidad, es posible mitigar los aumentos drásticos en la factura del usuario y, simultáneamente, reducir las horas punta de consumo asociadas a la recarga de vehículos eléctricos. Ello aporta pruebas adicionales de que la respuesta a la demanda, guiada por la inteligencia artificial, no solo ajusta la carga de manera óptima, sino que también provee robustez ante escenarios de estrés energético.

A pesar de los avances encontrados en la literatura, existen aún brechas por resolver. Entre ellas, la necesidad de extender los planteamientos a múltiples estaciones de carga interconectadas, la integración de predicciones precisas de generación renovable en el bucle de control y la coordinación efectiva de muchos EV bajo reglas regulatorias diversas. Por otro lado, se resaltan desafíos como la heterogeneidad de comportamientos de los usuarios, la incorporación de ciberseguridad para asegurar la confiabilidad de las señales de precios y la adaptación a mercados con temporalidades múltiples (real-time, intradiario, day-ahead). También, el uso de herramientas avanzadas como el aprendizaje por refuerzo constituye un enfoque altamente prometedor para la gestión autónoma de la carga de vehículos eléctricos, al ofrecer adaptabilidad en tiempo real, capacidad de aprendizaje frente a la incertidumbre y optimización conjunta de varios objetivos (costos, picos de potencia, vida útil de baterías y satisfacción de usuarios). Este campo se perfila como un área de continua expansión a

medida que crecen las redes inteligentes y la demanda eléctrica ligada a la electromovilidad [4]. Por lo tanto, RL resulta especialmente prometedor para la gestión de la carga de EV.

3 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

Sea N el número de vehículos eléctricos que comparten la infraestructura de carga, y H el horizonte temporal discretizado. Para cada vehículo $n \in \{1, \dots, N\}$ y cada intervalo de tiempo $h \in \{1, \dots, H\}$. La potencia total disponible en la estación está limitada por P_{max} de forma que, en cada hora h, se debe cumplir la ecuación (1).

$$\sum_{\mathrm{n=1}}^{\mathrm{N}} p_{n,h} \quad \leq \quad \mathrm{P_{max}}, \qquad \forall\, \mathrm{h} \in \{1, \dots, \mathrm{H}\} \tag{1}$$

Por otro lado, la evolución del SoC se modela suponiendo un paso de tiempo de una hora y una capacidad de batería C. Así, con $p_{n,h}$ [kW], la energía consumida en esa hora es aproximadamente $\Delta E_{n,h} = p_{n,h}$ [kWh], y el SoC evoluciona según la ecuación (2). Donde $s_{n,h} \in [0,1]$ representa el estado de carga del vehículo n, normalizado entre 0 y 1. Además, $p_{n,h} \geq 0$ indica la potencia asignada al vehículo n durante el intervalo h.

En caso de que $s_{n,h}$ sea igual o mayor a 1, se establece $p_{n,h} = 0$. Mientras que, si el vehículo no está conectado, se asigna un valor de cero a la variable "$\mathrm{connected}_{n,h}$", y se designa un valor de cero a la potencia.

$$p_{n,h} = 0. s_{n,h+1} \;=\; min\left(1,\; s_{n,h} \;+\; \frac{p_{n,h}}{C}\right), \quad \forall\, n \in \{1, \dots, N\},\;\; h \in \{1, \dots, H-1\} \tag{2}$$

Posteriormente, en este trabajo se considera como objetivo, minimizar una función de costo que integra factores como el consumo de energía por el precio de cada kWh, representado por β. Esta función de costo representa la recompensa dentro del aprendizaje por refuerzo y se formula como se muestra en la ecuación (3). Donde $\beta > 0$ representa el precio por cada kWh consumido.

$$\phi_h^E \;=\; \beta \sum_{n=1}^{N} p_{n,h}\,, \quad \forall\, h \tag{3}$$

Adicionalmente, para evitar que los vehículos se carguen al mismo tiempo, ocasionando picos de demanda, se penaliza los picos de potencia. Lo que evita que se concentre demasiada potencia en un único intervalo, como se muestra en la ecuación (4).

$$\phi_h^Q \;=\; \lambda \left(\sum_{n=1}^{N} p_{n,h} \right)^2, \quad \forall\, h. \tag{4}$$

Por otro lado, para administrar la carga eficiente, sin tener que forzar los valores con parámetros fijos, se plantea definir funciones de penalización con respecto al SoC de los EV. En este sentido se propone dicha penalización cuando el EV presenta un SoC bajo (70%) al estar conectado, como se evidencia en la ecuación (5). En otras palabras, se establece un SoC de seguridad para que si se requiere desconectar el EV del cargador antes pueda tener una carga suficiente.

$$\phi_{n,h}^L = \begin{cases} \alpha_{\mathrm{low}} c_{\mathrm{low}} \left(0.70 - s_{n,h}\right), & \text{si } \mathrm{connected}_{n,h} = 1 \text{ y } s_{n,h} < 0.70, \\ 0, & \text{en caso contrario.} \end{cases} \tag{5}$$

Dado que el propósito del esquema de gestión autónoma es la carga de vehículos, se considera como premisa, que la carga debe estar aproximadamente al 90% en el momento de la desconexión del vehículo del cargador $h_{dep}(n)$, como se formula en la ecuación (6)

$$\phi_n^D = \alpha_{dep}\, c_{dep}\ max\left(0,\ 0.90 - s_{n,h_{dep}}(n)\right) \tag{6}$$

En los escenarios verificados en las simulaciones se observó que solo con la penalización de la ecuación (6) el agente solo carga el 80% de los vehículos y el resto los deja en
Por otro lado, a partir de simulaciones previas, se determinó que el agente decide cargar una porción de los EV hasta un estado de carga máximo y a otros los deja por debajo (no los carga), de esta manera evita ser penalizado por los vehículos cargados y acepta las penalizaciones por los otros, a pesar de la carga baja. Por lo tanto, para evitar que el entrenamiento permanezca en un bucle en este escenario se ha añadido una penalización a la falta de homogeneidad entre los SoC de los EV. Esta penalización se muestra en la ecuación (7).

$$\phi^H(s_h) = \alpha_{\text{hom}} \sum_{1 \le i < j \le N} \left(s_{i,h} - s_{j,h}\right)^2 \tag{7}$$

Considerando que $\alpha_{\text{hom}} \geq 0$, cuanto mayor sea α_{hom}, más alta es la penalización si los EVs mantienen un SoC muy distinto de otros (no homogéneo), fomentando un reparto más equitativo de las cargas. Por lo tanto, la penalización total se define como se expresa en (8).
La idea de minimizar Φ implica equilibrar el costo energético, evitar picos en la curva de carga, penalizar la presencia de vehículos con SoC bajo cuando están conectados y asegurar que los vehículos alcancen al menos 90% de SoC antes de su partida.

$$\Phi = \sum_{h=1}^{H} \left[\phi_h^E + \phi_h^Q + \sum_{n=1}^{N} \phi_{n,h}^L + \phi^H(s_h)\right] + \sum_{n=1}^{N} \phi_n^D \tag{8}$$

3.1. Formulación como Proceso de Decisión Markov (MDP)

Dentro de los elementos del MDP se encuentra el estado S_h que representa el conjunto de variables $\{(s_{n,h}, \text{connected}_{n,h})\}_{n=1,\ldots,N}$. También se define la acción A_h: vector $\{p_{n,h}\}$ en $[0, P_{max}]$ para cada n, sujeto a la restricción $\sum_n p_{n,h} \leq P_{max}$. El objetivo, entonces, es maximizar la recompensa acumulada r_h en cada paso h, como se muestra en la ecuación (9).

$$r_h = -(\phi_h^E + \phi_h^Q + \sum_{n=1}^{N} \phi_{n,h}^L + \phi^H(s_h)) \tag{9}$$

En el aprendizaje por refuerzo, se considera una política $\pi: S \rightarrow A$, que en una observación del estado S_h selecciona las acciones A_h de forma que maximice el retorno esperado como se muestra en la ecuación (10). Donde $\gamma \in [0,1]$ es el factor de descuento que equilibra las recompensas de corto y largo plazo.
El agente es entrenado mediante el algoritmo DDPG (Deep Deterministic Policy Gradient), estimando un valor-acción que indique la conveniencia de asignar determinadas potencias en cada estado, hasta converger a una política casi óptima.

$$\max_{\pi} E\left[\sum_{h=1}^{H} \gamma^{h-1}\, r_h\right] \tag{10}$$

4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para validar la eficacia del esquema de control propuesto, se han diseñado dos escenarios de comparación que emplean estrategias de carga no programadas (sin supervisión inteligente), denominadas “early” y “late”, frente a un control de tipo aprendizaje por refuerzo (RL). En la alternativa “early”, cada vehículo eléctrico (EV) comienza su proceso de carga de forma inmediata al conectarse y mantiene una potencia constante hasta alcanzar el 100 % de su SoC (o hasta el momento de desconexión). En cambio, bajo la estrategia “late”, los vehículos inician su carga casi al final de su ventana de conexión, sin ningún ajuste intermedio. Ambas políticas carecen de cualquier optimización dinámica, por lo que no tienen en cuenta variaciones de precios ni restricciones de potencia. Por el contrario, el esquema RL sí integra tanto la dinámica de precios de la red como la disponibilidad de cada EV, distribuyendo la potencia de forma inteligente para alcanzar los objetivos de carga y minimizar costos y picos de demanda. Las simulaciones se diseñan en función de la cantidad de vehículos y sus respectivos horarios de conexión (ingresan a las 9 AM) y desconexión (salen a las 7 PM). A continuación, se describen los resultados de los escenarios evaluados, ilustrados en las Figuras 1 a 4.

4.1. Escenario 1: Conexión 9 AM – Desconexión 7 PM (4 EVs)

En la Figura 1 se aprecia que, a partir de las 7 AM, el agente RL comienza a asignar potencias específicas a cada vehículo en función de su política óptima. El estado de carga (SoC) de los EVs aumenta progresivamente hasta acercarse al 100 % entre las 10 h y las 15 h. Esta evolución gradual se debe a que el agente evita concentrar en una misma franja horaria toda la carga, lo que conllevaría picos de potencia muy elevados y, por ende, mayores costos si el precio de la energía es alto en ese momento. La asignación de potencia presenta escalones suaves y bien distribuidos en el tiempo, reflejando que el agente reparte la energía de manera equilibrada para no sobrecargar la red. De esta forma, el aprendizaje por refuerzo cumple tres objetivos principales:

- Evitar picos de demanda mediante una asignación progresiva.
- Aprovechar precios de energía más bajos siempre que la política aprendida identifique intervalos horarios con menor costo.
- Garantizar el nivel de SoC deseado (100 %) antes de la desconexión, de modo que cada EV cuente con la energía requerida cuando requiera salir del sistema.

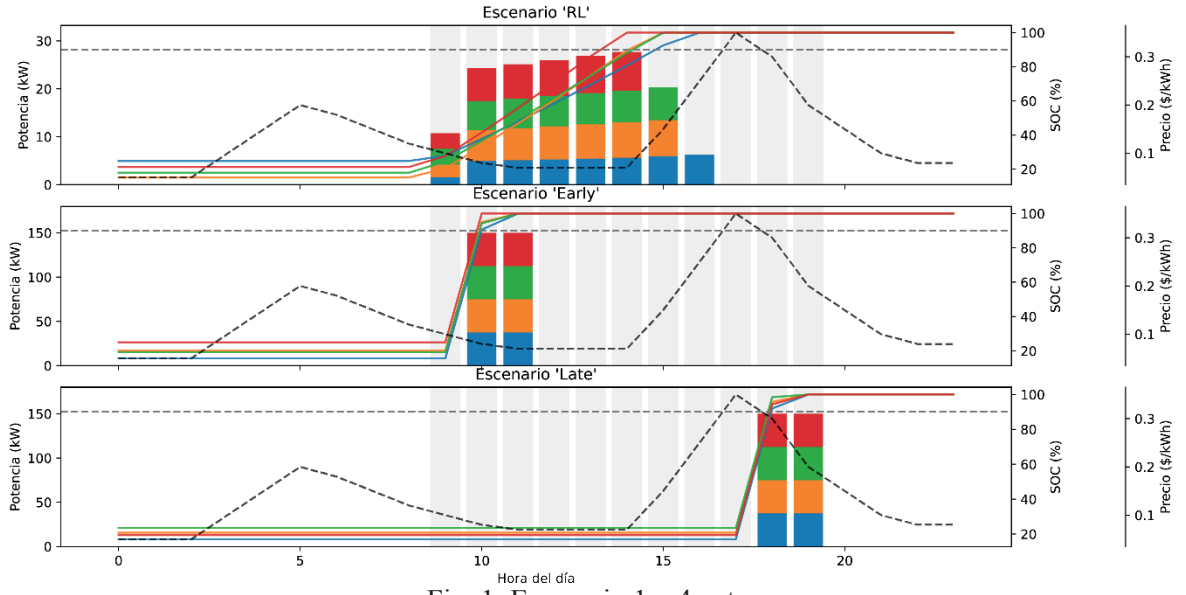


Fig. 1. Escenario 1 – 4 autos

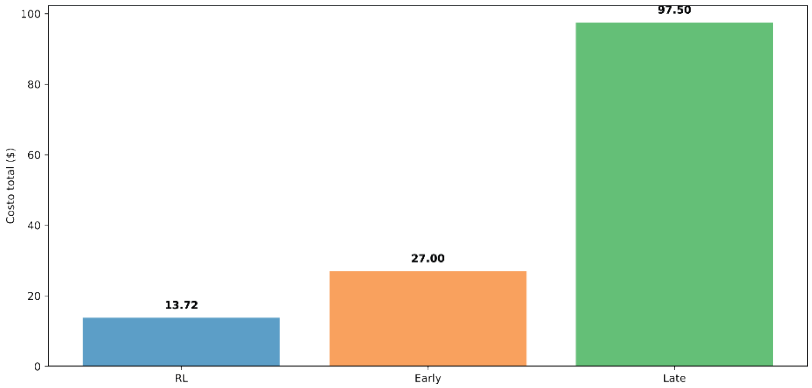


Fig. 2. Escenario 1 – 10 autos

4.2. Escenario 2: Conexión 9 AM – Desconexión 7 PM (8 EVs)

En la Figura 3 se ilustra la gestión de la carga en un escenario con 8 EVs, manteniendo la ventana horaria de 9 AM a 7 PM. Al igual que en el escenario anterior, el agente evita iniciar la carga simultánea de todos los vehículos, al tiempo que aprovecha los precios más competitivos del mercado eléctrico en determinadas horas. Este diseño de la política inteligente se ve reforzado por la penalización que sufre el agente cuando la potencia total se acerca al máximo permitido, o cuando el precio de la energía aumenta. De esta manera, el reparto inteligente asegura menores costos finales en la factura eléctrica, lo cual se corrobora en la Figura 4.

Para gestionar un mayor número de EVs, el entorno permite una mayor potencia de carga agregada. No obstante, el agente RL conserva la misma lógica de aprovechar los periodos con menor precio, distribuyendo la carga de forma eficiente y minimizando picos de potencia. Esto queda patente en que todos los vehículos consiguen alcanzar el 100 % de su SoC antes de la desconexión, incluso si algunos vehículos finalizan su carga casi al término de la ventana horaria (entre las 18 h y las 19 h). Por lo tanto, los beneficios de la estrategia se pueden resumir en:

- Reducción de picos de demanda: el RL distribuye la potencia de forma más uniforme, evitando cargas simultáneas masivas.
- Mayor aprovechamiento de precios bajos: el agente planifica la carga en los momentos de menor costo, disminuyendo la factura energética.
- Cumplimiento de niveles de SoC: cada vehículo está cargado por completo al momento de su desconexión, optimizando comodidad y requisitos de movilidad.

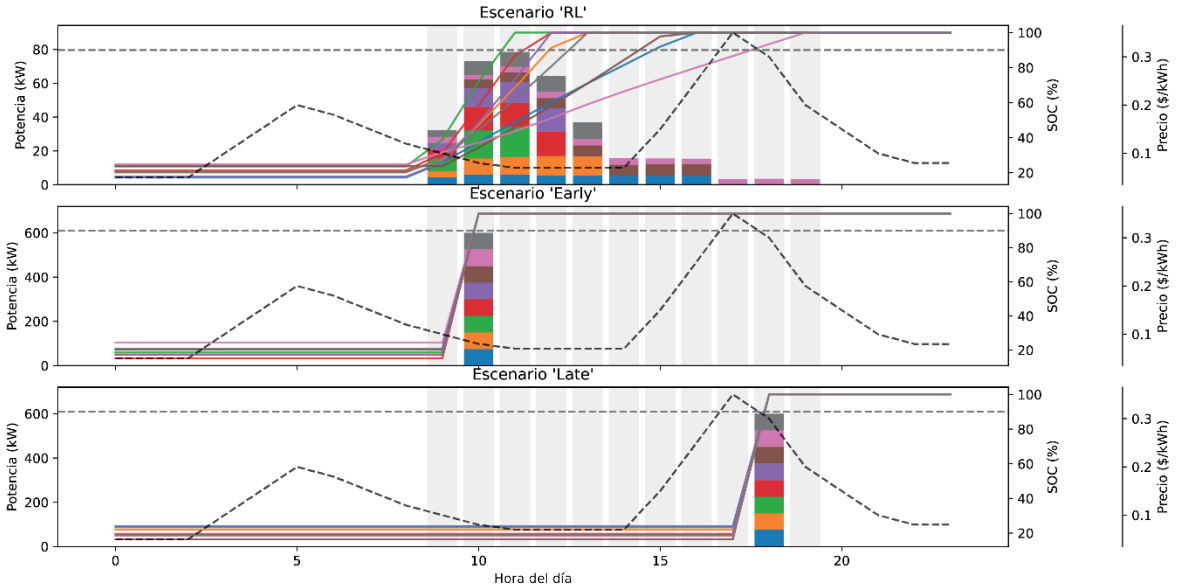


Fig. 3. Escenario 2 – 4 autos

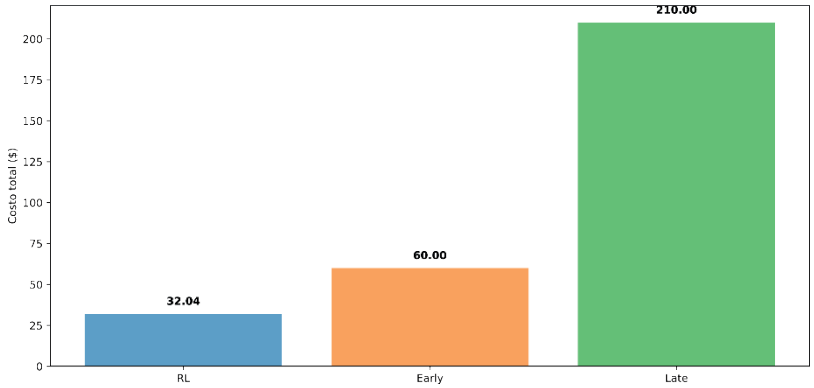


Fig. 4. Escenario 2 – 10 autos

5 CONCLUSIONES

En este trabajo se ha presentado un método de aprendizaje por refuerzo para la gestión autónoma de vehículos eléctricos en comunidades energéticas, donde se optimizan simultáneamente costos, picos de potencia y niveles de SoC de las baterías. Las simulaciones realizadas demuestran que el agente entrenado con DDPG es capaz de repartir la potencia de manera eficiente, ajustándose a ventanas de carga variables y reduciendo los costos energéticos en comparación con un control estático o sin gestión. Asimismo, se ha observado que el aprendizaje por refuerzo atenúa los picos de demanda, con lo cual se mejora la eficiencia operativa de la red y se prolonga la vida útil de los equipos y baterías.

Este enfoque facilita la integración masiva de vehículos eléctricos y promueve la participación activa de los usuarios en mercados de flexibilidad, lo que resulta beneficioso para avanzar hacia un futuro energético más sostenible y resiliente. Como trabajos futuros, se propone la ampliación del modelo para considerar múltiples estaciones de carga interconectadas, así como la integración de predicciones de precios y generación renovable. Mediante estas extensiones, se espera reforzar la precisión del sistema y robustecer la toma de decisiones ante fluctuaciones más complejas en la oferta y la demanda de energía, contribuyendo así a la transición energética y la descarbonización del sector transporte.

6 REFERENCIAS

[1] V. Rosero-Morillo, S. Salazar-Pérez, F. Gonzalez-Longatt, E. Salazar, L. N. H. Pham, and E. Orduña, “Impact of Distributed Generation Integration on Protection Devices: A Case Study in the CIGRE European Medium Voltage Network,” Eng. Proc., vol. 77, art. no. 9, 2024

[2] H. Li, X. Dai, S. Goldrick, R. Kotter, N. Aslam, and S. Ali, “Reinforcement Learning for EV Fleet Smart Charging with On-Site Renewable Energy Sources,” Energies, vol. 17, art. no. 5442, 2024

[4] P. Michailidis, I. Michailidis, and E. Kosmatopoulos, “Review and Evaluation of Multi-Agent Control Applications for Energy Management in Buildings,” Energies, vol. 17, art. no. 4835, 2024

[5] E. J. Salazar, M. Jurado, and M. E. Samper, “Reinforcement learning-based pricing and incentive strategy for demand response in smart grids,” Energies, Feb. 2023.

[3] J. Gabrielski, U. Häger, E. J. Salazar, and V. A. Rosero Morillo, “Real data-driven demand forecasting and clustering for price planning,” in 2024 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), Jul. 2024.

[6] E. J. Salazar, V. A. Rosero Morillo, J. Gabrielski, and M. E. Samper, “Demand response model: A cooperative-competitive multi-agent reinforcement learning approach,” Engineering Applications of Artificial Intelligence, Jul. 2024.

[7] E. J. Salazar, M. E. Samper, and H. D. Patiño, “Dynamic customer demand management: A reinforcement learning model based on real-time pricing and incentives,” Renewable Energy Focus, May 2023.

Comité de Estudios C6 - Sistema de Distribución Activa y Recursos Energéticos Distribuidos

Impacto de EVs livianos en redes eléctricas con enfoque en distribución

D. FERNÁNDEZ*
CIGRE
Chile
dialfernandez@gmail.com

P. MIQUEL
Systep
Chile
pmiquel@systep.cl

A. DESCALZI
CIGRE
Chile
anielladescalzi@gmail.com

J. URBINA
CIGRE
Chile
jcurbinar@gmail.com

Resumen *– Disminuir las emisiones de gases contaminantes es uno, y el más importante, de los desafíos de nuestro siglo. En este contexto, las nuevas tecnologías juegan un rol esencial. Los vehículos eléctricos emergen como una solución al transporte sustentable, y su correcto funcionamiento descansa en el intercambio de potencia en un intervalo de tiempo entre la red y la batería instalada en los vehículos. Cabe preguntarse entonces ¿la red de distribución será capaz de entregar los requerimientos de potencia demandados por una alta penetración de vehículos eléctricos?, anticiparse y responder esta pregunta en las grandes urbes latinoamericanas, como lo es Santiago de Chile, permitirá una integración continua, eficiente y confiable de vehículos eléctricos. Con este objetivo en mente, el presente documento propone una metodología de cálculo de holguras en distribución que evalúa el impacto de la penetración de vehículos eléctricos en redes, con énfasis en el sector de la distribución, con el fin de cuantificar el número de vehículos que pueden operar y proponer medidas para su integración. La metodología propuesta es aplicable para otras redes de distribución, y cuantifica las holguras reales en las redes de distribución, incluyendo transformadores de distribución, redes en media y baja tensión, permitiendo estimar el nivel de penetración de vehículos eléctricos sin la necesidad de expandir las redes. La metodología se aplica a un caso real, que se configura a partir de información pública disponible de medidas de energía y redes de distribución de la ciudad de Santiago, Chile.*

Palabras clave: Vehículos Eléctricos – Distribución – Niveles de carga – Redes Inteligentes – EVs - Holguras

1 INTRODUCCIÓN

La incorporación de vehículos eléctricos (EVs, de sus siglas en inglés) a la matriz del transporte ha aumentado significativamente debido a políticas públicas para disminuir las emisiones de gases contaminantes, pero por sobre todo a una disminución en los costos de producción de baterías que se muestra en la Fig. 1. La Fig.1 presenta las ventas anuales de EVs en el mundo entre los años 2016 y 2022 en el eje izquierdo, y la evolución del costo de las baterías entre los años 2016 y 2023 en el eje derecho. El año 2023, destacado en (*), corresponde a una estimación realizada por la Agencia Internacional de Energía (IEA, de sus siglas en inglés).

La Fig. 1 muestra como la baja de los costos de producción de las baterías para EVs impulsó fuertemente la venta de vehículos eléctricos en el mundo. Además, queda en evidencia el dominio de China en el mercado de ventas de EVs, representando más del 50% del mercado global. Algunos datos prácticos que ratifican el crecimiento en la penetración de esta tecnología son, que en el año 2022 la venta mundial de EV superó el total de vehículos convencionales vendidos en la Unión Europea, y que también representó cerca de la mitad del total de vehículos convencionales vendidos en China [1].

* dialfernandez@gmail.com
Santiago, Chile.

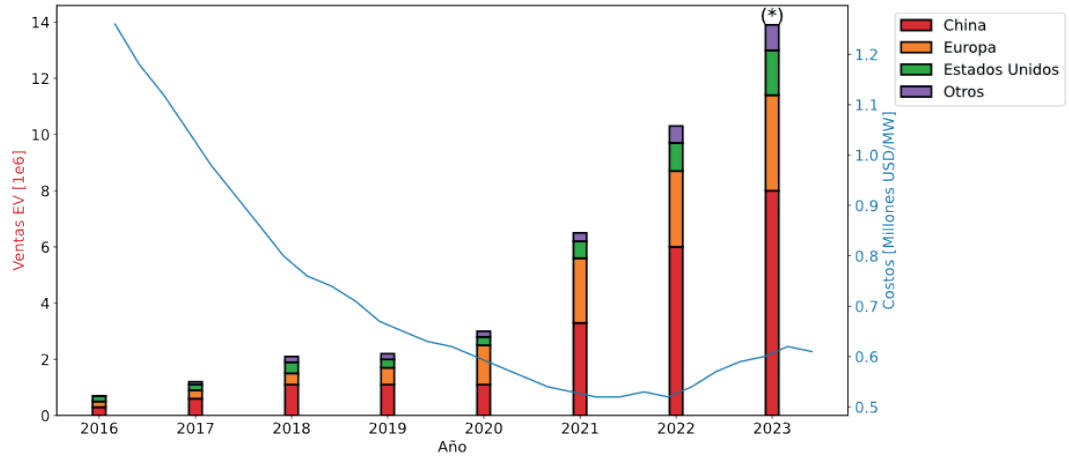


Fig. 1. Ventas de vehículos eléctricos 2016-2022 y variación del precio de baterías [2], [3].

Respecto a los tipos de EVs disponibles en el mercado, los modelos SUVs eléctricos son los más populares, ejemplo de esto es que los SUVs representaron cerca del 35% del total mundial de los vehículos eléctricos ligeros en el año 2022. Otro ejemplo es que, en el mercado de ventas, alrededor del 16% de todos los SUV (motor a combustión y eléctricos) vendidos fueron eléctricos en el mismo año. Esto último resultó en un desplazamiento de más de 150.000 barriles de petróleo al día, evitando la emisión de gases contaminantes asociada. Desde el punto de vista eléctrico, los modelos (SUV y Large) tienen una batería promedio de 70-90 kWh, superior a la batería promedio de autos de menor tamaño que fluctúa entre 25 kWh y 35 kWh [1].
De este modo, el vehículo eléctrico modelo SUV (y el large, con menos popularidad) es el más exigente en términos de potencia y energía. A modo de ejemplo, la Tabla I presenta un inventario de las principales características técnicas de estos vehículos. Algunos de los vehículos SUV que se encuentran disponibles en el mercado son los modelos: i) X e Y de Tesla [4], ii) Yuan Plus y Tang de BYD [5], iii) Euniq 6 de Maxus [6], iv) ZS EV, Marvel R y MG4 de MG [7].

TABLA I. Especificaciones técnicas de modelos de EVs

Modelo	Cantidad de motores	Energía almacenada en batería [kWh]	Autonomía [km]	Rendimiento [km/kWh]
Model X	2	100	539	5,4
Model Y	2	78	498	6,4
Yuan Plus	1	60	410	6,8
Tang	2	108	505	4,6
Euniq 6	1	70	452	6,5
ZS EV	1	51	320	6,3
Marvel R	2	70	402	5,7
MG 4 Standard	1	51	350	6,9

De la tabla se observa que la energía que pueden almacenar las baterías varía desde 50 kWh y 100 kWh, mientras que la autonomía varía según el modelo desde los 320 [km] hasta los 539 [km]. La autonomía depende principalmente de la energía que se puede almacenar en la batería. A partir de la autonomía y la energía que se almacena en la batería se calcula una métrica de rendimiento, el rendimiento indica la cantidad de kilómetros que puede recorrer un EV con 1 kWh de energía. De la tabla se observa que el rendimiento varía aproximadamente desde 4,5 [km/kWh] hasta 7 [km/kWh].

Respecto a los modos de carga, caracterizados principalmente por la potencia de operación y si la fuente de alimentación es continua (DC) o alterna (AC), es importante tener claro los tipos de conectores y su clasificación. Los tipos de conectores que se encuentran en el mercado se presentan en la Fig. 2. La Fig. 2 muestra los tipos de conectores según la región y el tipo de carga AC o DC.

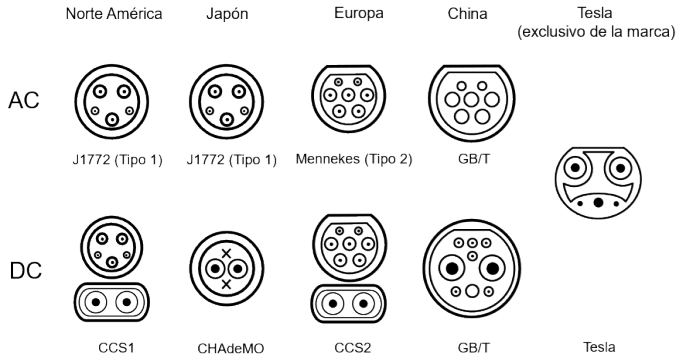


Fig. 2. Tipo de cargadores según el tipo de carga y la región [8].

Los tipos 1 y 2 corresponden a conectores AC, mientras que los conectores CCS2 y CHAdeMO corresponden a conectores DC. A continuación, se describen los rangos de potencia factibles para los tipos de conectores recién descritos [8], [9], [10]:

- Tipo 1: Corresponden a un conector monofásico y puede alcanzar una potencia de carga de hasta 7,4 kW.
- Tipo 2 (Configuración FF): Corresponden a un conector trifásico y es el estándar en los vehículos europeos y asiáticos a partir del 2018. La potencia de carga puede alcanzar hasta 43 kW.
- Enchufe CCS 2: Corresponde a un conector de corriente continua. De acuerdo con la literatura disponible, la potencia de carga puede alcanzar hasta 175 kW.
- Enchufe CHAdeMO: Corresponden a un conector de corriente continua, que permite carga bidireccional. La potencia de carga puede alcanzar hasta 400 kW.

A modo general, la potencia de los cargadores residenciales varía entre 1.9 - 7 kW, de los cargadores públicos es menor o igual a 22 kW y de los cargadores super rápidos varía entre 50 - 350 kW [11].
Queda en evidencia los altos requerimientos de energía de las baterías de los EVs, y el gran abanico de niveles de potencia de carga de los conectores AC y DC disponibles en el mercado. Además, si se considera la gran cantidad de vehículos de las grandes ciudades latinoamericanas, como lo es Santiago con cerca de 2,3 millones de vehículos en circulación [12], resulta imprescindible evaluar ex ante las holguras disponibles en los sistemas de distribución para permitir la integración de EVs de manera ordenada, eficiente y sin afectar la seguridad y calidad de suministro de las redes.
Con esta premisa en mente, la sección 2 presenta una revisión internacional sobre las políticas públicas para la integración de EVs y de sus impactos en las redes. La sección 3 propone una metodología para cálculo de holguras. Los resultados de aplicar la metodología en un caso real se presentan en la sección 4. Finalmente, la sección 5 destaca las principales conclusiones del artículo.

2 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Esta sección presenta brevemente algunas de las políticas públicas aplicadas en varíaas regiones del mundo, y cuáles son los posibles impactos en las redes de estas medidas.

2.1 Experiencia internacional

Indiscutiblemente hoy en día existe un esfuerzo mancomunado para la integración de EVs en la matriz de transporte. Algunos ejemplos son las políticas públicas impulsadas por China, Unión Europea (EU), Estados Unidos e inclusive países latinoamericanos como Chile. A continuación, se describen algunas de las políticas implementadas para permitir la integración de los EVs.
En términos de infraestructura de carga, el estado chino se comprometió en participar en su desarrollo con el fin de satisfacer la demanda de más de 20 millones de EV para fines del año 2025 [13]. Además, el gobierno

subsidió la compra de EVs hasta el año 2022, la reducción del financiamiento estatal comenzó de manera gradual el año 2017 [1], [14].
Por su parte en la EU, 3 países concentraban el 61% de todos los puntos de carga instalados en la EU en el año 2023. En este contexto con la finalidad de aumentar el acceso a los puntos de carga independiente de la ubicación en la región, el Reglamento sobre Infraestructura para Combustibles Alternativos (AFIR, de sus siglas en inglés) es una nueva ley que regula el despliegue de puntos de carga en Europa, planteando objetivos que deberán cumplirse en 2025 y 2030. Por ejemplo, AFIR establece que para 2025, estaciones de carga super rápidas (al menos 150 kW) estén instaladas cada 60 km [15].
En el continente americano, Estados Unidos planea invertir 7.5 Billones USD en infraestructura de carga, el gobierno se comprometió en construir una red nacional de al menos 500.000 cargadores públicos para el año 2030. Todos los estados participarán del programa de infraestructura de carga nacional [16].
En el año 2023 Chile presentó una Hoja de Ruta para el Avance de la Electromovilidad, el cual estableció una serie de iniciativas y acciones concretas las cuales deben ser implementadas hasta el año 2026. El primer eje tiene como finalidad la expansión y fortalecimiento de la infraestructura de carga pública. Esta medida busca mitigar la denominada "ansiedad de rango" o preocupación por la autonomía del vehículo. Actualmente el 66,4% de los cargadores públicos están ubicados en la Región Metropolitana, mientras que muchas otras comunas a lo largo del país aún carecen de acceso a estas instalaciones esenciales [17].
Si bien la adopción de políticas públicas que faciliten e impulsen la integración de EVs en la matriz de transporte es clave para alcanzar las metas de la transición energética, también es crucial entender los posibles problemas que pueden surgir en las redes eléctricas por una integración masiva de EVs. A continuación, se presentan algunos de los impactos que se encuentran en la literatura.

2.2 Impacto en las redes debido a la integración desorganizada de EVs

La incorporación de puntos de carga privados y públicos desencadena un aumento en la demanda en términos de potencia y energía [18]. A continuación, se presentan algunos de los impactos en la red eléctrica debido a la incorporación masiva de estos nuevos consumos, clasificándolos de acuerdo con su alcance en el sistema eléctrico en términos de nivel local y nivel sistémico [11], [18], [19]:

1) Impacto en los niveles de carga de los elementos de transmisión: Una sobrecarga sostenida puede provocar un deterioro prematuro o bien en un daño permanente de los elementos de transmisión. En consecuencia, los elementos de red deben ser reforzados o reemplazados si los puntos de cargas exceden los límites. Esto siempre y cuando se esté utilizando eficientemente las instalaciones disponibles. Este impacto se puede clasificar en nivel local (alimentadores y subestaciones primarias) y sistémico (líneas de alta tensión).
2) Impacto en el balance de generación-demanda: En [20] y [21] se estudia el efecto de la carga descoordinada de EVs en Australia. Para esto se considera la electrificación completa de los vehículos ligeros. En el estudio se observa que una carga descoordinada de EVs aumenta la curva de carga de la red, y esto resulta crítico si la carga masiva y descoordinada se realiza durante la hora punta de demanda. De esta manera, el estudio propone cargas coordinadas para evitar los apagones durante la hora punta.
   Este impacto se puede clasificar en nivel sistémico, debido a que la carga masiva de EVs podría aumentar el pico de demanda sistémica. De esta forma, altos volúmenes de carga no eficiente, es decir todos los autos cargándose a máxima potencia simultáneamente en el pico de demanda sistémica, conlleva un aumento de la capacidad de generación punta.
3) Impacto en el desbalance de carga entre fases: El cargador tipo 1 predominará como tecnología de carga en casas particulares debido a su baja potencia de carga. Este tipo de cargador es monofásico por lo que en caso de que la distribución de los puntos de carga sea no uniforme entre las fases disponibles, podría ocurrir que los alimentadores de distribución operen desbalanceados. Incluso si la distribuidora distribuye bien los puntos de carga entre las fases, el patrón de carga de los usuarios puede variar entre fases provocando también desbalances entre ellas.
   Este impacto se puede clasificar en local, debido a que puede provocar daños en equipos eléctricos cercanos.
4) Impactos en los armónicos de corriente: Debido a que la red eléctrica opera en corriente alterna y que la batería de los vehículos se carga en corriente continua, es necesario el uso de conversores de potencia. Esto puede causar problemas de calidad de suministro en la red de distribución debido a la conmutación de los conversores. La literatura no es clara sobre los potenciales impactos, algunos

trabajos muestran un impacto menor en la red de distribución mientras que otros concluyen que existen impactos negativos en la red. A pesar de ello, existe la tecnología para tratar con los armónicos como por ejemplo los filtros.

La literatura es clara, la electrificación del transporte debe realizarse holísticamente entre los distintos actores del mundo privado, organizaciones y entes reguladores. De no ser así, el sobrecosto en infraestructura y operación del sistema debido a ineficiencias podrían desincentivar la transición hacia la electromovilidad. En este contexto, de acuerdo con la información recopilada, aparecen como pilares fundamentales la generación distribuida cerca de los centros de cargas y tarifas de energía que varíen durante el día.

Otro punto importante es que los entes regulatorios consideren la distribución de los tipos de vehículos motorizados que existen en sus países en la planificación de las redes. Como ejemplo, en la Fig. 3 se presenta la distribución de los tipos de vehículos motorizados en distintos países. De la figura se observa que la distribución de los tipos de vehículos varía en diferentes regiones del planeta. Estas diferencias en la distribución de los tipos de vehículos repercuten en los patrones de potencia y energía demandada ante una eventual electrificación del transporte. Los patrones de carga dependerán del tamaño de las baterías, por lo que el resultado de la planificación de las distintas infraestructuras energéticas no será similar. En consecuencia, la cantidad y distribución de la flota de vehículos será determinante al momento de planificar la expansión de las redes.

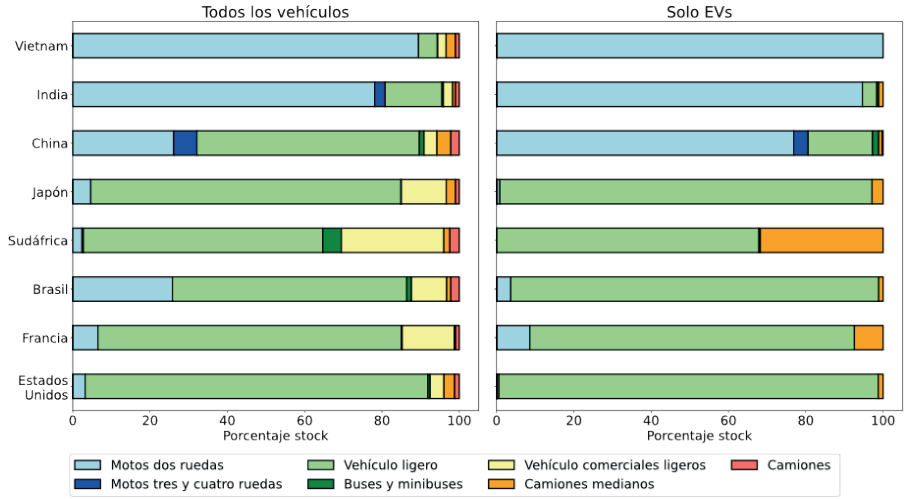


Fig. 3: Porcentaje del stock de todos los vehículos (izquierda) y los EVs (derecha) para cada tipo de vehículos en diferentes países [11].

3 METODOLOGÍA

Esta sección tiene como objetivo presentar la metodología propuesta que determina las holguras en el sistema de distribución.

3.1 Antecedentes

Previo al cálculo de las holguras es necesario recopilar la mayor información disponible que caracterice las capacidades de los elementos que componen un sistema de distribución. En particular los siguientes componentes:

- Subestación primaria de distribución: las mediciones reales de potencia activa y reactiva en el lado de baja tensión de los transformadores.
- Capacidad de los alimentadores: las capacidades de los alimentadores que se conectan a la subestación primaria de distribución.
- Capacidad de los transformadores de distribución: las capacidades de los transformadores de distribución que se conectan en los alimentadores.
- Capacidad de las líneas de baja tensión: las capacidades de las líneas de baja tensión que se conectan a los transformadores de distribución.
- Capacidad de los empalmes: las capacidades de los empalmes que se conectan a las líneas de baja tensión (BT).

Con los datos mencionados anteriormente es posible dimensionar las holguras del sistema de distribución, y con ello, estimar la cantidad de EVs que se pueden integrar sin la necesidad de una expansión/ampliación de las redes.

3.2 Holguras en el sistema de distribución

La Fig. 4 resume la metodología propuesta que, a modo general, se divide en tres pasos. El primer paso tiene como finalidad identificar los principales cuellos de botellas que se encuentran en un alimentador. El paso 2 consta en repetir el paso 1 en todos los alimentadores de la región en estudio. Luego, se agrupan los alimentadores con sus respectivos cuellos de botella en la subestación primaria de distribución correspondiente. Finalmente, en el paso 3 se calcula la holgura de distribución para cada una de las subestaciones primarias de distribución como la resta de la medición real en un periodo de tiempo y la capacidad restringida debido al cuello de botella. A continuación, se detalla cada uno de los pasos mencionados.

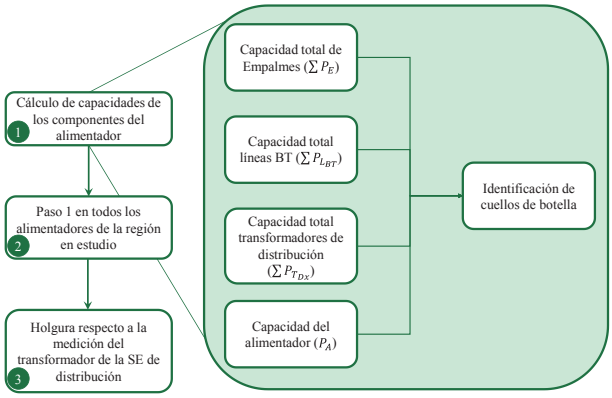


Fig. 4: Diagrama de la metodología propuesta.

3.2.1 Cálculo de capacidades de los componentes del alimentador

El objetivo de este paso es identificar los principales cuellos de botella del alimentador.
El alimentador se analiza desde los empalmes recorriendo todos los componentes hasta el conductor ubicado en la cabecera. El proceso iterativo consiste en:

1. Comparar la capacidad instalada entre empalmes (ΣPe) y capacidad instalada de las líneas en baja tensión aguas arriba (ΣPlbt). La primera restricción se obtiene como el mínimo entre ΣPe y ΣPlbt, que se define como R1.
2. Comparar la primera restricción (R1) y capacidad instalada del transformador de distribución (ΣPtdx). La segunda restricción se obtiene como el mínimo entre R1 y ΣPtdx.
3. Los pasos anteriores se repiten para todos los transformadores de distribución que se encuentran conectados en el alimentador.
4. Finalmente, se comparan la "N" restricciones con la capacidad de la cabera del alimentador (Pa) como el mínimo entre ΣRi y Pa. Este valor se denomina restricción del alimentador (Ra).

Como paso intermedio, se realiza el proceso iterativo anterior a todos los alimentadores ubicados en la zona de estudio.

3.2.2 Holguras en el sistema de distribución

El objetivo de este paso es determinar las holguras en el sistema de distribución para dimensionar la cantidad de EVs que se pueden integrar sin la necesidad de expansión en las redes de distribución.
Primero, los alimentadores se agrupan de acuerdo con la subestación primaria de distribución en que se conectan. La holgura es igual a la resta entre las restricciones de todos los alimentadores conectados al transformador de la subestación primaria de distribución (ΣRa) y de la demanda medida en el lado BT del mismo transformador.
En esta línea, la energía disponible que eventualmente se utilizará para la carga de EVs se define de dos maneras diferentes:

- Caso Conservador: Se calcula en función de la holgura mínima (Hmin) y las holguras observadas en periodos de menor carga. La energía disponible en la red de distribución es igual a la suma de las áreas bajo la curva entre la holgura mínima registrada y las mayores holguras diarias registradas. Esto se representa como los rectángulos achurados en la Fig. 5-(a).
- Caso Incierto: Se calcula en función de la holgura mínima (Hmin). La energía disponible en la red de distribución es igual al área bajo la curva de la holgura mínima. Esto se representa como el rectángulo achurado que se muestra en la Fig. 5-(b). Es importante notar y recalcar, que la holgura disponible en el caso incierto podría no ser factible debido a que no existen medidas de demanda que operen dentro de este margen.

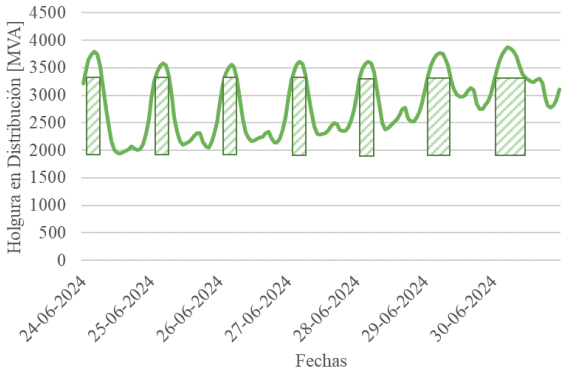


Fig. 5–(a). Energía disponible en la red de distribución en el caso Conservador

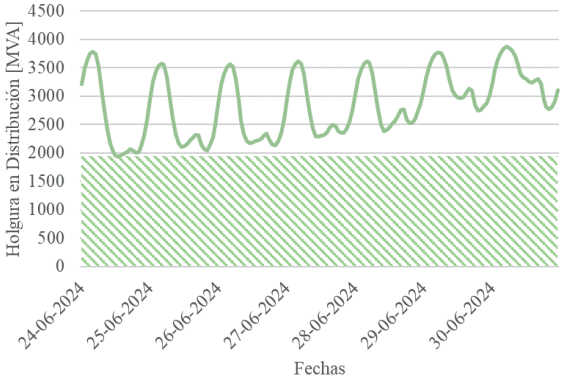


Fig. 5–(b). Energía disponible en la red de distribución en el Caso Incierto

4 RESULTADOS

Esta sección tiene como objetivo presentar los resultados que se obtienen al aplicar la metodología propuesta en un sistema de distribución real.

4.1 Caso de estudio

El caso de estudio corresponde a la red de distribución de Santiago, Chile. El análisis se realiza en 40 subestaciones de distribución primaria, energizando una totalidad de 490 alimentadores.
La red de distribución de Santiago se solicita mediante transparencia a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) [22], mientras que las demandas horarias de las subestaciones primarias de distribución se encuentran disponibles en el sistema de medidas del Coordinador Eléctrico Nacional [23].

4.2 Restricciones

En la información pública disponible se encuentran las características principales de las redes de baja tensión en términos físicos y geográficos. Sin embargo, la información no establece explícitamente a que transformador de distribución se conectan las redes BT. En consecuencia, no es posible calcular las restricciones asociadas a la red BT por lo que no se considera en el análisis.
En la ciudad de Santiago, la capacidad agregada de empalmes es de aproximadamente 9.600 [MVA], mientras que la capacidad agregada de transformadores de distribución es de aproximadamente 9.500 [MVA]. De acuerdo con los datos, las capacidades agregadas de ambos componentes son similares donde la capacidad instalada agregada de transformadores de distribución representa la primera restricción.
Para cada alimentador, se calcula la capacidad total instalada de transformadores de distribución y se compara con la capacidad de la cabecera. En promedio, la capacidad de la cabecera de un alimentador es de 11 [MVA] y la capacidad agregada instalada en dicho alimentador es de 20 [MVA]. Del total de alimentadores, en el 80% de los casos ocurre que la capacidad agregada de transformadores de distribución supera la capacidad de la cabecera. En la región de estudio, la capacidad agregada de las cabeceras de los alimentadores es de aproximadamente 5.400 [MVA] y es cerca de la mitad de la capacidad agregada de los transformadores de distribución. Así, la capacidad instalada agregada de las cabeceras de los alimentadores representa la segunda restricción y se sobrepone a la primera restricción encontrada.

En consecuencia, de los datos se concluye que la capacidad agregada de las cabeceras de los alimentadores representa la mayor restricción para un eventual aumento de demanda agregado impulsado por la incorporación de EVs en la matriz de transporte.

4.3 Holguras

De la sección anterior se identificó que la principal restricción a nivel de distribución corresponde a la capacidad de las cabeceras de los alimentadores, que es igual a 5.400 [MVA]. En paralelo, para cada una de las subestaciones se suman las medidas de potencia activa y reactiva en el lado BT de todos los transformadores primarios de distribución conectados a la misma. De las medidas agregadas se obtiene la curva de demanda para cada subestación primaria de distribución. El promedio de la potencia suministrada de la región en estudio es de 2.300 [MVA].

De esta manera, se calcula la holgura restando la capacidad agregada de los alimentadores (5.400 [MVA]) y las medidas de potencia aparente para cada una de las subestaciones de estudio. Finalmente, la holgura agregada se calcula como la suma de todas las holguras de las subestaciones primarias de distribución ubicadas. La Fig. 6 presenta la holgura agregada en la ciudad de Santiago para la última semana de junio del año 2024. De la figura se observa que la holgura mínima es igual a 1.940 MVA y la máxima a 3.870 MVA. Además, las mayores holguras se encuentran en horario nocturno, alcanzando su punto máximo a las 4 a.m., mientras que las menores holguras se encuentran en horario diurno, alcanzando su punto mínimo a las 1 p.m.

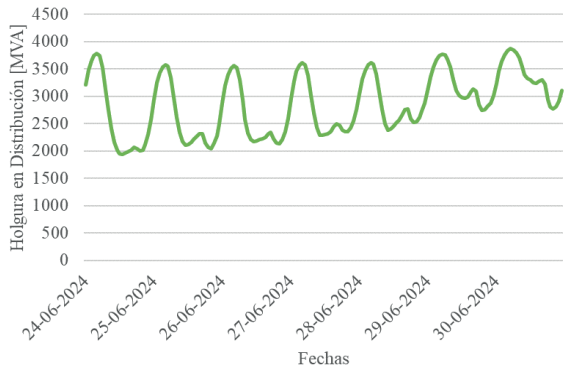


Fig. 6: Holgura disponible en la red de distribución en la última semana de junio.

4.4 Porcentaje de penetración de EVs

El objetivo principal del artículo es calcular el número de EVs que se pueden conectar a la red de distribución sin la necesidad de expandir las redes.

Para determinar la cantidad de EVs que pueden operar en la ciudad de Santiago, se considera que: la batería promedio del EV es igual a 45 [kWh], el rendimiento promedio del EV es de 5 [km/kWh], la potencia de los cargadores domiciliarios instalados es de 3 [kW] y 6 [kW] y el promedio de kilómetros anuales conducidos en Chile es de 15.000 [km/año] [24]. Se consideran dos niveles de potencia de carga de acuerdo con los tipos de empalmes domiciliarios que se conectan en la red de distribución, la capacidad de los empalmes es de 4 [kW] y 8 [kW]. La proporción de los empalmes se aproxima según los datos y se obtiene que cada 1 empalme de 8 [kW] existen 3 empalmes de 4 [kW].

De los datos presentados, los kilómetros promedio totales que puede recorrer el EV es igual a 225 [km] (45 [kWh] * 5 [km/kWh]), los kilómetros por día que recorre un conductor promedio en Santiago son de 41 [km/día] (15.000 [km/año]/365 [días]) y el tiempo de carga promedio de un EV es de 15 [h] (45 [kWh]/3 [kW]) para el caso en que la potencia de carga es de 3 [kW] y de 7.5 [h] (45 [kWh]/6 [kW]) para el caso en que la potencia de carga es de 6 [kW]. Notar que, si el EV se encuentra con 100% de carga, puede circular durante 5 días (225 [km]/41 [km/día]).

Para el caso conservador, la holgura de la red se define para dos periodos de 8 horas. En la Fig.7 se observa que el periodo nocturno corresponde al área 1 donde la potencia de carga habilitada es de 929 MVA correspondiente a la altura del rectángulo, mientras que el horario vespertino corresponde al área 2 donde la potencia de carga es de 65 MVA. Para el horario nocturno, la cantidad de EVs que se pueden cargar simultáneamente es de aproximadamente 250.000 EVs (929 [MVA]/(6 [kW]*0.25+3 [kW]*0.75)). Por consiguiente, la cantidad de EVs que se pueden cargar en la noche es de 165.000 de EVs. En consecuencia,

la cantidad total de EVs que pueden circular por carga nocturna es aproximadamente de 900.000 EVs (165.000 * 5.5 días de circulación). Por otro lado, para el horario vespertino, la cantidad de EVs que se pueden cargar simultáneamente es de aproximadamente 17.000 EVs. Por consiguiente, la cantidad de EVs que se pueden cargar en el horario vespertino es de 11.000 de EVs. En consecuencia, la cantidad total de EVs que pueden circular por carga vespertina es aproximadamente de 63.000 EVs.

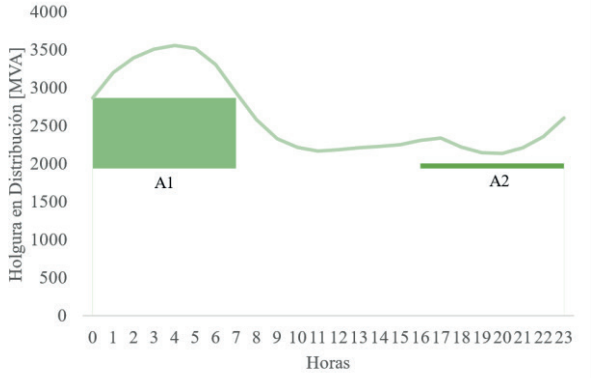


Fig. 7: Energía disponible en la red de distribución en el caso conservador.

Para el caso incierto, dado que la holgura mínima es de 1940 [MW], la cantidad de EVs que se pueden cargar simultáneamente es de aproximadamente 500.000 EVs (1940 [MW]/(6 [kW]*0.25+3 [kW]*0.75)). Por consiguiente, la cantidad de EVs que se pueden cargar en un día es de 1 millon de EVs. En consecuencia, la cantidad total de EVs que se pueden agregar es aproximadamente de 5.5 millones de EVs. Esta cantidad se agrega sobre el caso conservador, por lo que si se demuestra que la curva de carga puede alcanzar la capacidad máxima de los alimentadores, holgura igual a 0 MVA, entonces el total de EVs que pueden circular asciende a 6,5 millones.

5 CONCLUSIONES

La disminución de los costos de producción de baterías de EVs y la implementación de políticas públicas para su incorporación en la matriz de transporte impactan directamente a las redes eléctricas. Esto se debe principalmente a los importantes requerimientos de energía y potencia que puede demandar un EV. A modo de ejemplo, la energía almacenada en una batería de un EV se encuentra en el orden de los 20 a 50 [kWh] e incluso podría alcanzar 100 [kWh], en la misma línea los cargadores pueden suministrar desde una potencia de 3 [kW] en el caso de los domicilios y hasta 350 [kW] en el caso de las electrolineras. En este contexto, emerge la necesidad de evaluar el impacto de EVs livianos en redes eléctricas con enfoque en distribución.

La metodología propuesta permite dimensionar el número de EVs que se pueden integrar en las redes de distribución sin la necesidad de expansión. La metodología se implementa en las redes de Santiago de Chile compuesta de aproximadamente 50 subestaciones primarias de distribución, 500 alimentadores, 30.000 transformadores de distribución y con más de 1,8 millones de clientes conectados. Las principales conclusiones se listan a continuación:

1) La principal restricción de capacidad de transporte en las redes de distribución se encuentra en la capacidad de la cabecera del alimentador.
2) El caso conservador, que considera periodos de carga vespertino y nocturno, permite la incorporación de cerca de 1 millón de EVs. Esta cantidad de EVs es factible operacionalmente pues existen registros que validan estos puntos de operación de demanda. En consecuencia, la red de Santiago puede incorporar alrededor de 1 millón de EVs sin la necesidad de expansión.
3) El caso incierto permite la incorporación de 5 millones de EVs. Esta cantidad de EVs podría resultar inviable operacionalmente pues no existen registros que validan estos puntos de operación.

Del caso conservador, la carga de EVs se realiza en los bloques de carga nocturno y vespertino, imposibilitando la opción durante horario diurno. Así, surge la necesidad de un esquema tarifario que promueva la carga nocturna y que desincentive, hasta cierto punto, la carga vespertina mientras la cantidad de EVs circulando sea menor a 1 millón. Esto se puede realizar mediante tarifas dinámicas, que promuevan la carga de EVs durante la noche (menor valor de la energía contratada), y que aumente considerablemente en el horario vespertino (mayor valor de la energía contratada), imposibilitando la carga durante el horario

diurno. En paralelo, mientras la cantidad de EVs sea menor a 1 millón la distribuidora debe verificar que el sistema de distribución puede operar en las holguras identificadas en el caso incierto. De ser así, se pueden incorporar 1,3 millones de EVs extras para alcanzar los 2,3 millones de vehículos que circulan en Santiago.
En caso de que las holguras de las redes de otras ciudades de Latinoamérica sean pequeñas tanto para el caso conservador e incierto, es posible aumentarla con generación distribuida. De esta manera si las estaciones de carga se encuentran aguas debajo de la cabecera del alimentador, es posible cargar los EVs desde la red y desde aguas abajo donde se encuentra la generación distribuida, aumentando "virtualmente" hasta el doble la capacidad de carga de las redes de distribución.
Como trabajo futuro, se plantea simular los flujos de potencia en los 500 alimentadores de Santiago para verificar que las holguras identificadas en el caso incierto son factibles, o bien inviables, en la operación real.

6 REFERENCIAS

[1] International Energy Agency, "Global EV Outlook 2023 Catching up with climate ambitions", 2023.
[2] International Energy Agency, "Average producer price for selected technologies, Q1 2015 to Q2 2023", 2023, https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/average-producer-price-for-selected-technologies-q1-2015-to-q2-2023
[3] International Energy Agency, "Electric car sales, 2016-2023", 2023, https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/electric-car-sales-2016-2023
[4] Tesla, https://www.tesla.com/modelx , https://www.tesla.com/modely
[5] BYD, https://byd-auto.cl/modelos/byd-yuan-plus/, https://byd-auto.cl/byd-tang/
[6] MAXUS, https://www.maxus.uy/euniq6
[7] MG, https://www.mgmotor.cl/model/MG-ZS-EV, https://www.mgmotorlatam.com/en/model/MARVEL-R, https://www.mgmotor.cl/model/MG-4
[8] COPEC, "Tipos de Conectores para mi Auto", https://copecvoltex.cl/blogs/news/tipos-de-conectores-para-mi-auto#:~:text=Hay%20cuatro%20tipos%20de%20conectores,Continua%20(CHAdeMO%20y%20CCS).
[9] CHAdeMO, "Protocol Development", https://www.chademo.com/technology/protocol-development
[10] CHAdeMO, "What is CHAdeMO?", https://www.chademo.com/about-us/what-is-chademo
[11] International Energy Agency, "Grid Integration of Electric Vehicles A manual for policy makers", 2022.
[12] Instituto Nacional de Estadísticas, "Boletín Parque Vehicular en circulación – 2022", 2022.
[13] Bloomberg News, "Cheap cash to tax breaks: Here's how China subsidises its EV sector", 2023.
[14] Financial Times, "The looming trade tensions over China's subsidies", 2024.
[15] ACEA, "Automotive Insights: Charging ahead: accelerating the roll-out of EU electric vehicle charging infrastructure", 2024.
[16] The White House, "Full Charge: The Economics of Building a National EV Charging Network", 2023.
[17] Gobierno de Chile, "HOJA DE RUTA PARA EL AVANCE DE LA ELECTROMOVILIDAD EN CHILE", 2023.
[18] Khalid, M. R., Khan, I. A., Hameed, S., Asghar, M. S. J., & Ro, J. S., "A Comprehensive Review on Structural Topologies, Power Levels, Energy Storage Systems, and Standards for Electric Vehicle Charging Stations and Their Impacts on Grid", IEEE Access, 2021.
[19] Habib, S., Khan, M. M., Abbas, F., Sang, L., Shahid, M. U., & Tang, H., "A Comprehensive Study of Implemented International Standards, Technical Challenges, Impacts and Prospects for Electric Vehicles", IEE Access, 2018.
[20] Kaur, K., Garg, S., Kaddoum, G., Ahmed, S. H., Gagnon, F., & Atiquzzaman, M., "Demand-response management using a fleet of electric vehicles: An opportunistic-SDN-based edge-cloud framework for smart grids", IEEE Network, 2019.
[21] McCarthy, D., & Wolf, P., "The HV system impacts of large scale electric vehicle deployments in a metropolitan area", Proc. 20th Australas. Univ. Power Eng. Conf., 2010.
[22] Superintendencia de Electricidad y Combustibles, https://www.sec.cl/?view_full_site=true
[23] Coordinador Eléctrico Nacional, https://medidas.coordinador.cl/
[24] Salfa, "¿Cuál debería ser el kilometraje de un auto según sus años de uso?" https://salfausados.cl/autos/noticias/cual-deberia-ser-el-kilometraje-de-un-auto-segun-sus-a%C3%B1os-de-uso

Comité de Estúdios C6 – Sistema de Distribución Activa y Recursos Energéticos Distribuidos

NUEVA PROPUESTA PARA EL ANÁLISIS DE TRANSITORIOS ELECTROMAGNÉTICOS PARA DETECTAR LA INTEGRACIÓN DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

J. CASTRO*
Universidad del Valle
Colombia
jhonn.castro@correounivalle.edu.co

E. GÓMEZ
Universidad del Valle
Colombia
eduardo.gomez@correounivalle.edu.co

Resumen *– Este estudio propone un nuevo método para la detección de recursos fotovoltaicos (FV) distribuidos mediante simulaciones de transitorios electromagnéticos (EMT). El objetivo principal es garantizar la estabilidad operativa de los sistemas eléctricos identificando la conexión de los paneles fotovoltaicos, cuya presencia puede influir en la estabilidad de la tensión, la distorsión armónica y la frecuencia. Para el análisis, se utilizó el sistema IEEE de 14 nodos modelado en el software PowerFactory, empleando transformadas wavelet y técnicas de clasificación espectral para distinguir los sistemas fotovoltaicos de otros recursos energéticos.*

La metodología consistió en realizar simulaciones con diferentes niveles de potencia y tiempos de conexión para sistemas fotovoltaicos y otros recursos, como cargas resistivas, sistemas de energía eólica y generadores diésel. Las características de las señales se extrajeron mediante transformada wavelet y posteriormente se clasificaron utilizando análisis espectral basado en frecuencias.

Los resultados evidencian la eficacia del método propuesto, mostrando que los sistemas fotovoltaicos presentan firmas transitorias únicas que pueden detectarse con precisión. Este enfoque contribuye a una mejor comprensión de los efectos dinámicos de la integración solar y facilita el mantenimiento de la estabilidad de la red en contextos de creciente penetración de fuentes renovables. Aunque el método presenta ciertas limitaciones, como la precisión de las simulaciones y las incertidumbres asociadas a la generación fotovoltaica, constituye una base sólida para la detección y gestión de generación distribuida en redes eléctricas modernas.

Palabras clave: Detección de recursos fotovoltaicos, simulación EMT, transformada Wavelet, sistemas de potencia, clasificación espectral, generación distribuida.

1. INTRODUCCIÓN

La adopción generalizada de paneles solares fotovoltaicos (FV) ha introducido cambios significativos en el panorama energético, impulsada por la sostenibilidad medioambiental y los incentivos gubernamentales que promueven el uso de fuentes de energía consideradas renovables [1]. Sin embargo, la creciente interconexión de los recursos fotovoltaicos distribuidos a la red plantea nuevos retos para la estabilidad de la red y la fiabilidad operativa, como se analiza en [2], [3] y [4]. Estos sistemas, a diferencia de las fuentes de energía convencionales, presentan patrones de generación variables debido a su dependencia de las condiciones ambientales, como la intensidad de la luz solar, lo que complica la predicción de su impacto en el sistema eléctrico. Por ello, es importante disponer de mecanismos fiables para detectar y gestionar la conexión de estos recursos para garantizar la estabilidad de la red.

En este artículo, se propone una metodología novedosa para detectar la conexión de recursos fotovoltaicos distribuidos en sistemas de potencia. El objetivo es mejorar la comprensión de los efectos transitorios causados por la integración de sistemas FV, con especial atención a garantizar la estabilidad operativa de la red. Esto es

* jhonn.castro@correounivalle.edu.co

especialmente importante porque la conexión de sistemas fotovoltaicos puede inducir fluctuaciones de la calidad de la energía, como variaciones de tensión, distorsión armónica e inestabilidad de la frecuencia. La detección temprana de estas perturbaciones es importante para el correcto funcionamiento de los sistemas de protección y para evitar fallos que puedan comprometer la red.

La metodología de detección desarrollada en este trabajo emplea simulaciones de transitorios electromagnéticos (EMT) utilizando el sistema estándar IEEE de 14 nodos. El objetivo principal es identificar las señales transitorias provocadas por las conexiones fotovoltaicas mediante el uso de transformadas wavelet y técnicas de clasificación espectral. Estos métodos permiten extraer rasgos característicos de las señales que diferencian las conexiones fotovoltaicas de otros tipos de generación y cargas conectadas a la red. Comparando el comportamiento transitorio de los sistemas fotovoltaicos con el de otros recursos, como cargas resistivas, generadores eólicos y generadores diésel, podemos identificar patrones distintivos que ayudan a clasificar los recursos.

Los métodos utilizados para detectar la conexión de paneles solares incluyen mediciones directas de parámetros eléctricos como la corriente y la tensión, análisis de armónicos y algoritmos basados en técnicas de procesamiento de señales. Por ejemplo, las técnicas basadas en el análisis de impedancia de secuencia negativa o positiva han demostrado ser eficaces para detectar variaciones en los parámetros de la red causadas por la conexión de paneles solares [5]. Además, los enfoques basados en la transformada de Fourier permiten identificar la firma espectral característica de las perturbaciones introducidas por los inversores fotovoltaicos en estado estacionario.

Los resultados demuestran que la transformada wavelet capta eficazmente los transitorios causados por la conexión de los recursos solares, especialmente en estados dinámicos, lo que permite distinguirlos claramente de otras fuentes de energía. Mediante múltiples simulaciones en diferentes condiciones de funcionamiento, se comprobó que los recursos fotovoltaicos presentan características transitorias únicas que pueden detectarse mediante índices de selectividad, lo que permite clasificarlos con precisión. Los métodos de clasificación propuestos se validaron en diferentes casos de prueba, demostrando su validez para distinguir los recursos fotovoltaicos de otros sistemas conectados a la red.

2. METODOLOGÍA

El escenario de prueba utilizado en este estudio se basa en el estándar IEEE de 14 nodos, proporcionado por DIgSILENT, simulado en el software PowerFactory. Este estándar es ampliamente utilizado en simulaciones de sistemas de potencia debido a su capacidad para representar redes de potencia reales con complejidad moderada [6], [7]. Para las simulaciones se utilizó el ejemplo precargado en el software, al que se le realizó una modificación en el bus 2, donde se conectó un recurso fotovoltaico. Este recurso tiene la capacidad de variar tanto la potencia entregada al sistema como el instante de conexión, lo que permite analizar diferentes condiciones de operación. En este caso, se simularon recursos fotovoltaicos desde 20 kW hasta 50 MW, con diferentes instantes de conexión.

Se realizaron múltiples simulaciones utilizando modelos transitorios electromagnéticos (EMT), que son adecuados para el análisis detallado de la dinámica transitoria en sistemas de potencia con generación distribuida [8]. Durante estas simulaciones, se registraron las tensiones en todas las barras del sistema eléctrico, variando tanto el instante de conexión como la potencia que este recurso entregaba al sistema.

Este procedimiento se repitió para otros tipos de recursos conectados al mismo bus: cargas resistivas, generadores eólicos, generadores diésel y generadores síncronos tradicionales. Estos recursos fueron seleccionados para cubrir un amplio espectro de tecnologías de generación y carga, permitiendo la creación de una base de datos de los diferentes eventos transitorios que se pueden generar en ese punto del sistema eléctrico.

Una vez completada la base de datos con los resultados de todas las simulaciones, se procedió a extraer las características de cada recurso. Esta extracción se realizó mediante índices de selectividad, que son métodos de análisis de transitorios basados en la transformada wavelet. Este tipo de análisis es apropiado para identificar

características transitorias debido a la capacidad de la transformada wavelet para descomponer las señales en diferentes escalas de tiempo y frecuencia, permitiendo una representación más detallada de la dinámica del sistema análisis de este tipo han sido empleados en [9] y [10].

Posteriormente, se aplicaron métodos de clasificación basados en el análisis espectral de las características de cada recurso. El algoritmo de búsqueda empleado tiene como objetivo identificar los rangos de frecuencias sobre los que deben aplicarse los métodos de clasificación. Este algoritmo funciona mediante una estrategia de ensayo-error, utilizando un enfoque de fuerza bruta para evaluar diferentes rangos hasta encontrar aquellos más adecuados para la clasificación de las señales [11].

3. EXTRACCIÓN DE CARACTERÍSTICAS DE LAS SEÑALES

La etapa de análisis se centra en la extracción de características útiles del recurso fotovoltaico para su posterior clasificación y distinción de otros recursos. En este caso práctico, se presentan los siguientes métodos de análisis utilizados:

1. Imagen Wavelet
2. Análisis de densidad de energía
3. Análisis de picos
4. Análisis del índice de selectividad

1.3.1 IMAGEN WAVELET

El análisis de imágenes o matrices wavelet se basa en la aplicación de una transformada wavelet con diferentes factores de escala a la señal a analizar. Cada señal resultante se apila como una fila dentro de una matriz. Como resultado, se obtiene una matriz cuyas filas corresponden a diferentes valores de frecuencia asociados, mientras que sus columnas representan diferentes intervalos de tiempo. Esta matriz puede visualizarse en formato imagen, representando el valor absoluto de cada elemento con un píxel cuyo color está asociado, tal y como se muestra en la Fig. 1. De esta forma, se genera un mapa de calor que representa las componentes temporales y espectrales del transitorio a analizar. En términos generales, en una imagen wavelet se pueden identificar regiones transitorias y no transitorias, delimitadas por ejes temporales.

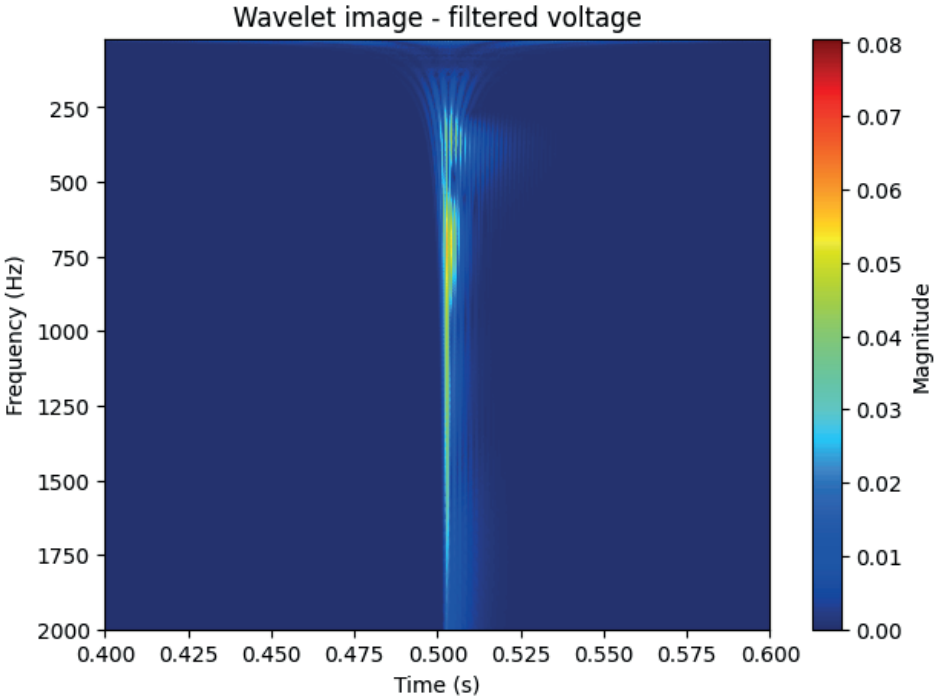


Fig 1. Imagen wavelet asociada a la tensión filtrada de la fase R, al conectar al sistema un recurso fotovoltaico de 1 MW en cruce por cero.

1.3.2 ANÁLISIS DE DENSIDAD DE ENERGÍA

El análisis de la densidad de energía ha sido ampliamente utilizado para diferentes tipos de aplicaciones, como la determinación de la cantidad de energía producida por unidad de superficie en parques solares como se ve en [12], para el estudio de señales espectrales como se presenta en [13]. Este análisis se basa en determinar la cantidad de energía contenida en una señal respecto al resto de señales, tal y como se propone en [14]. En este caso, se calcula a partir de los datos obtenidos de la matriz wavelet. Como resultado, se genera un conjunto de datos en función de las diferentes frecuencias con las que se ha generado la matriz wavelet.

Las ecuaciones utilizadas para calcular la energía contenida en una señal (E_i) y la densidad de energía (ED_i) se expresan a continuación. La densidad de energía refleja el porcentaje de energía de una señal en relación con las energías totales de todas las señales.

$$E_i = \sum_{j=1}^{n} W_{ij}^2$$

$$\forall i \in \mathbb{Z} \setminus \{0\}$$

$$ED_i = \frac{E_i}{\sum_{k=1}^{m} E_k}$$

$$\forall i \in \mathbb{Z} \setminus \{0\}$$

1.3.3 ANÁLISIS DE PICOS

El objetivo del análisis de picos es generar una función espectral que mida la máxima correlación entre cada factor de escala de la función wavelet madre y la señal a analizar. Esto se consigue seleccionando el valor máximo absoluto de cada señal asociado a cada factor de escala. Así, se obtiene un valor pico para cada frecuencia asociada.

1.3.4 ANÁLISIS DEL ÍNDICE DE SELECTIVIDAD

El análisis del índice de selectividad busca establecer una comparación entre las regiones transitorias y no transitorias, tal y como se describe a continuación. En estas ecuaciones, E_A se refiere al análisis de energía, P_A al análisis de picos, $RMSE$ al error cuadrático medio, F_t a la región transitoria y F_{nt} a la región no transitoria.

$$S_E = \frac{E_A(F_t)}{RMSE(F_{nt}) + max(E_A(F_t))}$$

$$S_P = \frac{P_A(F_t)}{RMSE(F_{nt}) + max(P_A(F_t))}$$

$$RMSE = \frac{1}{n}\sum_{l=1}^{n}(y_l - \hat{y})^2$$

Donde la última ecuación define el error cuadrático medio.

Al error cuadrático medio se le añade un término en el denominador, este término cumple la función de evitar la división por 0 y normalizar la función de 0 a 1, por eso se le asigna el valor del valor máximo que tiene el

conjunto de datos del numerador. Por lo tanto, el denominador es constante y divide todos los valores del numerador, y los índices de selectividad arrojan valores de 0 a 1.

Este enfoque permite extraer características relevantes de las señales para su posterior clasificación. Sin embargo, las regiones transitorias y no transitorias pueden filtrarse o no mediante un filtro de rechazo de banda para excluir la frecuencia de funcionamiento de la red. En estas condiciones, se proponen dos formas de calcular el índice de selectividad para este caso de estudio:

1. **Índice de selectividad directo:** En este método, las ecuaciones de índice de selectividad se aplican sin realizar un filtro de rechazo de banda.
2. **Índice de selectividad mixto:** En este método, las ecuaciones de índice de selectividad se aplican filtrando la región transitoria mediante un filtro de rechazo de banda.

Aunque la región no transitoria puede ser pre-transitoria, post-transitoria o una combinación de ambas, se recomienda utilizar la combinación de ambas regiones o la región pre-transitoria para un análisis más riguroso.

4. CLASIFICACIÓN DE SEÑALES ESPECTRALES

En este apartado se pretende analizar las características extraídas de la etapa de análisis, para realizar una clasificación de las conexiones del recurso fotovoltaico a un sistema eléctrico de potencia.

En general, se toma un método de análisis en el dominio espectral y se procede a delimitar intervalos en el eje de frecuencias, tal y como se muestra en la Fig. 2. Para cada uno de estos intervalos es posible extraer su valor máximo o mínimo de magnitud, con estos puntos es posible clasificar las señales a partir de los métodos de clasificación propuestos.

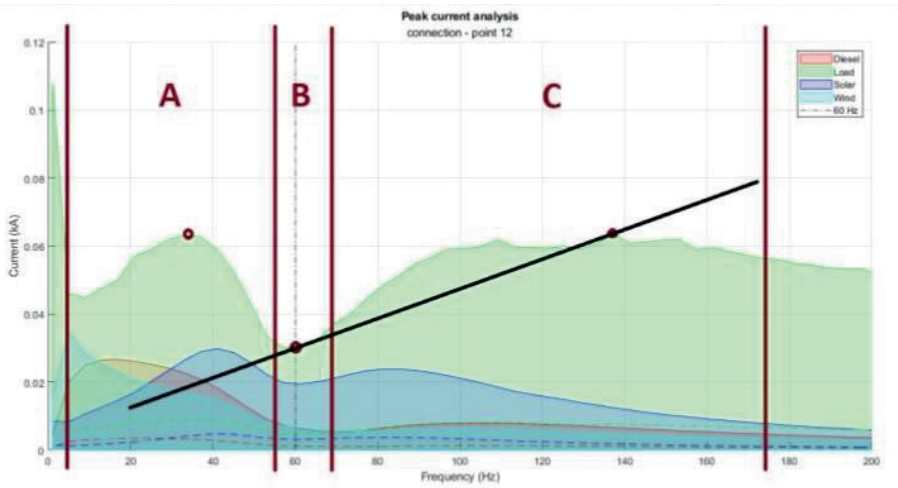


Fig 2. Métodos de decisión.

Se proponen dos métodos de clasificación que emplean los puntos encontrados anteriormente:

1. Pendiente de la recta secante
2. Relación de magnitudes

1.4.1 PENDIENTE DE RECTA SECANTE

Este método propone trazar una recta imaginaria que una dos puntos encontrados y calcular la pendiente de esta recta con respecto al eje horizontal. Por ejemplo, la Fig. 2 muestra cómo trazar una recta que una el valor mínimo del intervalo B y el valor máximo del intervalo C. Este procedimiento debe repetirse para todos los datos de todos los recursos que se vayan a clasificar. Sin embargo, no será posible comparar los datos obtenidos si las señales espectrales son de distinta naturaleza, por ejemplo, no es posible comparar los resultados obtenidos de un análisis de densidad de energía con los de un análisis de picos.

Esta pendiente puede calcularse mediante las ecuaciones presentadas a continuación, donde Δm es la diferencia de magnitudes entre dos puntos, Δf es la diferencia de frecuencias entre los dos puntos, y Θ es el ángulo que forma la recta con el eje horizontal.

$$S = \frac{\Delta m}{\Delta f}$$

$$S = \tan(\theta)$$

1.4.2 RELACIÓN DE MAGNITUDES

Este método, similar al de la pendiente de la recta secante, utiliza dos puntos. Sin embargo, en este caso la división se realiza entre el valor de magnitud asociado a la frecuencia más baja y el valor procedente del intervalo de frecuencia más alta, sin considerar el desplazamiento de frecuencia entre ambos puntos.

1.4.3 ALGORITMO DE BÚSQUEDA

Es importante encontrar los intervalos que permitan clasificar los recursos fotovoltaicos aplicando un método de análisis y un método de clasificación específico. Para esta tarea se propone un algoritmo de búsqueda basado en fuerza bruta, este tipo de algoritmos se han utilizado para clasificación, por ejemplo, en [15] se utiliza para la búsqueda de arquitecturas de redes neuronales dedicadas a la clasificación de imágenes. Para este caso de estudio, se generan intervalos aleatorios y se comprueba, mediante una puntuación asignada (índice de exclusividad), si existe algún método de clasificación aplicado a un método de análisis que consiga separar el conjunto deseado del resto de conjuntos.

1.4.4 ÍNDICE DE EXCLUSIVIDAD

El índice de exclusividad es un indicador de si un conjunto está totalmente excluido de otro conjunto de datos. Si un conjunto está totalmente incluido dentro de otro conjunto, el índice será 0; si está totalmente excluido, será 1.

Para calcular este índice, se inicializa un indicador de exclusividad con la puntuación máxima. Para cada dato del conjunto, se comprueba si es exclusivo, es decir, si no se encuentra en el intervalo de valores de los demás conjuntos de datos. A continuación, se cuenta el número de datos exclusivos y se calcula el porcentaje de exclusividad, que es el número de datos exclusivos dividido por el total de datos del conjunto.

En este caso, se buscará que el índice de exclusividad sea lo más cercano posible a 1, de forma que se pueda determinar si la conexión de un recurso energético, aplicando un método de análisis y un método de clasificación dentro de unos intervalos definidos, da como resultado un número que está contenido dentro de dichos intervalos.

5. CONCLUSIONES

Tras miles de iteraciones del algoritmo de búsqueda, se comprobó que la conexión de carga tiene un impacto más significativo en la red eléctrica que el que presenta la conexión de recursos energéticos. Por lo tanto, es necesario caracterizar la conexión de la carga antes de caracterizar otro recurso.

Así, la carga puede caracterizarse mediante:

1. **Método de análisis:** índice de selectividad mixto basado en picos de tensión.
2. **Método de decisión:** relación de magnitudes (max-min).
3. **Primer intervalo:** de 656 Hz a 1606 Hz.

4. **Segundo intervalo:** de 1962 Hz a 1999 Hz.

Los resultados pueden verse en la Fig. 3, representados mediante un diagrama de cajas y bigotes. Aquí se muestran los resultados obtenidos para todos los recursos cuando se someten a los mismos métodos de análisis y clasificación en las mismas condiciones. De esta forma, se ponen de manifiesto los intervalos en los que los escalares generados por la conexión de carga están contenidos en un único intervalo.

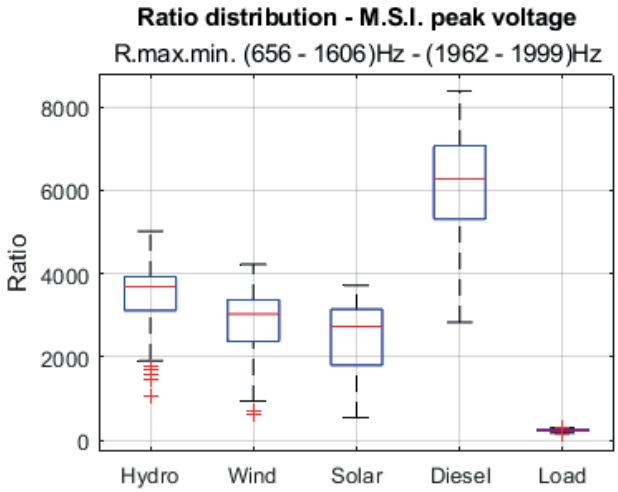


Fig. 3. Diagrama de cajas y bigotes, clasificación de carga.

Una vez descartada la conexión de una carga, el siguiente paso es determinar la conexión de recursos solares fotovoltaicos. El proceso para este caso es el siguiente

1. **Método de análisis:** índice de selectividad directo basado en la energía de deformación.
2. **Método de decisión:** pendiente de la recta secante (max-min).
3. **Primer intervalo:** de 312 Hz a 621 Hz.
4. **Segundo intervalo:** de 1922 Hz a 1935 Hz.

El resultado de este método se muestra en la Fig. 4, donde se excluyen los resultados obtenidos a partir del conjunto de datos de carga. En general, se observa una clara separación entre los datos correspondientes a los recursos fotovoltaicos y el resto de los recursos.

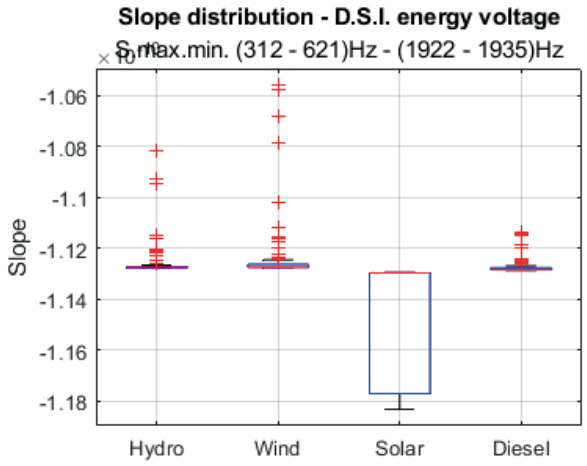


Fig. 4. Diagrama de cajas y bigotes, clasificación de recursos fotovoltaicos.

De esta forma, se evidencia la clasificación de la conexión de los recursos fotovoltaicos en un sistema eléctrico, en comparación con el resto de los recursos estudiados.

6. BIBLIOGRAFIA

[1] N. M. Haegel and S. R. Kurtz, "Global progress toward renewable electricity: Tracking the role of solar," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 11, no. 6, pp. 1335–1342, 2021. DOI: 10.1109/JPHOTOV.2021.3104149.

[2] D. Dirnberger, "Uncertainty in pv module measurement—part ii: Verification of rated power and stability problems," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 4, no. 3, pp. 991–1007, 2014. DOI: 10.1109/JPHOTOV.2014.2307158.

[3] D. Cheng, B. A. Mather, R. Seguin, J. Hambrick, and R. P. Broadwater, "Photovoltaic (pv) impact assessment for very high penetration levels," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 6, no. 1, pp. 295–300, 2016. DOI: 10.1109/JPHOTOV.2015.2481605.

[4] H. Zhu, J. Li, X. Liu, H. Wang, Z. Cui, and F. Dong, "Multidimensional evaluation method for the operational status of photovoltaic arrays in large-scale pv power stations," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 14, no. 4, pp. 679–690, 2024. DOI: 10.1109/JPHOTOV.2024.3384913.

[5] S. C. Meshram and N. Kumar, "A passive islanding detection technique for grid connected solar photovoltaic system," in *2020 International Conference on Computational Intelligence for Smart Power System and Sustainable Energy (CISPSSE)*, 2020, pp. 1–6. DOI: 10.1109/CISPSSE49931.2020.9212284.

[6] S. Shafiq, B. Khan, and A. T. Al-Awami, "Optimal battery placement in distribution network using voltage sensitivity approach," in *2019 IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI)*, 2019, pp. 1–4. DOI: 10.1109/PECI.2019.8698781.

[7] U. Prasad, S. R. Mohanty, and S. P. Singh, "Impact analysis of cvr on distribution system protection scheme," in *2022 IEEE Global Conference on Computing, Power and Communication Technologies (GlobConPT)*, 2022, pp. 1–5. DOI: 10.1109/GlobConPT57482.2022.9938295.

[8] K. Mahmoud, N. Yorino, and A. Ahmed, "Review of power system dynamic state estimation techniques," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 29934–29952, 2021. DOI: 10.1109/ACCESS.2021.3058295.

[9] E. Gómez-Luna, G. Aponte Mayor, J. Pleite Guerra, D. F. Silva Salcedo, and D. Hinestroza Gutiérrez, "Application of wavelet transform to obtain the frequency response of a transformer from transient signals—part 1: Theoretical analysis," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 28, no. 3, pp. 1709–1714, 2013. DOI: 10.1109/TPWRD.2013.2262058.

[10] E. Gómez-Luna, G. Aponte Mayor, and J. Pleite Guerra, "Application of wavelet transform to obtain the frequency response of a transformer from transient signals—part ii: Practical assessment and validation," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 5, pp. 2231–2238, 2014. DOI: 10.1109/TPWRD.2013.2295377.

[11] S. Nazari-Heris, B. Mohammadi-Ivatloo, and H. Zareipour, "Review of heuristic optimization methods for size and placement of energy storage systems in power systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 2159–2171, 2018. DOI: 10.1016/j.rser.2017.06.016.

[12] M. Bolinger and G. Bolinger, "Land requirements for utility-scale pv: An empirical update on power and energy density," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 12, no. 2, pp. 589–594, 2022. DOI: 10.1109/JPHOTOV.2021.3136805.

[13] A. Gupta, D. Kumar, A. Nyandwi, and R. Cselko, "Characteristics analysis of acoustic partial discharge in cable defects," in *2020 21st National Power Systems Conference (NPSC)*, 2020, pp. 1–6. DOI: 10.1109/NPSC49263.2020.9331904.

[14] K. Yumei, Z. Wancheng, B. Quan, and W. JinLin, "Time-dependent power spectral density estimation of ae signals of rock based on wavelet transform," in *2011 Chinese Control and Decision Conference (CCDC)*, 2011, pp. 1981–1984. DOI: 10.1109/CCDC.2011.5968526.

[15] A. Ghosh and N. D. Jana, "Neural architecture search with improved genetic algorithm for image classification," in *2020 International Conference on Computational Performance Evaluation (ComPE)*, 2020, pp. 344–349. DOI: 10.1109/ComPE49325.2020.9200164.

Comitê de Estudos C6 - Sistemas ativos de distribuição e recursos distribuídos de energía

SIMULAÇÃO EM TEMPO REAL DE UM SISTEMA DE GESTÃO BASEADO EM LÓGICA DIFUSA PARA CONTROLE DE FLUXO DE POTÊNCIA EM MICRORREDES COM RTDS

J.V. SOUZA*
Itaipu Parquetec
Brasil
jonas.souza@itaipuparquetec.org.br

J.R.P. VARGAS
Itaipu Parquetec
Brasil
jhoan.vargas@itaipuparquetec.org.br

P.T. GODOY
Itaipu Parquetec
Brasil
paulo.godoy@itaipuparquetec.org.br

G.L. JUSTINO
Itaipu Parquetec
Brasil
guilherme.justino@itaipuparquetec.org.br

N.P. PEREIRA
Itaipu Parquetec
Brasil
nicolas.pereira@itaipuparquetec.org.br

N.D. BUSTI
Itaipu Parquetec
Brasil
nathalie.busti@itaipuparquetec.org.br

T.G. JAHN
Itaipu Parquetec
Brasil
tales.jahn@itaipuparquetec.org.br

A.A.S. MILANEZI
Centrais Elétricas de Santa Catarina
Brasil
andreasm@celesc.com.br

D.M. MAGNUS
Centrais Elétricas de Santa Catarina
Brasil
douglasmm@celesc.com.br

L.L. BRIGHENTI
Centrais Elétricas de Santa Catarina
Brasil
lucaslb@celesc.com.br

M.L. CARDOSO
Centrais Elétricas de Santa Catarina
Brasil
manuelalc@celesc.com.br

I.K. KHAIRALLA
Centrais Elétricas de Santa Catarina
Brasil
igorkk@celesc.com.br

Resumo *– Este trabalho apresenta o desenvolvimento e a avaliação de um sistema de gestão inteligente baseado em Lógica Difusa (LD) para o controle de fluxo de potência em microrredes (MRs) com múltiplas fontes de energia renovável, incluindo sistemas fotovoltaicos, baterias e plantas de hidrogênio verde. O sistema visa otimizar a operação da MR em tempo real, considerando a intermitência das fontes renováveis, a variabilidade da demanda e as restrições do sistema. A metodologia utiliza o Real Time Digital Simulator (RTDS) para simulação em tempo real e hardware-in-the-loop (HIL), integrando o sistema de gestão implementado em Python via protocolo Modbus. Durante as simulações, o sistema processa variáveis como geração fotovoltaica, estado de carga das baterias e produção de hidrogênio, ajustando dinamicamente o fluxo de potência para maximizar o uso das fontes renováveis, garantir a estabilidade da rede e minimizar custos operacionais. Os resultados demonstram o potencial do sistema em operar de forma eficiente e segura a MR, contribuindo para o avanço no estado da arte em gestão de MRs e na promoção de sistemas elétricos mais sustentáveis. Este trabalho é fruto do projeto de pesquisa e desenvolvimento intitulado "GEMAI-H2V - Gestão Energética de Microrredes Autônomas Baseadas em Sistemas de Produção e Armazenamento de Hidrogênio Verde", P&D Nº 5697-0123/2023 com financiamento da Centrais Elétricas de Santa Catarina (Celesc); e trata-se de uma iniciativa no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica da ANEEL, sob execução do Itaipu Parquetec (Fundação Parque Tecnológico Itaipu – FPTI-BR).*

Palavras-chave: Microrredes - Lógica Difusa - Fontes Renováveis - Controle de Fluxo de Potência - Simulação em Tempo Real.

1 INTRODUÇÃO

A crescente demanda global por energia, somada à necessidade urgente de reduzir as emissões de gases de efeito estufa, tem impulsionado o desenvolvimento de soluções energéticas mais sustentáveis, eficientes e resilientes. Nesse cenário, as microrredes (MRs) surgem como uma alternativa inovadora e promissora, integrando diferentes fontes de energia renovável, como sistemas fotovoltaicos (PV), bancos de baterias e plantas de Hidrogênio Verde (H2V). Essas redes descentralizadas permitem um gerenciamento energético mais flexível e eficiente, contribuindo para a transição energética. Entretanto, a operação eficaz das MRs enfrenta desafios significativos devido à intermitência das fontes renováveis, que dependem de fatores climáticos, e à variabilidade das demandas de carga, especialmente em aplicações como sistemas auxiliares de subestações. Esses desafios exigem sistemas de controle inteligentes e adaptáveis, capazes de garantir a estabilidade, confiabilidade e otimização do desempenho da MR [1].

Entre as abordagens que têm se destacado na resolução desses desafios estão os Sistemas Especialistas (SEs), um ramo da Inteligência Artificial (IA) inspirado no raciocínio humano para tomada de decisões em domínios específicos. SEs já demonstraram sua eficácia em diversos contextos, como diagnósticos médicos e controle de processos industriais complexos [2]. No contexto das MRs, a Lógica Difusa (LD) se destaca como uma ferramenta poderosa, fornecendo uma estrutura matemática capaz de lidar com incertezas e informações imprecisas, características intrínsecas a sistemas que envolvem fontes renováveis intermitentes e demandas de carga dinâmicas. A combinação de SEs e LD viabiliza o desenvolvimento de Sistemas de Gestão Autônomos (SGAs) avançados, projetados para otimizar o fluxo de potência, maximizar o uso de fontes renováveis, manter a estabilidade da rede e reduzir custos operacionais, mesmo em cenários adversos, como falhas em componentes, condições climáticas extremas ou picos inesperados de demanda [3].

O gerenciamento energético das MRs tem evoluído significativamente com a aplicação de SGAs e técnicas de inteligentes. Trabalhos pioneiros, como o de [4], demonstraram o potencial dos SGAs ao integrá-los ao método *Mesh Adaptive Direct Search* (MADS) para otimização energética em MRs. Subsequentemente, [3] integrou SGAs com Lógica Difusa (LD) com Redes Neurais Artificiais e técnicas de programação linear para reduzir custos operacionais e abordar incertezas na geração renovável e na demanda de carga, ressaltando a eficácia da LD em cenários complexos e dinâmicos. Estudos mais recentes ampliaram a aplicabilidade dos SGAs. Em[5], LD foi combinada ao algoritmo *Grey Wolf Optimization* (FL-GWO) para gerenciamento energético e dimensionamento de baterias, com foco na minimização de custos e emissões. Paralelamente, [6] destacou o papel de SGAs como ferramentas eficazes para integrar fontes renováveis, mesmo em condições de dados incompletos. Outras contribuições, como as de [7], [8], abordaram desafios específicos de estabilidade e qualidade de energia em MRs, demonstrando a eficácia dos SGAs em manter a regulação de tensão e estabilidade operacional, mesmo sob condições adversas. Esses estudos consolidam os SGAs como elementos-chave para o gerenciamento energético eficiente e confiável de MRs.

Com base nas necessidades e nos avanços tecnológicos apresentados, a Celesc, por meio do Programa de P&D da ANEEL e com execução pelo Itaipu Parquetec, tem investido no desenvolvimento de soluções mais eficientes, robustas e adaptáveis para o gerenciamento energético de MRs. Como parte dessa iniciativa, está sendo construída uma MR integrada em um contêiner, equipada com PV, baterias e produção de H2V, a qual servirá como plataforma experimental para validar o SGA em desenvolvimento. Neste contexto, este trabalho apresenta o desenvolvimento e a avaliação de um SGA baseado em LD para o controle de fluxo de potência em uma MR com múltiplas fontes de energia renovável. O sistema proposto busca otimizar a operação da MR em tempo real, considerando a intermitência das fontes renováveis, a variabilidade da demanda de carga e as restrições do sistema. A eficácia do SGA será avaliada por meio de simulações em tempo real, utilizando o Real Time Digital Simulator (RTDS), consolidando os esforços para criar soluções inovadoras e aplicáveis ao setor elétrico.

2 METODOLOGIA

A linha de pesquisa deste trabalho insere-se no contexto científico dos conceitos de Geração Distribuída (GD), MRs e Redes Inteligentes (*Smart Grids*). Esses conceitos emergiram na literatura como resposta a uma mudança de paradigma na operação dos Sistemas Elétricos de Potência (SEPs), que passaram de estruturas predominantemente passivas e com baixo nível de automação para sistemas mais dinâmicos e interativos [9].

Para os propósitos deste estudo, a GD é definida como sistemas geradores de baixa capacidade nominal, com a energia primária proveniente, predominantemente, de fontes renováveis. Já o termo MR refere-se ao conjunto de cargas e sistemas de GD que podem operar de forma integrada, tanto conectados à rede de distribuição quanto em modo isolado. Além dos sistemas de geração, como PVs e de hidrogênio (H2) verde (H2V), a definição de GD também inclui Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs), compondo, assim, um agrupamento geralmente descrito na literatura como Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) [10]. Por fim, a integração de uma camada de comunicação e informação entre os dispositivos, capaz de proporcionar funcionalidades coordenadas e suporte à supervisão do sistema, caracteriza o conceito de redes inteligentes. Esse avanço permite uma maior eficiência operacional, automação e adaptabilidade do sistema, alinhando-se às exigências modernas de sustentabilidade e confiabilidade.

No contexto laboratorial, a literatura identifica três abordagens principais: arquitetura puramente simulada, arquitetura puramente física e uma abordagem híbrida, que combina ambientes físicos e simulados. A Fig. 1 apresenta quatro cenários que refletem essas abordagens, destacando as principais características relacionadas à estrutura, custo e fidelidade. A abordagem puramente física (Fig. 1.d) utiliza exclusivamente equipamentos reais, permitindo avaliações diretas de desempenho em condições práticas. No entanto, essa configuração exige um investimento elevado e está limitada à infraestrutura disponível. Em contraste, a abordagem puramente simulada (Fig. 1.a) permite a análise de uma ampla gama de cenários, topologias e capacidades dos dispositivos em MRs. Essa metodologia é mais acessível em termos de custo e simplicidade, mas apresenta limitações quanto à fidelidade, devido às divergências entre os modelos simulados e o comportamento real dos sistemas. Embora os modelos digitais sejam capazes de representar equipamentos com um elevado grau de detalhe, as malhas de controle internas frequentemente são de acesso restrito, resultando em respostas dinâmicas que podem diferir das observadas em equipamentos reais. A abordagem híbrida (Fig. 1.b e Fig. 1.c) combina os pontos fortes das arquiteturas física e simulada, permitindo que parte do sistema seja representada digitalmente enquanto interage com dispositivos reais. Esse modelo, conhecido como Hardware-in-the-Loop (HIL), possibilita a análise de dispositivos reais em condições controladas de laboratório que simulam cenários operacionais encontrados em campo, incluindo condições extremas ou pouco usuais. Para representar a parte simulada, são utilizados Simuladores em Tempo Real (STRs), que garantem alta precisão na emulação do sistema. A abordagem HIL é subdividida em Control-HIL (CHIL) e Power-HIL (PHIL). No CHIL (Fig. 1.b), os dispositivos sob teste (DUTs, do inglês Device Under Test), como controladores ou relés de proteção, interagem com uma planta elétrica modelada no STR. Essa interação ocorre via sinais analógicos, digitais ou protocolos de comunicação compatíveis. Por outro lado, no PHIL (Fig. 1.c), os DUTs são componentes reais de potência, como inversores ou cargas, enquanto os controladores e a planta elétrica são simulados no STR. Nesta configuração, amplificadores de potência de quatro quadrantes (4Q) são utilizados para permitir o intercâmbio de potência ativa e reativa entre o sistema modelado e os dispositivos testados [11].

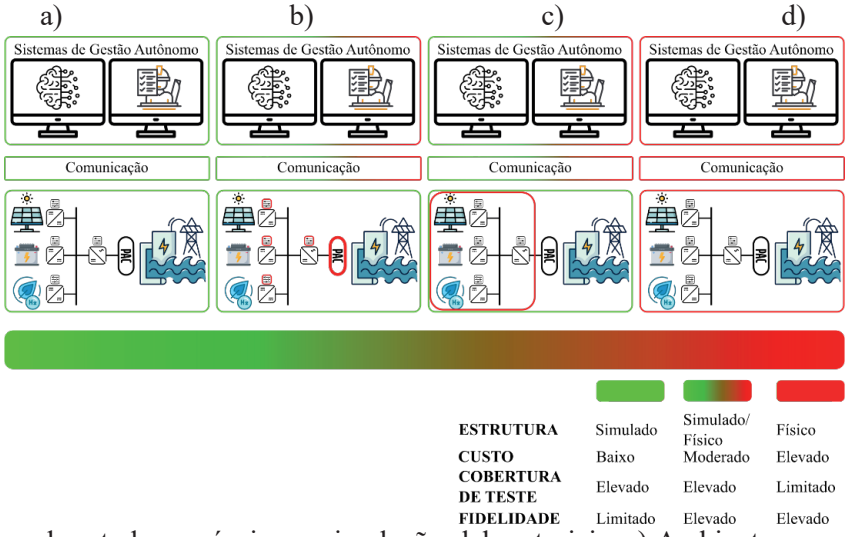


Fig. 1 – Abordagens de estudo possíveis em simulações laboratoriais. a) Ambiente puramente simulado; b) ambiente intermediário CHIL e c) ambiente intermediário PHIL; d) ambiente puramente físico [12].

Para a realização das simulações apresentadas neste trabalho, optou-se pela utilização da arquitetura intermediária, especificamente na configuração do tipo CHIL. A bancada de testes foi projetada com base nessa abordagem, conforme ilustrado na Fig. 2, que descreve os principais elementos da simulação. A malha

de estudo foi modelada utilizando a plataforma Real Time Digital Simulator (RTDS), que permite uma representação precisa e em tempo real dos sistemas elétricos analisados. A simulação realizada no RTDS foi integrada ao SGA, desenvolvido neste trabalho, por meio do protocolo de comunicação Modbus. O SGA foi implementado em um computador, configurando assim o componente físico da simulação. Essa interação entre o modelo digital e o hardware físico permite avaliar o desempenho do SGA em condições operacionais representativas e com elevado grau de fidelidade.

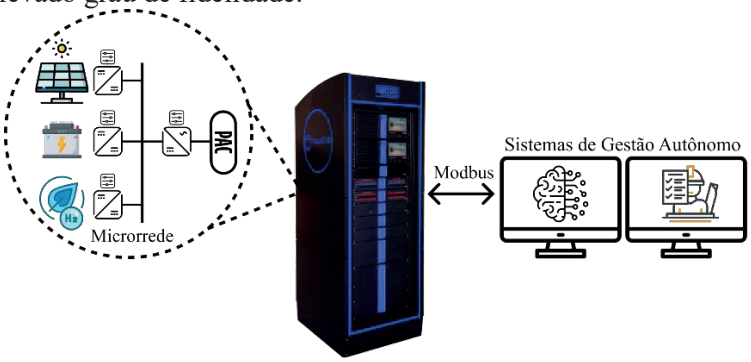


Fig. 2 – Composição dos elementos utilizados para os testes realizados.

2.1 Sistema de Gestão Autônomo (SGA)

O Sistema de Gestão Autônomo (SGA) proposto foi desenvolvido com base na Lógica Difusa, uma abordagem amplamente reconhecida por sua capacidade de lidar com incertezas e variabilidades nos dados de forma eficiente e satisfatória. Essa característica torna a Lógica Difusa especialmente adequada para aplicações em sistemas de energia renovável, onde a intermitência das fontes e a variabilidade das demandas são desafios constantes. Por essa razão, a Lógica Difusa foi escolhida como a base do SGA, permitindo a tomada de decisões inteligentes e adaptáveis em tempo real. O SGA foi projetado para gerenciar uma MR composta por um sistema de geração fotovoltaica com capacidade de 100 kWp, um banco de baterias com capacidade total de 39,9 kWh, um conjunto de geração de H2V formado por um eletrolisador de 20 kW com armazenamento de gás, e uma célula a combustível de 8 kW. A MR é integrada em um barramento CC/CC operando a 800 V, que conecta os componentes do sistema e é interligado às cargas por meio de um conversor bidirecional CC/CA de 75 kW. A MR foi modelada no Real Time Digital Simulator (RTDS) utilizando modelos ideais, garantindo uma representação precisa dos componentes e permitindo a análise detalhada do desempenho do SGA. A configuração geral do sistema é apresentada na Fig. 3.

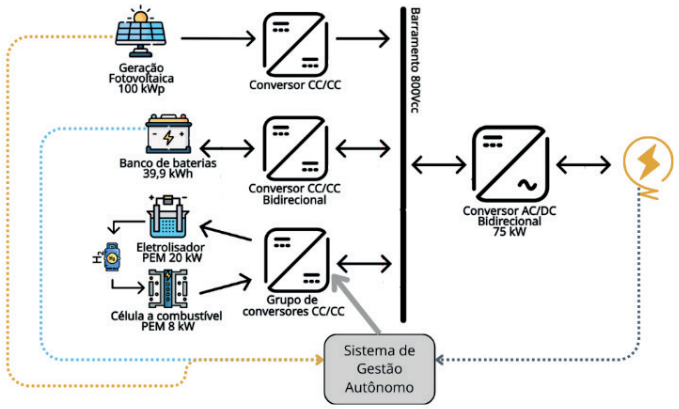


Fig. 3 – Diagrama da MR com Sistema de Gestão Autônomo.

O SGA baseado em LD foi desenvolvido para controlar a planta de H2 de forma integrada aos demais RGDs da MR. Sua principal função é calcular e enviar a referência de potência ao conversor da planta de H2, considerando os diversos cenários operacionais e as condições variáveis do sistema. Para atingir esse objetivo, o SGA utiliza quatro variáveis de entrada principais. A primeira delas é o Estado de Carga (SoC), que indica a quantidade de energia armazenada nas baterias em relação à sua capacidade total, expressa em porcentagem. Essa informação é crucial para monitorar os níveis de energia disponíveis no SAE. A segunda variável é a Variação do Estado de Carga (ΔSoC), que mede a taxa de mudança no SoC ao longo do tempo, fornecendo uma visão dinâmica sobre os processos de carregamento e descarregamento das baterias. Além disso, o sistema considera a Potência Líquida (Pn), que corresponde ao saldo entre a energia gerada pelo PV e a demanda das

cargas no momento atual, permitindo ao SGA identificar se há excedente ou déficit energético. Por fim, a Variação da Potência da Carga (ΔPc) monitora as flutuações no consumo das cargas, fornecendo informações essenciais para avaliar as dinâmicas e a estabilidade da demanda energética. A variável de saída do sistema de LD foi definida como a Potência no Conversor da Planta (Pcc), que determina a referência de potência a ser enviada ao conversor da planta de H2. Essa estrutura permite ao SGA processar informações complexas e responder de forma eficiente às mudanças nas condições operacionais. A TABELA I resume as variáveis de entrada e saída do LD, estabelecendo as faixas de valores mínimos e máximos, também chamadas de universo de discurso, bem como a unidade associada a cada uma.

TABELA I - VARIÁVEIS DE ENTRADA E SAÍDA DO SISTEMA LD.

Variável	Limite Mínimo	Limite Máximo	Unidade
SoC	0	100	%
ΔSoC	-1	1	-
Pn	-1	1	-
ΔPc	-1	1	-
Pcc	-100	100	%

Para cada variável de entrada e saída do sistema, foram definidos termos linguísticos que representam os diferentes estados possíveis dessas variáveis. Posteriormente, foram configuradas funções de pertinência (FPs) nos formatos trapezoidal e triangular, com o objetivo de mapear os valores numéricos em graus de verdade dentro do universo de discurso correspondente. Esses formatos foram escolhidos devido à sua eficiência na captura das nuances do comportamento das variáveis em sistemas de controle. A Fig. 4 apresenta as funções de pertinência de forma gráfica. Na Fig. 4.a, estão ilustradas as FPs do SoC, cujos termos linguísticos são Muito Baixo (MB), Baixo (B), Médio (M) e Alto (A). A Fig. 4.b apresenta as FPs das variáveis de ΔSoC, variação de ΔPc e de Pn, cujos termos linguísticos são Negativa (N), Zero (Z) e Positiva (P). Por fim, a Fig. 4.c exibe as FPs associadas à potência no barramento CC (Pcc), com os seguintes termos linguísticos: Negativa Grande (NG), Negativa Média (NM), Negativa Pequena (NP), Zero (Z), Positiva Pequena (PP), Positiva Média (PM) e Positiva Grande (PG). Essa configuração possibilita uma descrição detalhada e flexível das variáveis no sistema de gestão.

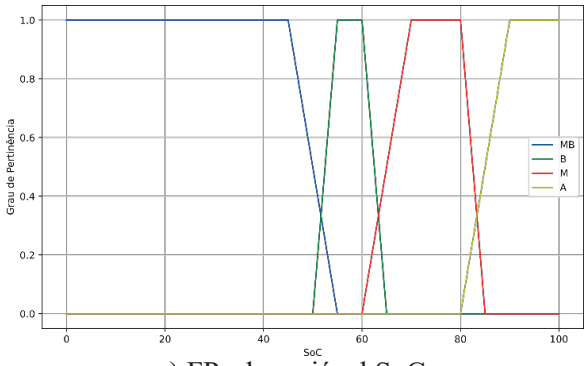
Uma vez finalizados todos os passos para a definição do SGA baseado em LD como descrito, obtém-se um SGA com 4 entradas, 51 regras e uma saída. Para avaliar o desempenho do LD, será utilizado um ambiente de RTDS no qual será simulada a MR.

2.2 Infraestrutura de Testes

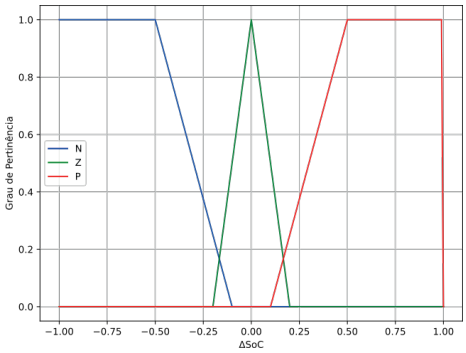
O Itaipu Parquetec possui um completo ambiente de simulação em tempo real envolvendo um conjunto de simuladores da marca RTDS®, amplificadores de tensão e corrente, e diversos equipamentos de controle e proteção empregados no setor elétrico. A plataforma de simulação é uma das maiores da América Latina e é composta basicamente por:

- Chassis RTDS NovaCor, com 25 núcleos licenciados (~2400 nós trifásicos);
- 24 canais de entradas analógicas (+-10 V);
- 80 canais de saídas analógicas (+-10 V);
- 160 canais de entradas digitais;
- 208 canais de saídas digitais;
- 24 amplificadores monofásicos de tensão (150 Vrms por canal);
- 66 amplificadores monofásicos de corrente (60 Arms por canal);
- 8 protocolos simultâneos de comunicação (SV, Goose, PMU, DNP3, IEC 104, Modbus);
- 2 placas de processamento GTFPGA;

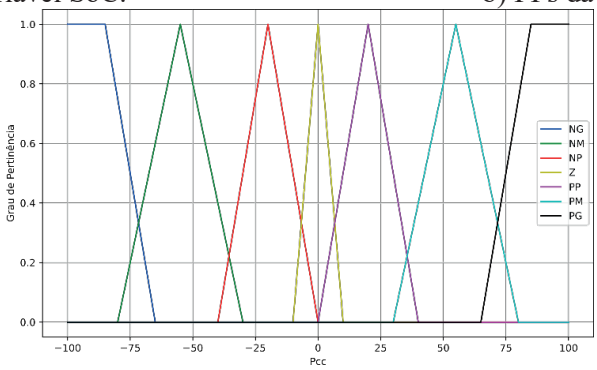
Em geral, os estudos desenvolvidos pela plataforma se concentram no âmbito CHIL (Fig. 1.b), principalmente para testes de relés de proteção. Destaca-se que a infraestrutura de simulação disponível também é capaz de atuar com demandas de testes de controladores, propriamente dito, sendo a planta representada digitalmente no RTDS e o controlador embarcado em um equipamento físico, enquadrando assim, a simulação realizada por este trabalho.



a) FPs da variável SoC.



b) FPs da variável ΔSoC.



c) FPs da variável Pcc.

Fig. 4 – FPs do sistema LD para entradas e saídas.

3 RESULTADOS

Para validar o Sistema de Gestão Autônomo (SGA) em um ambiente controlado, foi utilizado o simulador em tempo real RTDS, conforme descrito anteriormente. Nesse ambiente virtual, modelos ideais foram empregados para representar os principais ativos da MR, incluindo o PV, o banco de baterias e a planta de H2V. A opção por modelos ideais foi motivada pela necessidade de avaliar exclusivamente o desempenho e as tomadas de decisão do SGA.

O SGA foi implementado em linguagem Python, escolhida por sua flexibilidade e ampla compatibilidade com aplicações de controle. A comunicação entre o SGA e o RTDS foi estabelecida por meio do protocolo Modbus, garantindo uma troca eficiente e em tempo real de informações entre os dois sistemas. Essa integração possibilitou a simulação precisa do comportamento da MR e das respostas do SGA frente às variações operacionais.

3.1 Condições de Testes

Para avaliar o desempenho do SGA proposto, foram definidos parâmetros iniciais para a simulação no RTDS. O SoC do SAE foi configurado em 35%, enquanto a injeção inicial do PV foi ajustada para 0 p.u. A potência inicial das cargas foi estabelecida em 0,2 p.u., e o armazenamento de gás H2 foi configurado com um volume inicial de 156 litros. Esses valores foram selecionados para criar um cenário de teste representativo, permitindo a análise detalhada das respostas do SGA às condições simuladas.

Embora a potência da carga tenha sido mantida constante ao longo de toda a simulação, a geração fotovoltaica foi configurada para variar de acordo com um sinal senoidal, representando as condições de um dia ideal. Essa variação da potência fotovoltaica oscilou entre 0 e 1 p.u., simulando o comportamento típico de um PV. A Fig. 5 ilustra o padrão de variação da carga e da geração fotovoltaica em p.u.. Durante as etapas iniciais e finais da simulação, observa-se que a potência gerada pelo PV é inferior à demanda da carga, criando cenários em que o SoC do SAE desempenha um papel crucial. Esses momentos permitem avaliar o desempenho do SGA ao gerenciar o fluxo de potência em condições desafiadoras e variáveis, destacando sua capacidade de lidar com diferentes estados operacionais.

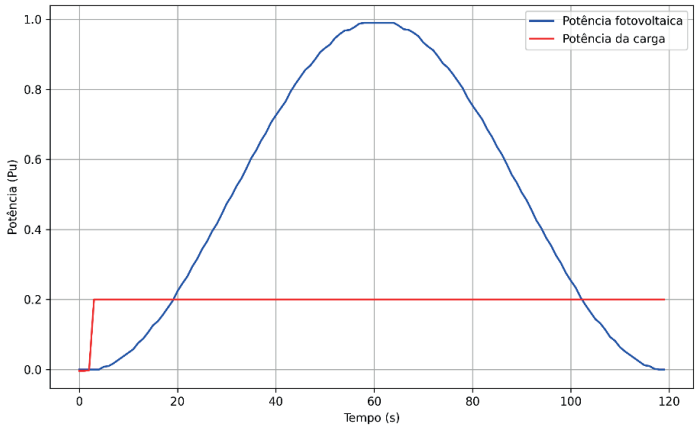


Fig. 5 – Padrão de carga e geração fotovoltaica.

O SGA processa informações do estado atual da MR e define uma referência de potência para o conversor da planta de H2. A saída do sistema é convertida em um sinal de controle discreto, onde 1 indica injeção de energia na rede, 0 representa o desligamento da planta e -1 sinaliza a absorção de energia. Esse sinal é então ajustado o balanço de potência na MR. A Figura 6.a ilustra a resposta do sinal de controle e o respectivo valor de potência (em p.u.). No início da simulação, condições adversas foram configuradas, com geração fotovoltaica nula e SoC crítico do armazenador de energia. Nessas condições, o SGA emitiu um sinal de controle positivo (1), acionando o consumo de H2 para injetar energia na rede e atender à demanda, resultando na redução dos níveis de H2 armazenado. Conforme a geração fotovoltaica aumentava, o SGA ajustava progressivamente a potência da planta de H2, reduzindo o consumo de H2 até estabilizar o sinal de controle em zero. Essa adaptação dinâmica assegurou o uso eficiente da energia gerada e a manutenção do equilíbrio da MR.

a) Sinal de resposta e potência enviada ao conversor da planta

b) Comportamento observado nos sistemas de armazenamento

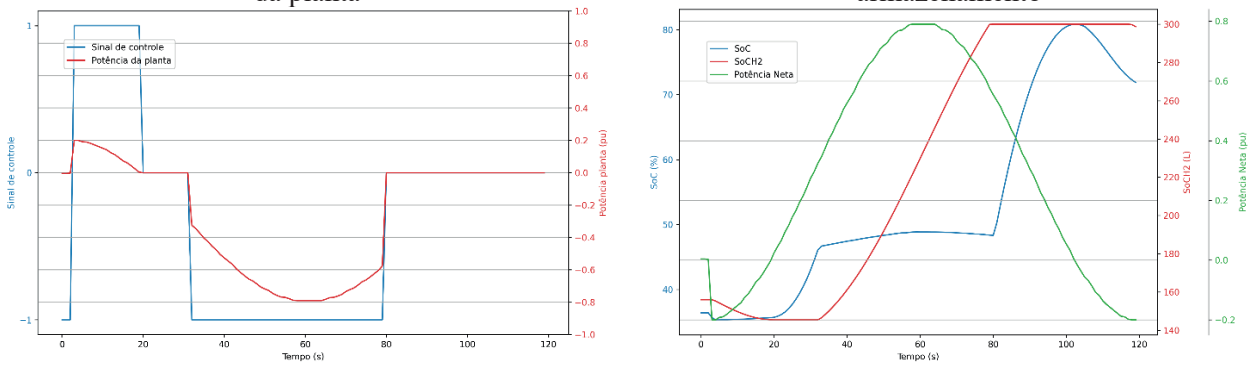


Fig. 6 – Comportamento da MR em função da operação do SGA.

Quando o SAE atinge um nível mínimo de SoC, o SGA envia um sinal de controle negativo à planta de H2, permitindo que ela absorva a potência líquida positiva disponível no sistema. Esse processo inicia o ciclo de carregamento do armazenamento de H2 até atingir sua capacidade máxima de 300 litros, garantindo a disponibilidade de energia para futuras demandas. Ao atingir essa capacidade, o SGA desativa a planta de H2 e redireciona o fluxo de potência para o SAE, aumentando progressivamente o seu SoC, como ilustrado na Figura 6.b. Quando a geração fotovoltaica se torna insuficiente para atender à carga, o SAE assume o papel de principal fonte de energia, injetando potência para equilibrar a demanda enquanto o SGA mantém a planta de H2 desativada. Esse processo assegura a estabilidade da MR e uma distribuição de energia confiável e eficiente, conforme os requisitos operacionais do sistema. Os resultados demonstraram que o SGA foi eficaz na gestão do fluxo de potência, ajustando dinamicamente as referências de potência no conversor da planta de H2 para responder às condições do sistema. A estratégia adotada garantiu o balanço energético, otimizando o uso dos recursos da MR e preservando sua estabilidade em diferentes cenários.

4 CONCLUSÕES

Os resultados obtidos neste trabalho demonstram a eficácia do SGA baseado em LD na gestão do fluxo de potência em MRs com múltiplas fontes de energia renovável. O sistema mostrou-se capaz de otimizar o uso

de recursos energéticos, garantir o balanço de potência e manter a estabilidade da rede em diferentes cenários operacionais. A abordagem proposta evidencia o potencial de um SGA como ferramenta eficiente para lidar com a variabilidade e as incertezas inerentes às MRs, contribuindo para o avanço de tecnologias de gestão energética e para a promoção de sistemas elétricos mais sustentáveis.

5 AGRADECIMENTOS

Este trabalho é fruto do projeto de pesquisa e desenvolvimento intitulado "GEMAI-H2V - Gestão Energética de Microrredes Autônomas Baseadas em Sistemas de Produção e Armazenamento de Hidrogênio Verde", P&D Nº 5697-0123/2023 com financiamento da Centrais Elétricas de Santa Catarina (Celesc); e trata-se de uma iniciativa no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica da ANEEL, sob execução do Itaipu Parquetec (Fundação Parque Tecnológico Itaipu – FPTI-BR).

6 REFERÊNCIAS

[1] D. B. Aeggegn, G. N. Nyakoe, e C. Wekesa, "An Energy Management System for Multi-Microgrid system considering uncertainties using multi-objective multi-verse optimization", *Energy Reports*, vol. 13, p. 286–302, jun. 2025, doi: 10.1016/j.egyr.2024.12.001.

[2] B. M. Gebremariam, G. T. Aboye, A. A. Dessalegn, e G. L. Simegn, "Rule-based expert system for the diagnosis of maternal complications during pregnancy: For low resource settings", *Digit Health*, vol. 10, jan. 2024, doi: 10.1177/20552076241230073.

[3] A. Chaouachi, R. M. Kamel, R. Andoulsi, e K. Nagasaka, "Multiobjective intelligent energy management for a microgrid", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, nº 4, p. 1688–1699, 2013, doi: 10.1109/TIE.2012.2188873.

[4] T. Koski, H. Koivo, e V. Hasu, "On the energy management in data center's microgrid", *2011 IEEE GCC Conference and Exhibition, GCC 2011*, p. 267–270, 2011, doi: 10.1109/IEEEGCC.2011.5752516.

[5] K. S. Ei-Bidairi, H. D. Nguyen, S. D. G. Jayasinghe, e T. S. Mahmoud, "Multiobjective Intelligent Energy Management Optimization for Grid-Connected Microgrids", *Proceedings - 2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe, EEEIC/I and CPS Europe 2018*, out. 2018, doi: 10.1109/EEEIC.2018.8493751.

[6] M. Hamidi, O. Bouattane, e A. Raihani, "Microgrid energy management system: Technologies and architectures review", *Proceedings - 2020 IEEE International Conference of Moroccan Geomatics, MORGEO 2020*, maio 2020, doi: 10.1109/MORGEO49228.2020.9121885.

[7] B. P. Singh, A. Dubey, N. K. Verma, e S. Chakrabarti, "Modeling and simulation of fuzzy expert system for mitigation of power fluctuation in AC-DC hybrid microgrid connected to a distribution network", *2020 21st National Power Systems Conference, NPSC 2020*, dez. 2020, doi: 10.1109/NPSC49263.2020.9331857.

[8] T. T. Ku e C. S. Li, "Implementation of Battery Energy Storage System for an Island Microgrid with High PV Penetration", *IEEE Trans Ind Appl*, vol. 57, nº 4, p. 3416–3424, jul. 2021, doi: 10.1109/TIA.2021.3075655.

[9] R. H. Lasseter, "MicroGrids", *2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.02CH37309)*, vol. 1, p. 305–308, doi: 10.1109/PESW.2002.985003.

[10] L. Strezoski, H. Padullaparti, F. Ding, e M. Baggu, "Integration of Utility Distributed Energy Resource Management System and Aggregators for Evolving Distribution System Operators", *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 10, nº 2, p. 277–285, mar. 2022, doi: 10.35833/MPCE.2021.000667.

[11] D. Rimorov *et al.*, "Power hardware-in-the-loop testing of residential PV inverters in the conditions of weak network", *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, vol. 2020-August, ago. 2020, doi: 10.1109/PESGM41954.2020.9281876.

[12] J. V. Souza *et al.*, "AVALIAÇÃO DE UM SISTEMA PV-BESS PARA O ATENDIMENTO DE SISTEMA AUXILIAR DE SE ATRAVÉS DA PLATAFORMA DE TESTES RTDS", Foz do Iguaçu: XIX ERIAC DÉCIMO NONO ENCONTRO REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRE, 2023.

Comité de Estúdios C6 - Sistema de Distribución Activa y Recursos Energéticos Distribuidos

OpenPRED: HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN PARA LA PLANIFICACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN

G. D. BARON*
IEE UNSJ-CONICET
Argentina
gbaron@iee-unsjconicet.org

M. E. BALMACEDA
IEE UNSJ-CONICET
Argentina
mbalmaceda@iee-unsjconicet.org

M. FERNÁNDEZ
IEE UNSJ-CONICET
Argentina
mfernandez@iee-unsjconicet.org

G. GIZZI
IEE UNSJ-CONICET
Argentina
ggizzi@iee-unsjconicet.org

D. CARESTIA
IEE UNSJ-CONICET
Argentina
dcarestia@iee-unsjconicet.org

M. SAMPER
IEE UNSJ-CONICET
Argentina
msamper@iee-unsjconicet.org

Resumen *– Este artículo tiene como objetivo describir la funcionalidad y aplicación de OpenPRED, una herramienta open source de simulación computacional desarrollada para apoyar la planificación técnico-económica de Redes Eléctricas de Distribución. A diferencia de otras aplicaciones tradicionales de planificación, OpenPRED permite integrar Recursos Energéticos Distribuidos (DERs, por su sigla en inglés) y Nuevas Tecnologías (NTs), considerando datos sobre el comportamiento de los usuarios y ciclos de trabajo de la generación distribuida (GD). OpenPRED dispone de una interfaz gráfica implementada en base a LibreOffice Calc e integra la versión DLL de OpenDSS como motor de cálculo y simulación, brindando soporte para la toma de decisiones a largo plazo mediante escenarios y casos de simulación.*

Palabras clave: Planificación de Redes de Distribución, Generación Distribuida, Análisis Económico, DERs, Nuevas Tecnologías, Optimización.

1 INTRODUCCIÓN

Las redes eléctricas de distribución actuales están experimentando una etapa de transformación hacia lo que se denomina “redes inteligentes”, a raíz de la creciente introducción de recursos energéticos distribuidos (DERs, por su sigla en inglés) y de nuevas tecnologías de información, tele-medición, control, protección y comunicaciones. El principal desafío de las redes inteligentes es mejorar la gestión de los sistemas eléctricos y la calidad del servicio, realizando un mejor uso de la información disponible para que las empresas distribuidoras puedan administrar eficientemente sus recursos (activos) y los usuarios puedan gestionar mejor su consumo. Los DERs incluyen generación distribuida (GD), que aprovechan fuentes de energía renovables (principalmente solar fotovoltaica y eólica) y no renovables, así como sistemas de almacenamiento de energía y programas de respuesta de la demanda, vehículos eléctricos y la figura del comercializador-agregador de energía.

Argentina es también parte de esta transformación. En varias provincias ya se han promulgado leyes de fomento al uso de las energías renovables, y se vienen realizando inversiones en infraestructura y proyectos pilotos. Por esas razones se espera un ingreso masivo de DERs, lo cual sumado a los nuevos hábitos de consumo de la energía eléctrica, afectará a la operación del sistema. Entre los principales impactos cabe mencionar la cada vez más frecuente presencia de flujos de potencia bidireccionales en las redes, las desconexiones no deseadas de equipos, las sobrecargas de elementos, el eventual aumento de pérdidas técnicas y de fluctuaciones de la tensión. Por ello es que los sistemas de distribución deberán estar preparados para los desafíos que todo esto conlleva y, así, evitar ciertas barreras técnicas y económicas que limitarán el uso-introducción de los DERs en pro de mejorar la eficiencia energética.

* gbaron@iee-unsjconicet.org – Av. Libertador General San Martin 1109 (oeste) – San Juan - Argentina

Para afrontar estos desafíos se requieren de herramientas modernas y soluciones complejas que brinden mayor flexibilidad a la operación de las redes, minimicen los impactos negativos de los DERs y permitan alcanzar mayores beneficios técnicos, económicos y medioambientales.
En este contexto y a partir de la experiencia adquirida en la temática por el Grupo I+D REID (Redes Eléctricas Inteligentes de Distribución) [1], el cual, entre otras líneas de trabajo ha desarrollado e implementado una "Red Inteligente Modelo" en Caucete - San Juan, como parte del "Laboratorio Analizador y Simulador de Redes Inteligentes (LASRI)"; se propuso el desarrollo de OpenPRED. Esta es una herramienta informática pensada para asistir en la planificación y expansión de los sistemas eléctricos de distribución considerando la incorporación de DERs y las NTs emergentes.
Cabe mencionar también que OpenPRED fue desarrollada en el marco de un proyecto de investigación más ambicioso denominado OprenREiD, que no sólo cubre la planificación, sino que brindará una herramienta de gestión integral dirigida a empresas de distribución eléctrica y otros actores del sector eléctrico.

2 HERRAMIENTA INFORMÁTICA OpenPRED

2.1 Descripción general y capacidades

Tradicionalmente la planificación de un sistema de distribución se realiza en base al análisis de un alimentador típico trabajando en una condición de flujo máximo de potencia, donde las cargas se consideran en su máxima expresión, afectadas eventualmente de un factor de simultaneidad y de una tasa de crecimiento de demanda a lo largo de los años de planificación. En términos generales se puede decir que una planificación en este contexto lleva a la toma de decisiones en base a una "foto" del sistema que presupone el estado de operación más desfavorable permitiendo así determinar el calibre de líneas, capacidad de transformadores y equipos.
La incorporación de Generación Distribuida Renovables (GDR/DER) y nuevas tecnologías (NTs), obliga a un análisis más complejo y detallado que, aunque siga utilizando un alimentador típico, considere la operación de cargas y/o comportamiento de los usuarios, generadores renovables distribuidos y el funcionamiento de equipos como almacenadores, vehículos eléctricos (EVs), etc.
En este nuevo contexto un cálculo de flujo de potencia debe considerar el funcionamiento de estos equipos, para un periodo o ventana de tiempo adecuado a los ciclos de trabajo de estos elementos, lo que permite así evaluar el impacto que ellos tienen en la red que se está planificando.

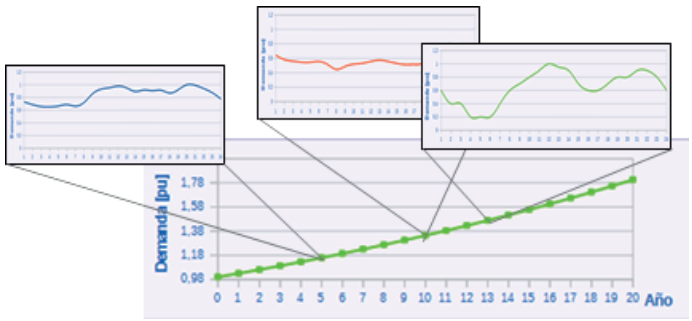


Fig. 1: Metodología de cálculo para las instancias de análisis durante la planificación

La Figura 1 grafica ese concepto. Como se observa, para cada instancia en la que se analiza el comportamiento de la red, año a futuro signado por un crecimiento de demanda previsto, se consideran nuevos elementos que la componen y se realizan cálculos de flujo de potencia en ventanas de 24 horas.
Esta modalidad permite evaluar el impacto, por ejemplo, de una generación solar distribuida considerando su perfil de generación a lo largo de un día o ciclo de trabajo. Esta generación depende a su vez de curvas de radiación y temperatura específicas y asociadas al emplazamiento del sistema fotovoltaico (FV), que siendo dato de entrada para la herramienta OpenPRED, permite un análisis en un contexto relativo al punto de conexión y a la evolución de las cargas para la misma ventana de tiempo. Para este último aspecto, se proporcionan también perfiles de carga para los diferentes tipos de usuarios, que son considerados durante el cálculo de flujo.

En resumen, OpenPRED permite realizar simulaciones avanzadas de redes de distribución, como el cálculo de flujos de potencia, considerando la evolución a largo plazo de las cargas y generadores. El proceso de simulación incluye la modelización de diversos escenarios con generación distribuida.
Entre sus principales funciones, OpenPRED además realiza análisis de capacidad de inserción de generación distribuida (Hosting Capacity), tanto en redes de distribución primaria (MT) como a nivel de usuario en redes de baja tensión (BT).
La herramienta también evalúa la confiabilidad de las redes en su estado actual, y aquella prevista a futuro ante la eventual incorporación de nuevos dispositivos de maniobra, proporcionando resultados de simulación visualizados en forma de unifilares y tablas, así como también mapas de calor georreferenciados.
A nivel económico, OpenPRED efectúa un análisis detallado de flujo de caja, incluyendo costos, recuperación e inversiones asociadas a la expansión de las redes.
En su conjunto, OpenPRED brinda facilidades y resultados necesarios para la planificación y toma de decisiones sobre cómo se puede expandir una red de distribución, de forma óptima y eficiente.

2.2 Interfaz principal

La interacción de un ingeniero/operario encargado de la planificación con la herramienta OpenPRED no es un aspecto menor. La Figura 2 presenta la interfaz principal de la herramienta la cual fue definida siguiendo la secuencia lógica de acciones que típicamente se ejecutan para una planificación.

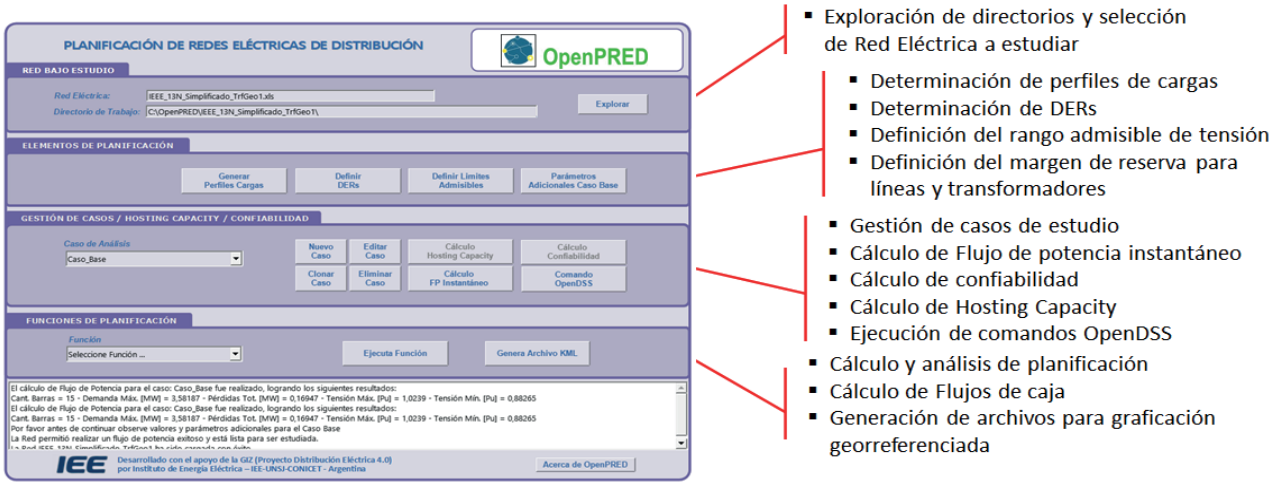


Fig. 2: Interfaz principal

En la imagen (ver Fig. 2) puede apreciarse la disposición de banners horizontales que, siguiendo un orden descendente, permiten la selección de la red bajo estudio, la determinación de elementos de red a utilizar en la planificación, la gestión de casos de estudio y cálculos técnicos, y la utilización de funciones específicas de planificación como flujos de caja o estimación de la disminución de la huella de carbono. Una guía de uso y referencia rápida acompaña a los banners en su margen derecha, mientras que en la parte inferior se presenta una ventana donde se puede realizar un seguimiento de las acciones ejecutadas y resultados básicos.
En toda ejecución de funciones e instancias de cálculo, se pueden visualizar resultados más específicos, generar reportes y gráficas de tipo georreferenciadas, mapas de calor, así como también toda posibilidad de graficación y presentación de resultados nativa del motor de cálculo utilizado, OpenDSS [2].

2.3 Interoperabilidad entre aplicaciones y plataformas

OpenPRED fue desarrollado considerando las siguientes pautas o requerimientos de diseño:

1. Utilización de plataformas de software libre (Open Source).
2. Versatilidad y flexibilidad para el análisis de casos y/o escenarios. Permitir el ensayo de diferentes configuraciones y/o casos de estudio bajo condiciones de demanda máxima, media, mínima, o cualquier otra definida por el planificador. Permitir resguardar resultados y topologías para realizar comparativas y analizar la viabilidad económica de las opciones planteadas.

3. Funcionalidad acorde a las necesidades en Planificación (PE) incorporando NTs y DERs. Capacidad de simulación de redes de distribución, principalmente cálculo de Flujos de potencias, considerando no sólo la evolución de las cargas/generadores en el largo plazo (5, 10 ó 20 años), sino también su desempeño diario (días típicos) y en diferentes escenarios. Capacidad de análisis de la eventual inserción de generación distribuida (Hosting Capacity), y posibilidad de evaluar la Confiabilidad de las redes incorporando nuevos aparatos de maniobra.
4. Capacidad de realizar un análisis económico, principalmente flujo de caja, considerando costos, recupero e inversiones necesarias para la incorporación de las NTs.
5. Compatibilidad con fuentes disponibles de información/BBDD eléctrica. Utilización de datos eléctricos y topológicos disponibles en empresas distribuidoras, bajo el formato exportable desde software comerciales (DigSilent) a través del modelo común de información (IEC - CIM) y eventualmente tablas de parámetros complementarios.
6. Interfaz gráfica, posibilidad de presentar/exportar resultados, tabulación y graficación (mapas de calor) georreferenciada, interoperabilidad, etc.

Con el objeto de cumplir el primero de los requerimientos se analizaron diferentes alternativas y posibilidades, evaluando portabilidad, tiempo de diseño, desempeño, capacidad de desarrollo de una interfaz para usuario (GUI), exportación e importación de datos y manejo de base de datos relacionadas.
En cuanto al motor de cálculo eléctrico la opción de utilizar OpenDSS desarrollado por el Electric Power Research Institute (EPRI) [2], fue rápidamente adoptada considerando sus capacidades de cálculo y la amplia experiencia de uso disponible en el equipo de desarrollo.
El código computacional necesario para interfaces de usuario, rutinas de cálculo complementarias al de tipo eléctrico y de enlaces entre módulos y funciones, fue implementado bajo plataformas Apache OpenOffice y Python [3], ambas fácilmente integrables con la planilla de cálculo disponible en LibreOffice [4]. Para la graficación de resultados georreferenciados se exportaron archivos en formatos compatibles con Google Earth. La Figura 3 muestra un esquema funcional y la relación entre las plataformas mencionadas.

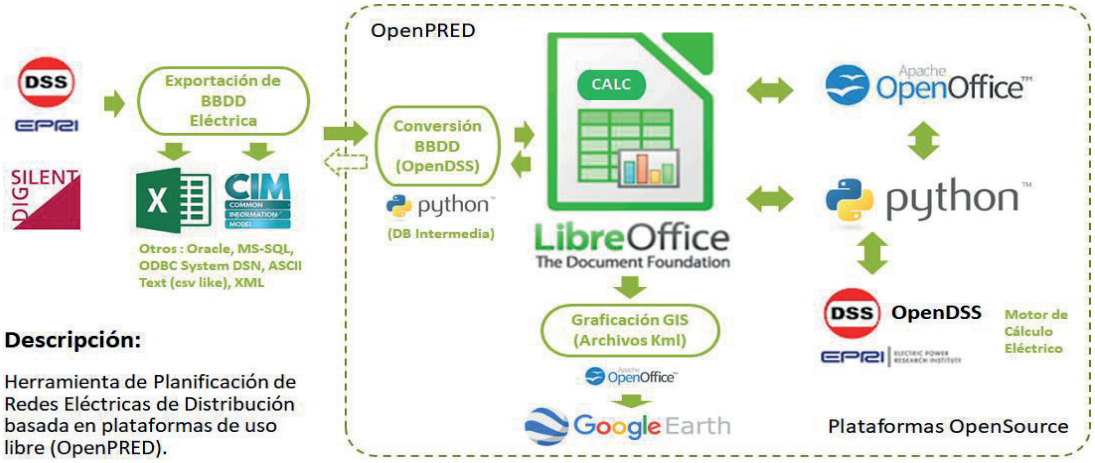


Fig. 3: Interoperabilidad entre aplicaciones y plataformas – Esquema de bloques

3 DESCRIPCION DE FUNCIONES

3.1 Elementos de red a utilizar en la planificación

El segundo banner horizontal permite acceder a diferentes interfaces (ver Fig. 4) especialmente diseñadas para la importación de perfiles de cargas disponibles en una distribuidora (residenciales, comerciales e industriales) o bien definir nuevos a voluntad. Estos perfiles escalados a través de una tasa de crecimiento ajustable, son luego utilizados en el año cero y las diferentes instancias o años involucrados en la planificación pretendida.
De manera similar esta interfaz permite definir los elementos DERs, como son generadores fotovoltaicos, eólicos, de biomasa o genéricos y banco de capacitores, proporcionando perfiles de radiación y temperatura, rendimiento de inversores, o aquellos que definan el comportamiento de biodigestores según corresponda.

En esta instancia también debe definirse el rango admisible de tensión y margen de reserva pretendido para líneas y transformadores, parámetros luego considerados para los cálculos técnicos posteriores.

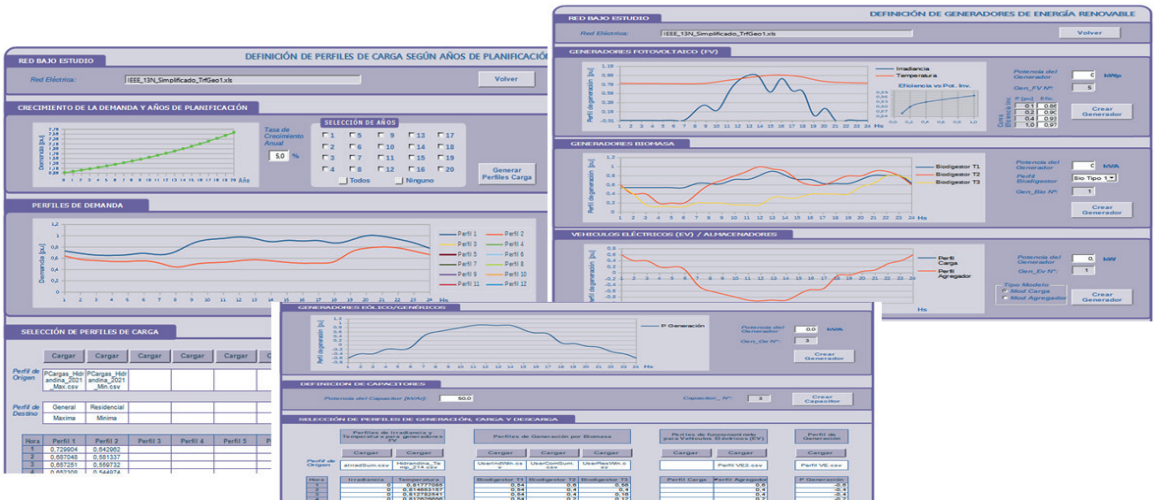


Fig. 4: Interfaces para la definición de elementos DERs

3.2 Gestión de casos de estudio

Considerando los requerimientos previstos para el diseño, se implementaron interfaces para la gestión de casos y escenarios de estudio, que permiten la creación, edición, clonado y borrado de casos a ser utilizados en las diferentes instancias futuras previstas en la planificación.
A través de estos formularios (ver Fig. 5) y haciendo uso de las capacidades gráficas de las plantillas como son listas desplegables o modificación de campos de texto, resulta posible realizar la edición de la red actual considerada para el año cero y configurar nuevos contextos a futuro. En estas nuevas redes se pueden incorporar los elementos DERs creados según lo indicado en el apartado 3.1, encontrando disponibles en las listas desplegables mencionadas, toda la generación distribuida (GD), bancos de capacitores y perfiles de carga previamente definidos.



Fig. 5: Edición de Red - Casos de estudio

Al acceder a la interfaz mostrada en la Figura 5, se encuentran las listas de los nodos presentes en la red bajo estudio de manera que el planificador pueda determinar en cuál de ellos se conectan los elementos DERs. En un modo similar, se muestran listas de las cargas del sistema y se permite establecer la asociación entre los perfiles de consumo disponibles y las cargas mencionadas. Nuevos clientes o cargas también pueden ser incorporadas a través de otro formulario.
Por último, es posible editar la potencia de transformadores y capacidad de las líneas existentes, lo cual permite emular cambios de transformadores por otros de mayor potencia o bien la sustitución de cables o conductores por unos de mayor sección.

3.3 Cálculo de Hosting Capacity y Confiabilidad

Las Figuras 6 y 7 presentan las interfaces y posibilidades asociadas a los cálculos de Hosting Capacity y Confiabilidad respectivamente.
El primero permite evaluar la cantidad máxima de GD que se puede instalar en los nodos de un sistema de distribución, garantizando su operación efectiva dentro de parámetros de calidad preestablecidos. El cálculo se puede realizar con ubicación estocástica de GD de tipo solar FV o bien realizando una simulación cuasiestática definiendo los nodos manualmente. También se considera cierta incertidumbre en las curvas de cargas/generadores y se evalúan indicadores de desempeño al practicar un incremento gradual de la GD. Otras facilidades para la presentación de resultados pueden ser observadas en la Figura 6.

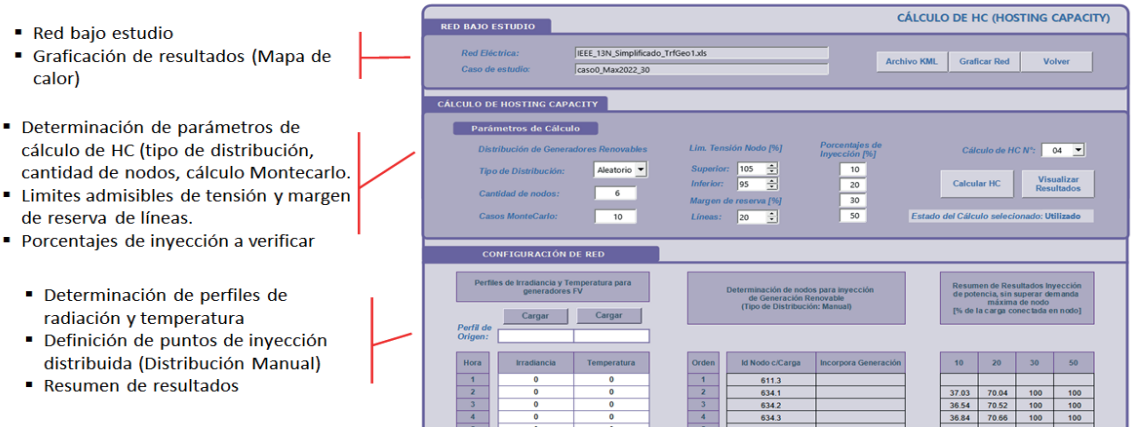


Fig. 6: Cálculo de Hosting Capacity

En un formato similar se pueden llevar adelante evaluaciones de confiabilidad. En esta sección se presentan listas de elementos de red como líneas y los aparatos de protección y maniobra y existentes (APM) asociados a las mismas, coma así también los nodos y su capacidad de ser conectados a diferentes centros de distribución.
A través de la configuración de parámetros de confiabilidad generalmente disponibles en las empresas de distribución (tasa de falla por km de línea, tiempos de restauración o transferencia de cargas, etc.) es posible realizar análisis comparativos al ensayar diferentes configuraciones o reemplazar APM existentes por otros diferentes. Como resultados de los cálculos se obtienen índices de confiabilidad como SAIDI, SAIFI y ENS.

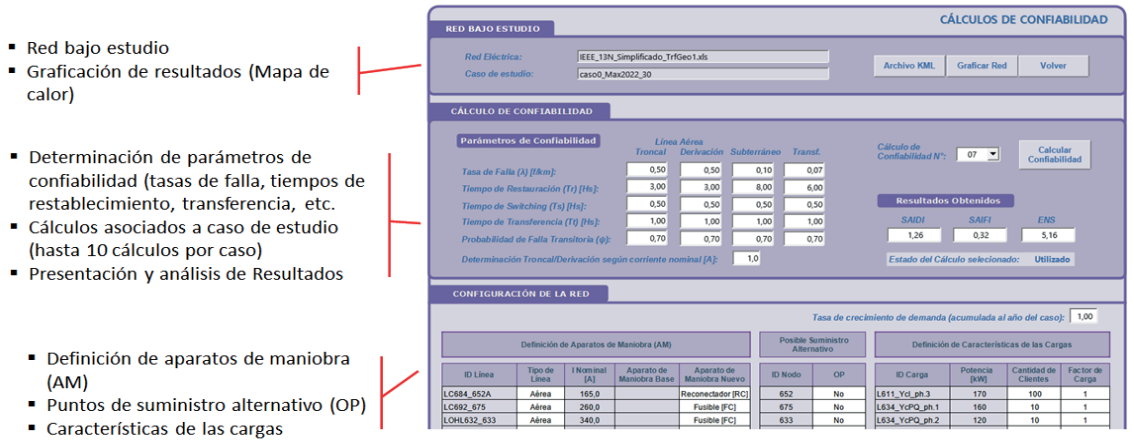


Fig. 7: Cálculo de Confiabilidad

3.4 Análisis técnico económico y viabilidad de las inversiones

Una vez definidos los casos de estudio previendo la conexión de nuevas cargas y generación distribuida, así como realizado los análisis de las diferentes alternativas en cuanto a confiabilidad, la herramienta brinda la posibilidad de concluir con un análisis técnico-económico que brinda información relevante para la toma de decisiones sobre cómo expandir la red de distribución.

Para esta tarea se seleccionan los casos creados para las distintas instancias temporales de la planificación de largo plazo, pudiendo en cada una de ellas escoger uno entre los diferentes cálculos de confiabilidad realizados para cada caso. En ese contexto se realizan cálculos de flujo en la modalidad de series temporales de 24 horas, obteniendo para cada instancia la energía suministrada en condiciones de mala calidad (ESMC), la energía no suministrada (ENS) por confiabilidad o bien por haber sido suministrada sobrepasando los márgenes admisibles definidos para líneas y transformadores. De manera similar se obtienen pérdidas y energía total demandada, así como aquella producida por la generación distribuida.
A través de la determinación de valores económicos para los ingresos y costos operativos de la empresa, se realizan cálculos de egresos asociados a las ESMC y ENS, se determinan costos de operación y mantenimiento, impuestos, amortizaciones y tasas de recupero. Finalmente se presenta un flujo de fondos libre arribando al valor actual neto (VAN) y a la Tasa Interna de retorno (TIR).

4 EJEMPLO DE APLICACIÓN

A modo de ejemplo de uso se desarrolla en este apartado una planificación utilizando la red modelo IEEE de 13 Nodos. La tabla I resume la planificación realizada con instancias en 5 y 10 años a futuro.

TABLA I. PLANIFICACIÓN A REALIZAR

Planificacion a 10 años con instacia en el año 5 por insercion FV							
Instancia	Generacion FV			Capac. Lineas		Capac Traf.	
	Gen	Nodo	Pot	Linea	Capac	Trafo	Capac
Año 0 (Caso Base)	"	"	"	"	"	"	"
	"	"	"	"	"	"	"
Año 5	GFV 01	611	10kW	"	"	"	"
	GFV 02	646	15kW	"	"	"	"
Año 10	GFV 01	611	10kW	692-675	260 A x 2	"	"
	GFV 02	646	15kW	"	"	"	"
	GFV 03	675	50 kW	"	"	"	"

En la Tabla I se observa que en el año 5 ingresan dos generadores FV en los nodos 611 y 646 de 10 y 15 kW respectivamente. En el año 10 se suma una generación más en el nodo 675 con una potencia de 50kW. Por su parte la Tabla II muestra una lista de las líneas eléctricas y los aparatos de protección y maniobra (AM) en cada caso.

TABLA II. INCORPORACIÓN DE AP

ID Linea	Tipo	I Nom [A]	AP (Año 0)	AP (Año 5)	AP (Año 10)
LC684_652A	Aérea	165		Reconectador [RC]	Reconectador [RC]
LC692_675	Aérea	260	Interruptor [IC]	Interruptor [IC]	Interruptor [IC]
LOHL632_633	Aérea	340			Fusible [FC]
LOHL632_645	Aérea	230			
LOHL632_671	Aérea	730		Reconectador [RC]	Reconectador [RC]
LOHL645_646	Aérea	230			
LOHL650_632	Aérea	730	Interruptor [IC]	Interruptor [IC]	Interruptor [IC]
LOHL671_680	Aérea	730		Reconectador [RC]	Reconectador [RC]
LOHL671_684	Aérea	230		Reconectador [RC]	Reconectador [RC]
LOHL684_611	Aérea	230		Reconectador [RC]	Reconectador [RC]

Los resultados del cálculo técnico se pueden observar en la Tabla III. Además de invocar los índices y ENS asociados a confiabilidad, se obtienen cálculos de ENS entregada al superar los márgenes de reserva previstos para líneas y transformadores. También se puede observar

TABLA III. RESULTADOS DEL CÁLCULO TÉCNICO

Años de Planificación	0	5	10
Selección de caso por año a considerar en la planificación, y cálculo de confiabilidad a utilizar			
Caso	Caso_0_Max2024_30	Caso_5_Max2029_30	Caso_10_Max2034_30
Cálculo de Confiabilidad	01	01	01
Cálculo de Confiabilidad, SAIDI, SAIFI y Energía No Suministrada (ENS), realizado para los casos y años seleccionados [Mwh]			
SAIFI	1.665851357	0.70590965	0.575832507
SAIDI	4.997554071	2.11772895	1.727497521
ENS Confiabilidad	16.77004872	8.322693971	7.783497363
Cálculo de Energía Suministrada con Mala Calidad (ESMC) y Energía No Suministrada (ENS), para casos y años seleccionados [Mwh]			
ESMC	0.536694468	7.066104361	8.427135354
ENS Líneas	56.26621242	87.94563906	119.8518165
ENS Transformadores	0.079861276	0.522608251	2.815266269
Pérdidas Técnicas	1.268194	1.73804885	2.1917179
Energía Total [Mwh]	44.331319	50.246865	54.39632
Generación DERs [Mwh]	0	0.0873	0.4529

Asignando valores a las energías, valores económicos para los ingresos y costos operativos de la empresa, se realizan cálculos de egresos asociados a las ESMC y ENS, se determinan costos de operación y mantenimiento, impuestos, amortizaciones y tasas de recupero. La tabla finalmente presenta el flujo de fondos libre arribando al valor actual neto (VAN) y a la Tasa Interna de retorno (TIR).

TABLA IV. RESULTADOS DEL CÁLCULO ECONÓMICO

Años de Planificación	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ingresos [k$] (VAD+otros ingresos)	600	600	600	600	600	660	660	660	660	660	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720
Egresos [k$] (Perd+ESMC+ENS+O&M)	74.91	0	0	0	0	113	0	0	0	0	140.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Impuesto a aplicar [%]	0.3																				
Años de amortización	30																				
- Amortizaciones (inversiones)	0	0	0	0	0	1.08	1.1	1.1	1.1	1.1	3.4	3.42	3.42	3.42	3.42	3.42	3.42	3.42	3.42	3.42	3.42
FCF (Flujo de Fondos Libre) [k$]	367.561	420	420	420	420	351	462	462	462	462	336.4	505	505	505	505	505	505	505	505	505	544
Tasa de descuento	12.0%																				
VAN	3670.38																				

La herramienta proporciona un detalle pormenorizado sobre los valores intervinientes en el flujo de caja, en tablas e interfaces similares a las presentadas en otros apartados de este documento, mientras que la Tabla IV sólo muestra un resumen de los mismos.

Por último, cabe destacar la capacidad de presentar resultados técnicos en forma gráfica georreferenciada, como se menciona en otros apartados. El tamaño de la red ejemplo no permite ejemplificar adecuadamente esta característica, pero en redes con mayor cantidad de nodos y emplazadas en ciudades reales esta capacidad es fácilmente valorada.

5 CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos con OpenPRED demuestran su capacidad para apoyar la toma de decisiones en la planificación de redes eléctricas, considerando tanto aspectos técnicos como económicos. La herramienta proporciona simulaciones precisas de flujos de potencia y confiabilidad, así como análisis económicos detallados. Los estudios realizados han validado su efectividad en diversos escenarios y casos de estudio, posicionando a OpenPRED como una solución integral para la planificación de Redes Eléctricas Inteligentes de Distribución.

Una versión funcional puede descargarse del repositorio del Grupo REID del IEE a través de su sitio Web [1], o bien desde el link https://sourceforge.net/projects/openpred/.

6 REFERENCIAS

[1] IEEE/REID Web Site, https://iee-unsjconicet.org/reid/
[2] EPRI/OpenDSS Web Site, https://opendss.epri.com/
[3] Python Software Foundation Web Site, https://www.python.org/psf-landing/
[4] LibreOffice Web Site, https://es.libreoffice.org/

Comité de Estudios C6 – Sistema de Distribución Activa y Recursos Energéticos Distribuidos

POWER-HARDWARE-IN-THE-LOOP: BANCO DE ENSAYOS Y CLAVES PARA AVANZAR EN PRUEBAS DE TECNOLOGIAS EMERGENTES EN MICRORREDES HÍBRIDAS

A.J. ESCOBAR*
Instituto de Energía Eléctrica-UNSJ-CONICET
Argentina
Alberto.j.escobar@ieee.org

M.G. MOLINA
Instituto de Energía Eléctrica-UNSJ-CONICET
Argentina
mmolina@iee-unsjconicet.org

M. MARTINEZ
Instituto de Energía Eléctrica-UNSJ-CONICET
Argentina
mmartinez@iee-unsjconicet.org

Resumen *– El agotamiento de los combustibles fósiles y la creciente contaminación han impulsado el desarrollo de fuentes de energía renovable (FERs), tales como la eólica y la solar fotovoltaica, que actualmente resultan competitivas en costos en comparación con fuentes tradicionales. Por otra parte, la generación distribuida (GD) ha ganado especial relevancia, fomentando la implementación de microrredes eléctricas (MREs), las cuales pueden ser de corriente alterna (CA), continua (CC) o híbridas. Las MREs híbridas presentan ventajas en eficiencia y regulación de parámetros clave, siendo especialmente útiles en áreas con elevado potencial solar. El desarrollo de estas redes requiere herramientas avanzadas de simulación, tales como la simulación digital en tiempo real (RTDS), que permite evaluar transitorios electromagnéticos y probar equipos en entornos seguros. En este contexto, la metodología Power Hardware in the Loop (PHIL) resulta clave para analizar el comportamiento de los componentes de las MREs híbridas, asegurando su funcionamiento óptimo bajo diversas condiciones. El presente trabajo propone el desarrollo de un banco de ensayos PHIL, utilizando un simulador RTDS de OPAL-RT-Technologies, para probar componentes físicos de las MREs híbridas, facilitando su estudio e integración con sistemas de almacenamiento de energía.*

Palabras clave: Microrredes Eléctricas Híbridas, Simulación Digital en Tiempo Real (RTDS), Power-Hardware-in-the-Loop (PHIL), Banco de Ensayos, MATLAB/Simulink, Hypersim (OPAL-RT)

1 INTRODUCCIÓN

Hoy en día, se reconoce que la necesidad de una transición hacia sistemas energéticos sostenibles es un eje fundamental en las agendas políticas y tecnológicas a nivel mundial. La creciente demanda global de energía, impulsada por sectores menos tradicionales como la movilidad eléctrica y los centros de datos, exige sistemas eléctricos cada vez más flexibles, resilientes y respetuosos con el medio ambiente. El agotamiento de los combustibles fósiles y la creciente contaminación han impulsado significativamente el desarrollo de fuentes de energía renovable (FERs), en particular la energía eólica y la solar fotovoltaica (FV). Hoy en día, estas tecnologías resultan competitivas en costos cuando se comparan con fuentes tradicionales, tales como las centrales térmicas y nucleares. Estas fuentes son sustentables, inagotables en algunos casos, y ayudan a reducir el uso de combustibles fósiles. Esto acentúa la urgente necesidad de acelerar la adopción de estas tecnologías limpias. Sin embargo, la variabilidad inherente de estos recursos resalta la importancia de contar con tecnologías avanzadas que permitan su integración de manera eficiente y, sobre todo, confiable.

Por otra parte, en las últimas décadas, la generación descentralizada de energía eléctrica, también conocida como generación in-situ o distribuida (GD) principalmente basada en FERs, ha ganado especial relevancia frente a los sistemas centralizados. La generación distribuida ha fomentado el uso de tecnologías innovadoras en generación y gestión de la energía, y el interés por implementar microrredes eléctricas (MREs) en lugar de redes convencionales. En este contexto, las MREs emergen como una solución innovadora para fomentar la GD y la descentralización del sistema eléctrico, aportando mayor eficiencia operativa. Las MREs pueden

* Av. Libertador Gral. San Martin Oeste 1109 – Capital San Juan Argentina CP:5400

combinar en forma óptima tecnologías de corriente alterna (AC) y corriente continua (DC) utilizando configuraciones híbridas, lo que permite mejorar la seguridad y la eficiencia de los sistemas eléctricos, maximizar el uso de generación renovable y minimizar las pérdidas por conversión. Además, una de sus principales ventajas es su aplicabilidad en áreas remotas o aisladas, donde la interconexión con redes tradicionales es limitada o inexistente.[1][2]
En la actualidad, la literatura especializada destaca que el éxito de la adopción de las MREs, en especial híbridas, depende de la capacidad de controlar parámetros críticos como la tensión y la frecuencia, garantizando así la estabilidad de la red ante fluctuaciones en la generación y la demanda, y permitiendo la independencia operativa de subredes ante fallas [3]. A partir de esto, resulta fundamental realizar estudios precisos de la operación y el control de MREs híbridas que incorporan equipos y sistemas innovadores. En este contexto, la simulación digital en tiempo real (RTDS en inglés) mediante Power Hardware in the Loop (PHIL en inglés) se destaca como una metodología clave para evaluar el comportamiento de los componentes de potencia que integran las MREs híbridas. Esta simulación en tiempo real combina hardware y software especializados para resolver transitorios electromagnéticos en sistemas eléctricos, permitiendo integrar equipos físicos en un entorno digital. La tecnología PHIL ofrece un entorno excepcional para la simulación del comportamiento de sistemas eléctricos complejos, al combinar componentes físicos con modelos virtuales. De esta forma, un banco de ensayos PHIL se convierte en una herramienta esencial para explorar las interacciones entre las diferentes tecnologías que conviven en las MREs, dado que permite realizar pruebas bajo diversas condiciones operativas, mitigando riesgos asociados con el uso de equipos costosos y evitando daños potenciales, reduciendo además costos y tiempos valiosos. Otra aplicación adicional es la integración de sistemas de almacenamiento de energía, tales como baterías y fuentes de energía renovable, que requiere de estrategias de control sofisticadas para asegurar el perfecto balance entre generación y demanda.
El presente trabajo tiene como objetivo contribuir a la transición energética y en especial a la implementación de MREs híbridas mediante el desarrollo de un banco de ensayos multipropósito basado en PHIL. Este permitirá evaluar y optimizar el comportamiento de los distintos componentes que integran las MREs híbridas, utilizando un simulador RTDS de OPAL-RT, propiedad del Instituto de Energía Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la UNSJ-CONICET, junto con el software especializado de simulación Hypersim.

2 MICRORREDES ELECTRICAS HÍBRIDAS

Las MREs, según la definición del departamento de Energía (DOE) de Estados Unidos, son un sistema de carga interconectada y recursos energéticos distribuidos dentro de limites eléctricos claramente definidos que actúan como una unidad controlable única con respecto a la red. Pueden conectarse y desconectarse de la red, lo que les permite operar en ambos modos.
Existen tres tipos de microrredes: CA, CC e híbridas.

2.1 Microrred de CA

Las MREs de CA son sistemas eléctricos de pequeña escala que comprenden GD, sistemas de almacenamiento (BESS) y cargas integradas en una red de distribución de energía. Este tipo de MREs al estar basadas en CA, aprovechan las diferentes FERs, tales como las turbinas eólicas y los sistemas FV, y los BESSs. Esto les permite naturalmente operar de manera aislada o en conexión con una red eléctrica de mayor envergadura, lo que les brinda una gran flexibilidad de adaptación a diferentes condiciones de operación. Esta condición les permite proveer un suministro de energía confiable y seguro ante perturbaciones en la red principal a la que se conecta. Otra capacidad destacable es la de manejar fallas en la red y detectar de manera eficiente las caídas de tensión mediante diversos dispositivos de protección.
En la Fig. 1 se presenta una MRE típica con vinculación a una red de mayor tamaño en el punto común de conexión (PCC). Este tipo de MREs enfrentan desafíos relacionados con la sincronización y operación de generadores distribuidos y la circulación de potencia reactiva, lo cual aumenta las pérdidas de transmisión.

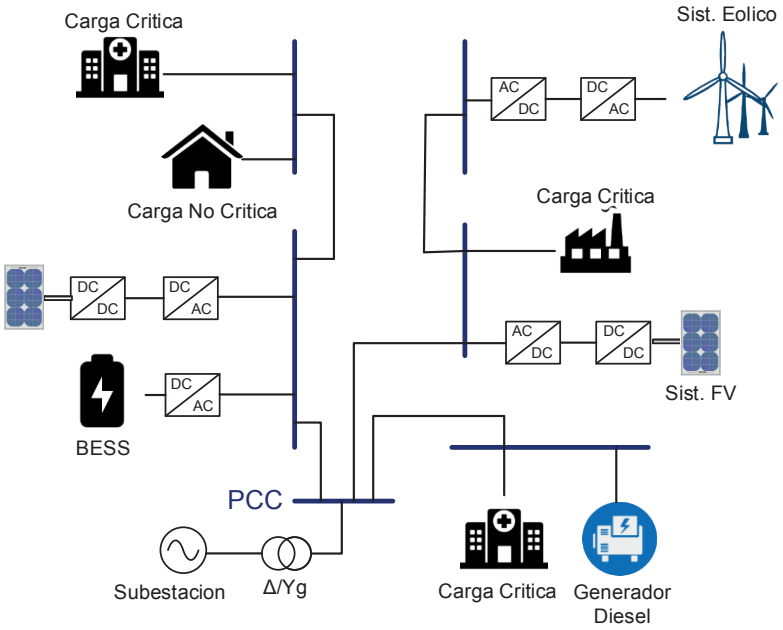


Fig. 1 Microrred de CA

2.2 Microrred de CC

Las MREs de CC son redes eléctricas pequeñas que operan de manera local para distribuir energía generada por FERs, tales como sistemas FV, turbinas eólicas, y sistemas BESS. Permiten el funcionamiento de elementos que requieren energía en CC, tales como vehículos eléctricos (VEs), electrodomésticos y otros artefactos electrónicos. Son más eficientes y simples que las MREs de CA, y al tener menor cantidad de convertidores, se reducen las perdidas por conversión. Una de las principales ventajas de las MREs de CC es la capacidad de evitar los problemas de frecuencia y potencia reactiva asociados a las MREs de CA. En los sistemas de CA, se requiere la sincronización de la frecuencia de la corriente y un control específico sobre la potencia reactiva para mantener la estabilidad de la red. Las MREs de CC al no depender de estos factores, simplifican el diseño y control, haciendo que el sistema sea más eficiente y fácil de gestionar. Además, al igual que las MREs de CA , estas pueden funcionar en modo conectado a la red y en modo aislado. En la Fig. 2 se puede observar un ejemplo típico de MRE de CC.

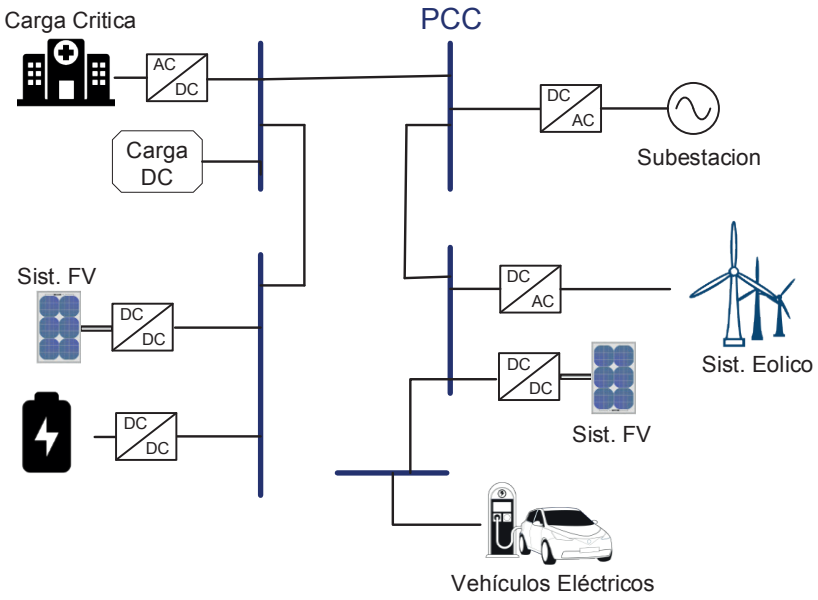


Fig. 2 Microrred de CC

2.3 Microrred Híbrida

Las MREs híbridas son estructuras que combinan lo mejor de las MREs de corriente alterna (CA) y de corriente continua (CC). Estas MREs son flexibles y eficientes, lo que permite integrar múltiples fuentes de energía, tales como sistemas de almacenamiento BESS, sistemas fotovoltaicos sin inversores, cargas tanto en CA como en CC, entre otras. Una topología típica de una MREs híbrida puede ser observada en la Fig. 3. Por ello, estas MREs se han convertido en una solución con vasto potencial para la mejora de la eficiencia energética, la optimización de las fuentes de energía renovable, la estabilidad y confiabilidad de los sistemas electicos distribuidos.[3] [4] [8]

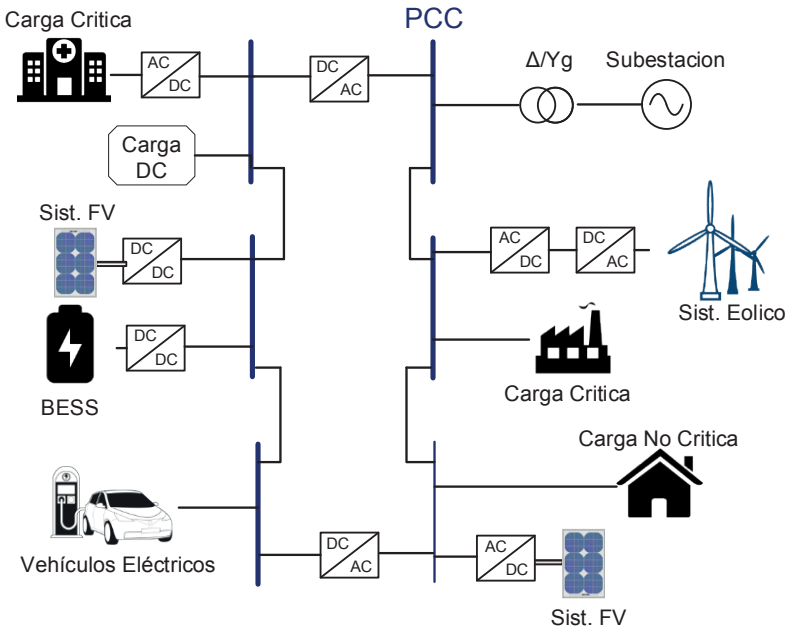


Fig. 3 Microrred Híbrida

2.3.1 Ventajas de la MREs Híbridas

Entre las principales ventajas a destacar de la MREs híbridas se encuentra la eficiencia energética. La misma se produce al reducir el número de convertidores CA/CC/CC requeridos para operar tanto en CA como en CC Esto, trae consigo como ventaja adicional la disminución de las pérdidas de conversión, reduciendo costos operativos del sistema.
Las MREs pueden operar tanto en modo isla como en modo conectado a la red. En modo isla la MREs puede funcionar de forma autónoma empleando sus fuentes de energía renovable y sistemas de almacenamiento para cubrir la demanda local [5]. La integración de tecnologías de CA y CC en las MREs mejora la gestión de la energía, permitiendo que los sistemas de almacenamiento de energía puedan interactuar optimizando la distribución de energía según las necesidades de la demanda y la disponibilidad de los recursos renovables.

2.3.2 Desafíos Técnicos de la MREs Híbridas

Las MREs híbridas, siendo una solución de gran potencial para el futuro, presentan desafíos técnicos importantes, sobre todo relacionados con la sincronización y la gestión de la energía. Esto sucede debido a la interacción entre los sistemas de CA y CC que operan con diferentes frecuencias y métodos de control. Por ello, debe prestarse especial atención a la coordinación de la potencia activa y reactiva en los sistemas de CA, mientras que en los sistemas de CC debe cuidarse la regulación de tensión.
Además de estos desafíos, debe manejarse cuidadosamente la intermitencia que producen las fuentes de energía renovable. Dichas fluctuaciones pueden afectar la estabilidad de la MRE, sobre todo cuando la misma funciona en modo isla. El control predictivo y el control jerárquico son esenciales para lograr un rendimiento optimo en este tipo de MRE[4] [5].

2.3.3 Convertidores Bidireccionales (AC/DC y DC/DC)

Los convertidores bidireccionales, tanto de CA/CC como de CC/CC son componentes vitales para las MREs híbridas. Los convertidores CA/CC permiten que la energía fluya entre la red de CA y la de CC de manera bidireccional. Mientras que los convertidores CC/CC gestionan los intercambios de potencia dentro de la red de CC. De esta forma, se consigue mantener el equilibrio preciso entra la potencia generada y la demandada, y por consiguiente la estabilidad de la red. [7]

3 SIMULACION DIGITAL EN TIEMPO REAL (RTDS)

3.1 Simulación Digital en Sistemas Eléctricos

Lo que hoy se conoce como simulación digital en tiempo real (RTDS en inglés) es una técnica empleada para la modelación y simulación del comportamiento de sistemas eléctricos con una correspondencia temporal entre el sistema simulado y el sistema real. Bajo esta técnica, las ecuaciones que describen el sistema eléctrico se resuelven de manera que los resultados sean obtenidos en un tiempo considerado tiempo real. De esta manera se replican condiciones de operación del verdadero sistema físico. Lo fundamental en este tipo de simulación es que la simulación del sistema se realiza con el mismo tiempo que el sistema lo hace en la realidad, lo cual permite obtener salidas que reflejan en forma exacta las dinámicas del sistema que se está evaluando [9] [10].
El objetivo principal de la simulación es garantizar que las soluciones obtenidas coincidan con los tiempos de respuesta del sistema físico. Esta simulación se utiliza para realizar pruebas de estabilidad, optimización de control y validación de estrategias de operación, entre otras pruebas como las requeridas para la integración de fuentes de energía renovable en sistemas como las microrredes. Entre las ventajas más notorias de este tipo de simulación se destaca la capacidad para validar los algoritmos de control antes de su implementación en un sistema físico, lo cual reduce riesgos, costos y mejora la eficiencia operativa [11] [16].

3.2 Hardware in the Loop (HIL), Control Hardware in the Loop (CHIL) y Power Hardware in the Loop (PHIL)

El Hardware-in-the-Loop (HIL) es una metodología de simulación en la cual el sistema físico real se integra dentro de un ciclo de simulación. Este tipo de simulaciones reemplaza una parte del sistema real mientras que el hardware físico a evaluar se conecta al entorno de simulación creando un “Loop” en el que interactúa el hardware de forma directa con la simulación. Es posible distinguir dos tipos de bucle, un bucle abierto y un bucle cerrado como se puede observar en la Fig. 4.

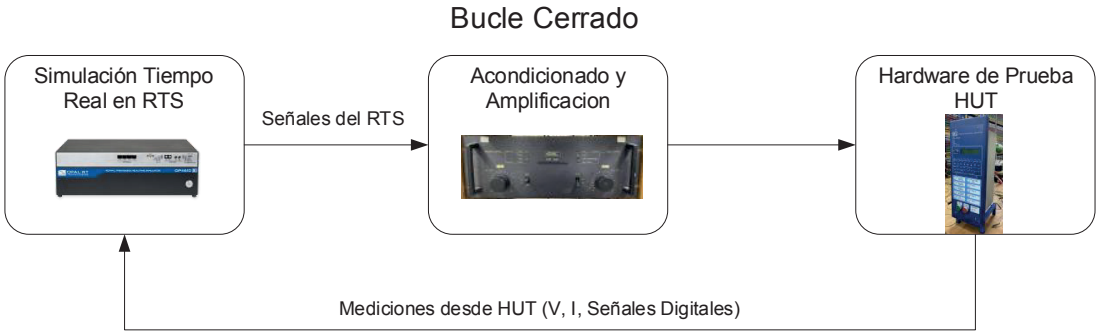


Fig. 4 Diagrama de Testeo de Bucle Cerrado para Aplicaciones PHIL

El Control-Hardware-in-the-Loop (CHIL) es un tipo de simulación dentro de la simulación HIL donde aquellas señales que se intercambian con el hardware de prueba son de bajas potencia, señales de ±10V con corrientes de mA. Debido a estas señales de baja potencia es que se permite el uso de convertidores analógicos-digitales para extraer e importar las señales con las que interactúa el hardware y la simulación.
El Power-Hardware-in-the-Loop es una extensión del HIL que emplea elementos de alta potencia dentro del tiempo de simulación, lo cual permite la prueba de hardware de potencia real tales como por ejemplo inversores, convertidores, sistemas de protección, reguladores de tensión, entre otros. Bajo este concepto de simulación el hardware de prueba (HUT) se conecta con la simulación mediante interfases de potencia, las cuales incluyen sistemas de amplificación para absorber o generar energía según se requiera, sistema de optoacoplamiento para aislar el HUT de la simulación, entre otros.

3.3 Requerimientos y Dificultades Banco de Ensayos PHIL

En la Fig. 5 se muestra un banco de pruebas PHIL típico, en el cual se puede observar el simulador digital en tiempo real con sus respectivas entradas y salidas, Se observa además el amplificador de potencia que interactúa con el HUT a la vez que también existe feedback de los sensores del HUT [11] [13].

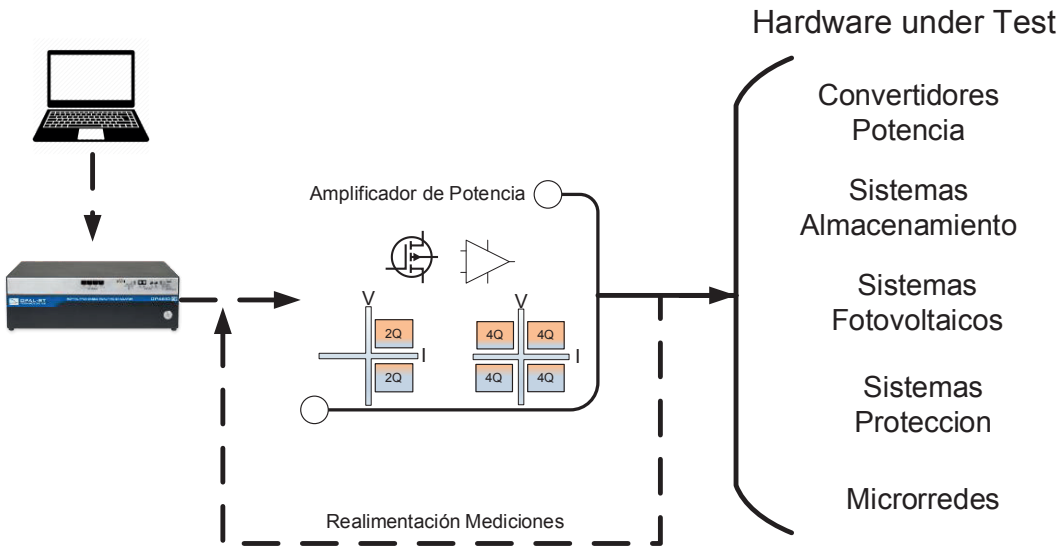


Fig. 5 Arquitectura PHIL Básica Ejemplificadora

Para que un banco de ensayos sea exitoso se deben tener en cuenta dos aspectos principales:

3.3.1 Simulador en Tiempo Real

El simulador en tiempo real (RTDS) es indispensable para la operación de los sistemas PHIL, ya que en él se simula el comportamiento del sistema eléctrico y se proporcionan las señales para el HUT. El mismo debe ser capaz de resolver el sistema de ecuaciones a una velocidad suficientemente alta para manejar los transitorios electromagnéticos (EMTs) y demás dinámicas de alta frecuencia antes de que ocurra el siguiente ciclo de cálculo. Para las simulaciones EMT es de buena práctica asumir tiempos de cálculo entre 25 μs y 50 μs, pero para las simulaciones de alta frecuencia como las relacionadas a la electrónica de potencia se recomiendan tiempos de cálculo bastante menores, de entre 1-3 μs. [15] [16].
Entre los simuladores más destacados para bancos de ensayos PHIL en sistemas eléctricos de potencia con múltiples nodos podemos destacar:

- OPAL-RT
- RTDS
- TYPHOON HIL

3.3.2 Amplificador de Potencia para Simulaciones PHIL

Estos elementos son indispensables para la adecuación de las señales de baja potencia obtenidas del RTDS. Dichas señales se amplifican a valores de tensión y corrientes que puedan interactuar con el HUT. Dependiendo de la aplicación (motores, redes eléctricas, microrredes, convertidores, etc.) son los requerimientos que se necesitan. [12] En la tabla I se muestran algunos ejemplos de especificaciones mas comunes, destacando que existen diferentes tipos de amplificadores entre los cuales se destacan dos tipos:

- Amplificadores de 2 Cuadrantes (2Q): son adecuados para emplearlos cuando el HUT solo requiere recibir potencia desde la simulación y el ciclo de realimentación de la simulación no es de potencia (realimentación de señales de medición y/o control). Se emplean generalmente con cargas, AVR, relés de protección, entre otros.

- Amplificadores de 4 Cuadrantes (4Q): son más versátiles que los anteriores y poseen mejores cualidades para la simulación PHIL. Los mismos no solo pueden entregar potencia al HUT, sino que

también pueden absorber potencia. Estos amplificadores son los favoritos para emplearlos con convertidores, fuentes de generación renovable o sistemas de almacenamiento

TABLA I. Especificaciones Típicas de Amplificadores de Potencia

Especificaciones para Amplificadores de Potencia	
Tipo aplicación: Motores/Microrredes/Inversores	Tensión/Corriente/Frecuencia Nominal
Potencia	Impedancia de Salida
Numero de Fases	Distorsión Armónica
AC/DC/AC-DC	Tipo de Control: Salidas Analogías / SFP
Tipo: 2Q o 4Q / Lineales/Switcheables	Medidas y Peso Amplificador

4 METODOLOGIA

4.1 Banco de Ensayos PHIL

Este trabajo tiene como objetivo principal la implementación de un banco de ensayos PHIL para contar con un entorno de prueba que combine un modelo virtual de una MRE híbrida (que será ejecutado en tiempo real) y que se combine con componentes de hardware que formen parte de la topología de la red.

4.1.1 Arquitectura General

En la Figura 6 se puede observar una arquitectura general para aun banco de ensayos PHIL, la cual se describirá a continuación. La misma se compone de un RTDS de marca OPAL-RT modelo OP4610XG propiedad del Instituto de Energía Eléctrica UNSJ-CONICET. Este equipo posee la capacidad para resolver los transitorios requeridos para la simulación de MREs. En este RTDS se modela y opera la MRE híbrida compuesta por fuentes de energía renovable, convertidores de potencia y un sistema de protección.

Para el lazo de potencia requerido para interactuar con el HUT se emplearon Amplificadores REVAC 600. Los cuales poseen un canal fuente de tensión y un canal de fuente de corriente, con 80 V y 1 A, respectivamente. Estos amplificadores son de CA monofásicos de 1 cuadrante, no obstante, pueden funcionar en modo CC. De esta manera, para obtener un sistema trifásico han de emplearse 3 amplificadores conectados en la configuración deseada (en este trabajo conectados en estrella con neutro aterrado).

Las tensiones que ingresan a los amplificadores provienen de un sistema de desacoplado galvánico que sirve de respaldo para salvaguardar el desacoplado de fabrica que incluye el equipo OPAL-RT, brindando un entorno de simulación más seguro. Además, el equipo de desacople galvánico posee entradas diferenciadas y un adaptador de señales para adecuar la señal de entrada al amplificador según sea requerido en la simulación. Es importante destacar aquí que el RTS puede entregar salidas analógicas máximas de 16 V de pico y de 20 mA. Para el caso descripto en este trabajo, se fijaron las salidas analógicas en 10 V de pico y se extrajo de cada salida como máximo 2 mA.

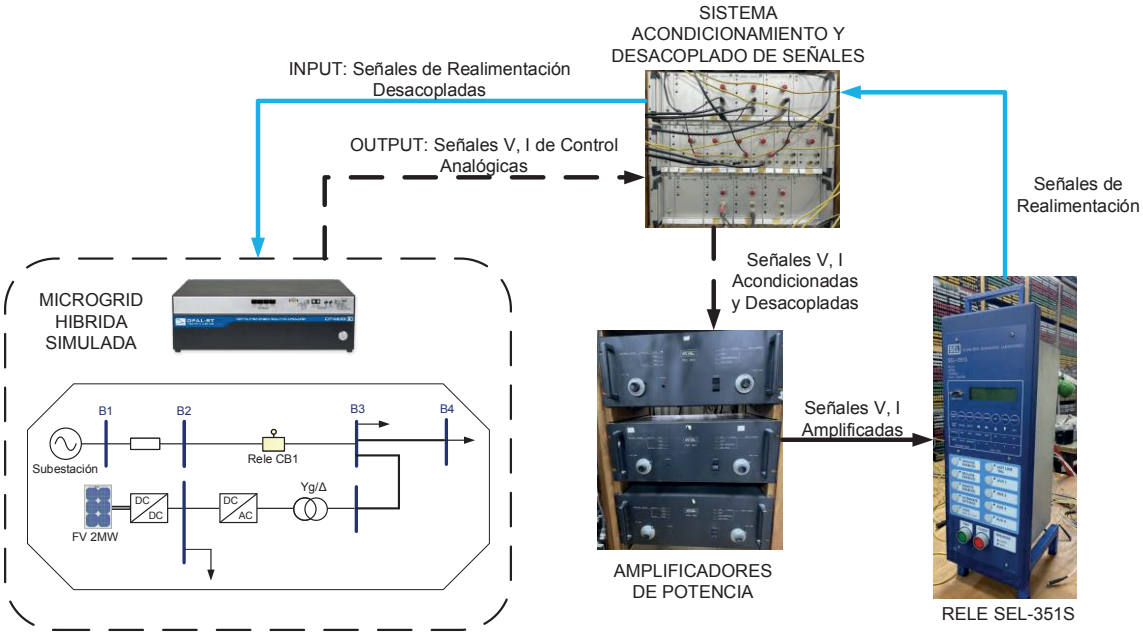


Fig. 6 Arquitectura PHIL Empleada en el Trabajo

4.1.2 Modelado de la MRE Híbrida

La MRE híbrida de prueba utilizada en el presente trabajo se diseñó en la plataforma Hypersim de OPAL-RT. La misma es una plataforma que dispone de una biblioteca de componentes que pueden ser utilizados para implementar MREs. En la Figura 7 se observa el modelo de red implementada, el cual consta de una subestación de 25kV con su equivalente Thévenin, la cual se encuentra conectada a un relé de Protección SEL-351S (relé CB1) que habilita la interconexión con el sistema fotovoltaico. El sistema fotovoltaico se simula mediante una celda fotovoltaica conectada a un convertidor CC/CC, el cual a su vez se conecta a una barra de CC. Posteriormente, esta barra se vincula con un convertidor CC/CA y a su respectivo transformador elevador.

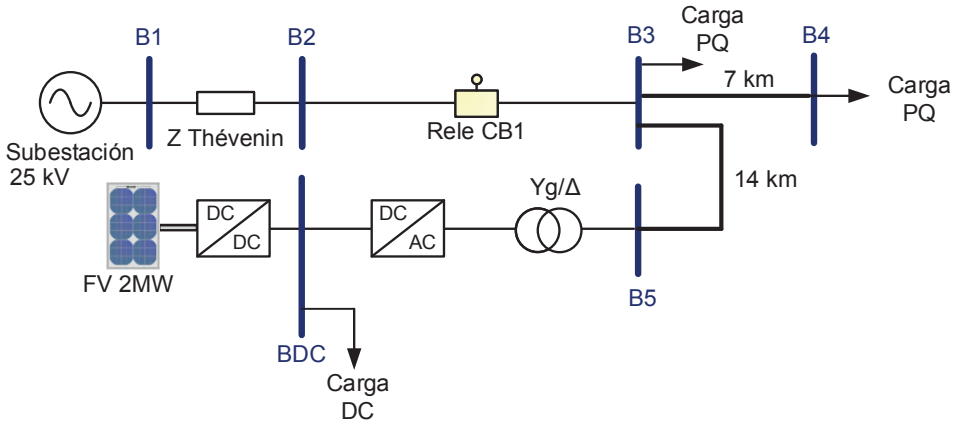


Fig. 7 Microrred Híbrida de Prueba

5 RESULTADOS OBTENIDOS

A continuación, se presentan los resultados obtenidos de la simulación RTDS en estado estacionario del banco completo de ensayos PHIL. En la Fig. 3 y Fig. 4 se presentaron la arquitectura del banco de ensayos y la MRE híbrida a simular, respectivamente. Las mediciones que fueron tomadas se presentan en la Fig. 8, donde se puede observar el correcto funcionamiento de la MRE híbrida simulada. Las mediciones que se tomaron fueron realizadas en la barra 2, barra 3, barra 5 y de la barra de CC, BDC. En la Fig. 8 se observa como primera gráfica las tensiones del sistema trifásico de la barra 2. La grafica inferior muestra las tensiones trifásicas de la barra 3. Estas mediciones se realizan para corroborar que ambas tensiones son las

mismas, dado que entre las dos barras se encuentra el relé de protección SEL 351S que abre o cierra el circuito realimentando la simulación por las entradas Ain1.y1 y la entrada Ain1.y2. Dichas entradas se encuentran conectadas al RTDS y atraviesan por un sistema lógico que permite el funcionamiento del relé en la simulación. Las graficas siguientes representan las corrientes que entrega la subestación y la planta FV, respectivamente.

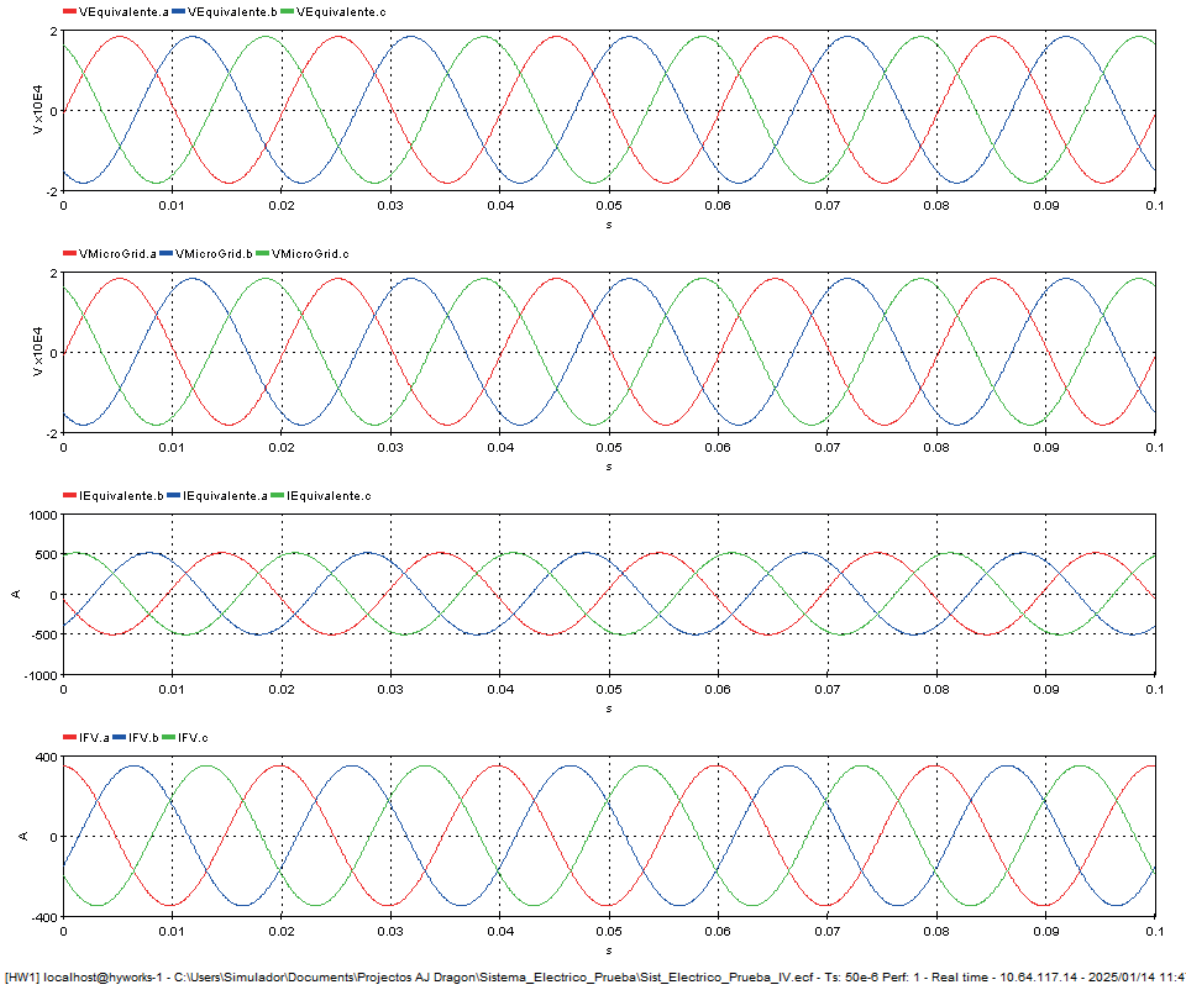


Fig. 8 Tensiones y Corrientes Medidas en la Microrred

En la Fig. 9 se hace notar la realimentación proveniente del relé SEL-351S para abrir o cerrar el interruptor CB1 de la Fig. 4. En la primera gráfica (Sel2.y) de la Fig. 6 se muestra la salida digital que mantiene cerrado el interruptor CB1 al recibir la orden de cerrado desde el relé. La orden de cerrado que emite el relé va desde los 2 segundos (en operación normal) hasta los 30 segundos si el usuario decide realizar un cerrado manual. La gráfica siguiente (Ain1.y1) corresponde a la señal de cerrado que ingresa al RTDS desde el sistema de desacople. La gráfica posterior (Ain1.y2) corresponde a la señal de apertura que envía el relé al RTDS. Se destaca aquí que es necesario mejorar los sistemas de desacople por la existencia de ruido electromagnético que ingresa en el sistema.

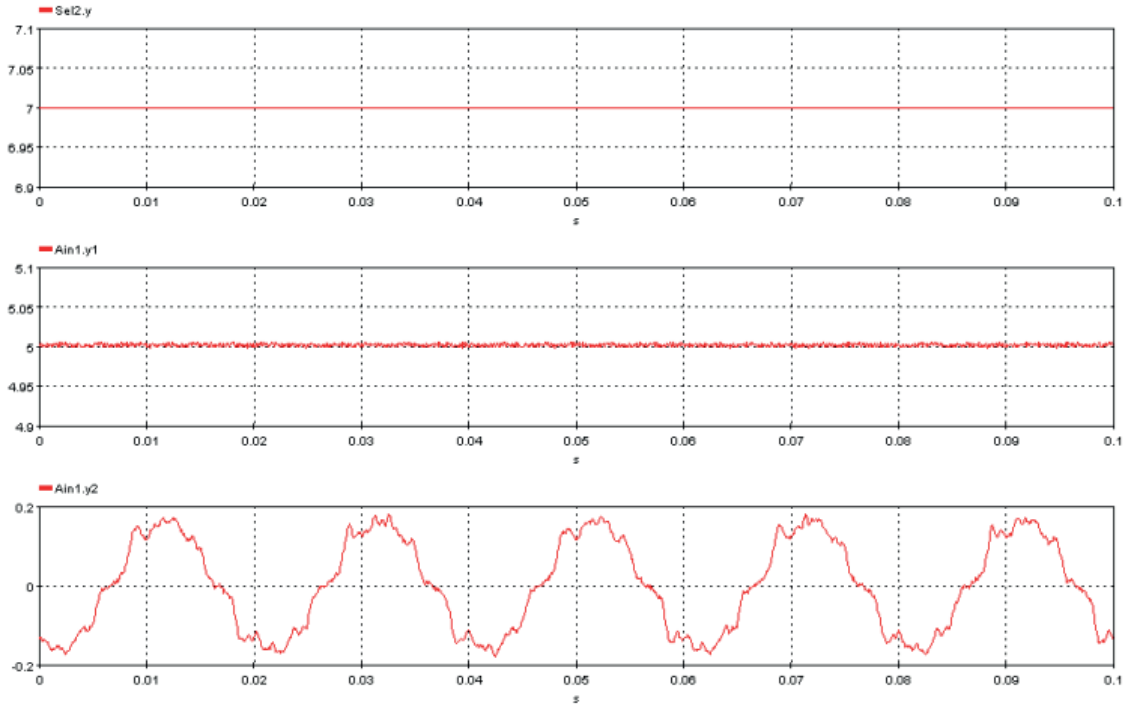


Fig. 9 Realimentación desde el Relé SEL-351S

Finalmente, en la Fig. 10 se presentan todos los elementos necesarios para la implementación de un banco de ensayos PHIL en un RTDS OPAL-RT.

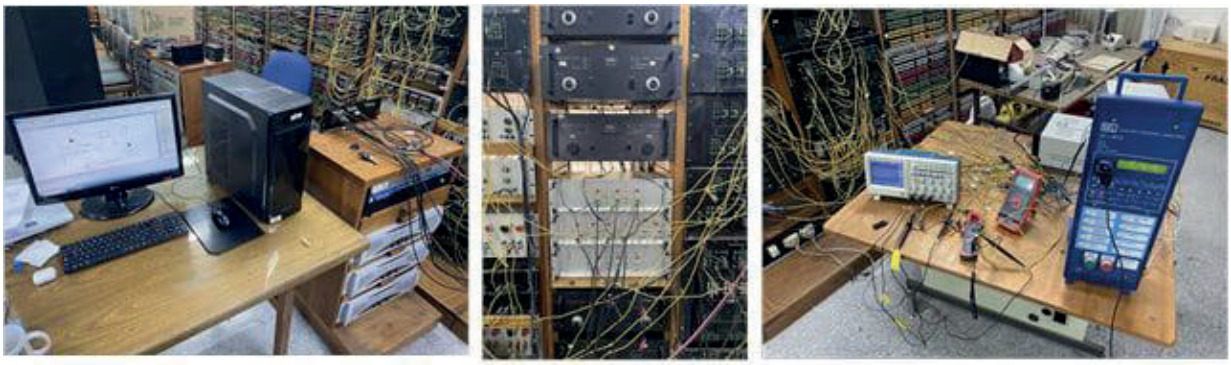


Fig. 10 Banco de Ensayos PHIL Completo

6 CONCLUSIONES

Para garantizar el futuro energético y la transición hacia sistemas mas sostenibles, las MREs híbridas ofrecen una alternativa prometedora. Esto debido a su combinación de dos tecnologías (CA y CC), así como también FERs y sistemas de almacenamiento. La validación de las mismas requiere el uso de sistemas de simulación RTDS y metodologías de ensayo PHIL para lograr que componentes y nuevas tecnologías puedan ser implementados en el mundo real, todo ello probándolos en entornos controlados antes variadas situaciones.
El banco de ensayos PHIL propuesto en el trabajo busca avanzar en esa dirección al permitir un acercamiento entre la simulación en tiempo real y los componentes físicos que integran una MRE híbrida. Es de destacar que la implementación de los sistemas de acondicionamiento y desacople de la señal junto a los amplificadores facilitan la prueba de diferentes sistemas, en este caso un relé de protección SEL-351S. Finalmente, se concluye que aún existen múltiples desafíos, entre los que se destacan el escalado del hardware necesario para realizar una mayor cantidad de pruebas en simultaneo con varios componentes, y mejorar el aislamiento de los sistemas que manejan las señales de control para reducir el ruido electromagnético. Existen, además, una seria de consideraciones adicionales a la hora de simular las MREs

debido a que se necesita tener en cuenta que tipos de hardware se está usando y corregir los tiempos de cálculo del RTDS. Se debe asegurar que los transitorios generados durante la simulación no sobrepasen los limites establecidos por la parte de hardware. La arquitectura de sincronización (software-hardware) debe estar presente y se debe conocer que modelos se emplean para representar el hardware dentro de la simulación, entre otras cosas.

En síntesis, el avance en la simulación digital en tiempo real y la simulación PHIL no solo permite abrir una ventana a nuevas posibilidades para investigar las MREs híbridas, sino que también ofrece una vía segura y eficiente para la implementación de componentes complejos.

7 REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

[1]. Cárdenas, P. A., Martínez, M., Molina, M. G., & Mercado, P. E. (2023). Development of Control Techniques for AC Microgrids: A Critical Assessment. *Sustainability*, *15*(21), 15195. https://doi.org/10.3390/su152115195

[2]. Unamuno, E., & Barrena, J. A. (2015b). Hybrid ac/dc microgrids—Part I: Review and classification of topologies. *Renewable And Sustainable Energy Reviews*, *52*, 1251-1259. https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.194

[3]. Chandra, A., Singh, G. K., & Pant, V. (2021). Protection of AC microgrid integrated with renewable energy sources – A research review and future trends. *Electric Power Systems Research*, *193*, 107036. https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107036

[4]. Khushoo, M., Sharma, A., & Kaur, G. (2022). DC microgrid-A short review on control strategies. *Materials Today Proceedings*, *71*, 362-369. https://doi.org/10.1016/j.matpr.2022.09.409

[5]. Alam, M. S., Al-Ismail, F. S., Rahman, S. M., Shafiullah, M., & Hossain, M. A. (2023). Planning and protection of DC microgrid: A critical review on recent developments. *Engineering Science And Technology An International Journal*, *41*, 101404. https://doi.org/10.1016/j.jestch.2023.101404

[6]. Abdelwanis, M.I., Elmezain, M.I. A comprehensive review of hybrid AC/DC networks: insights into system planning, energy management, control, and protection. Neural Comput & Applic 36, 17961–17977 (2024). https://doi.org/10.1007/s00521-024-10264-5

[7]. Ortiz, L., González, J. W., Gutierrez, L. B., & Llanes-Santiago, O. (2020). A review on control and fault-tolerant control systems of AC/DC microgrids. Heliyon, 6(8), e04799. https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2020.e04799

[8]. Planas, E., Andreu, J., Gárate, J. I., De Alegría, I. M., & Ibarra, E. (2014). AC and DC technology in microgrids: A review. Renewable And Sustainable Energy Reviews, 43, 726-749. https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.11.067

[9]. Justo, J. J., Mwasilu, F., Lee, J., & Jung, J. (2013). AC-microgrids versus DC-microgrids with distributed energy resources: A review. Renewable And Sustainable Energy Reviews, 24, 387-405. https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.03.067

[10]. Jain, D., & Saxena, D. (2023). Comprehensive review on control schemes and stability investigation of hybrid AC-DC microgrid. Electric Power Systems Research, 218, 109182. https://doi.org/10.1016/j.epsr.2023.109182

[11]. Zolfaghari, M., Gharehpetian, G. B., Shafie-Khah, M., & Catalão, J. P. (2021). Comprehensive review on the strategies for controlling the interconnection of AC and DC microgrids. International Journal Of Electrical Power & Energy Systems, 136, 107742. https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107742

[12]. Khan, M. y. A., Liu, H., Zhang, Y., & Wang, J. (2024). Hybrid AC/DC Microgrid: Systematic Evaluation of Interlinking Converters, Control Strategies, and Protection Schemes: A Review. IEEE Access, 12, 160097-160132. https://doi.org/10.1109/access.2024.3485001

[13]. Unamuno, E., & Barrena, J. A. (2015). Hybrid ac/dc microgrids—Part I: Review and classification of topologies. Renewable And Sustainable Energy Reviews, 52, 1251-1259. https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.194

[14]. AhmadiAhangar, R., Rosin, A., Niaki, A. N., Palu, I., & Korõtko, T. (2019). A review on real-time simulation and analysis methods of microgrids. International Transactions On Electrical Energy Systems, 29(11). https://doi.org/10.1002/2050-7038.12106

[15]. Tabar, S. M., Memon, A. A., Karimi, M., Mohammadi, M., & Kauhaniemi, K. (2022). Hardware in the loop testing for power systems. Elsevier eBooks, 294-309. https://doi.org/10.1016/b978-0-12-821204-2.00146-x

[16]. Yadav, G., Liao, Y., & Burfield, A. D. (2023). Hardware-in-the-Loop Testing for Protective Relays Using Real Time Digital Simulator (RTDS). Energies, 16(3), 1039. https://doi.org/10.3390/en16031039

[17]. Von Jouanne, A., Agamloh, E., & Yokochi, A. (2023). Power Hardware-in-the-Loop (PHIL): A Review to Advance Smart Inverter-Based Grid-Edge Solutions. Energies, 16(2), 916. https://doi.org/10.3390/en16020916

[18]. Memon, A. A., & Kauhaniemi, K. (2021). Real-Time Hardware-in-the-Loop Testing of IEC 61850 GOOSE-Based Logically Selective Adaptive Protection of AC Microgrid. IEEE Access, 9, 154612-154639. https://doi.org/10.1109/access.2021.3128370

[19]. Faruque, M. D. O., Strasser, T., Lauss, G., Jalili-Marandi, V., Forsyth, P., Dufour, C., Dinavahi, V., Monti, A., Kotsampopoulos, P., Martinez, J. A., Strunz, K., Saeedifard, M., Wang, N. X., Shearer, D., & Paolone, M. (2015). Real-Time Simulation Technologies for Power Systems Design, Testing, and Analysis. IEEE Power And Energy Technology Systems Journal, 2(2), 63-73. https://doi.org/10.1109/jpets.2015.2427370

[20]. Noureen, S. S., Shamim, N., Roy, V., & Bayne, S. B. (2017). Real-Time Digital Simulators: A Comprehensive Study on System Overview, Application, and Importance. INTERNATIONAL JOURNAL OF RESEARCH AND ENGINEERING, 4(11), 266-277. https://doi.org/10.21276/ijre.2017.4.11.3

[21]. Marks, N. D., Kong, W. Y., & Birt, D. S. (2018). Stability of a Switched Mode Power Amplifier Interface for Power Hardware-in-the-Loop. IEEE Transactions On Industrial Electronics, 65(11), 8445-8454. https://doi.org/10.1109/tie.2018.2814011

XX ERIAC
VIGÉSIMO ENCONTRO
REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRE
Ciudad del Este, Paraguay
25 a 29 de maio de 2025
C6.14_3549

Comitê de Estudos C6 - Sistemas ativos de distribuição e recursos distribuídos de energía

AVALIAÇÃO DAS FALHAS TRIFÁSICAS NO SISTEMA IEEE DE 34 BARRAS COM A PRESENÇA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

M. R. R. FRANCO
Centro Universitário Dinâmica das Cataratas (UDC)
Brasil
maicon.fcopel@gmail.com

L. E. S. BARROS
Centro Universitário Dinâmica das Cataratas (UDC)
Brasil
lucas.spaciari@gmail.com

K. P. DA CONCEIÇÃO
Centro Universitário Dinâmica das Cataratas (UDC)
Brasil
Katiani.pereira@udc.edu

M. H. M. BRANDT
Centro Universitário Dinâmica das Cataratas (UDC)
Brasil
Marcelo.b@udc.edu.br

Resumo *– Este estudo analisa o impacto dos carregadores de Veículos Elétricos (VEs) no sistema IEEE de 34 barras, utilizando o software OpenDSS para simular falhas trifásicas e avaliar os efeitos nas correntes de curto-circuito. Foram considerados três cenários: sem VEs (corrente de falta de 419 A), 78% dos VEs carregando (redução de 28,88%, para 298 A) e 78% dos VEs injetando potência (aumento para 2368 A). Os resultados mostram que os VEs causam perturbações no sistema, afetando a estabilidade e a detecção de falhas, destacando a necessidade de reavaliar os sistemas de proteção para acomodar as novas demandas.*

Palavras-chave: Carregadores Veiculares – Corrente de Curto-Circuito – Faltas Trifásicas – Sistema de Distribuição – OpenDSS

1 INTRODUÇÃO

A inclusão crescente de Carregadores de Veículos Elétricos (CVEs) nos sistemas de distribuição de energia elétrica tem gerado novas oportunidades e desafios para o setor. Este estudo tem como foco investigar os impactos que os CVEs causam na estabilidade e confiabilidade dos sistemas de distribuição, com ênfase nas falhas que podem ocorrer e se propagar devido à inserção desses dispositivos. Embora o aumento da demanda e a variação de carga trazida pelos CVEs já tenham sido explorados em investigações anteriores, como as realizadas por [1] e [2], a análise detalhada das falhas específicas associadas a essa nova carga permanece uma área menos abordada.

Os sistemas de distribuição de energia elétrica desempenham um papel essencial ao conectar a geração de energia às demandas finais dos consumidores, transportando eletricidade das usinas até residências, comércios e indústrias. Esses sistemas são planejados para garantir a eficiência e a confiabilidade, utilizando subestações que convertem a alta tensão em níveis mais adequados para o uso final. O desafio se intensifica com o envelhecimento da infraestrutura e eventos climáticos extremos, especialmente com a integração de novas tecnologias, como os CVEs. Como apontam [3] e [4], a modernização dos sistemas de distribuição é vital para acomodar o aumento da demanda e as novas cargas associadas, como os CVEs. Neste estudo, o sistema de distribuição IEEE de 34 barras foi selecionado como referência, dado seu uso frequente em pesquisas relacionadas a sistemas de potência por suas características desafiadoras. A escolha desse sistema permite uma análise detalhada dos efeitos dos CVEs, visto que sua complexidade oferece uma representação

realista do comportamento das redes de distribuição. Pesquisas anteriores, como as realizadas por [5, 6], já indicaram que a conexão de veículos elétricos traz desafios significativos à estabilidade e à disponibilidade do sistema, evidenciando a importância de uma investigação mais aprofundada sobre a propagação de falhas em redes com CVEs.

A análise será realizada utilizando o software OpenDSS (*Distributed System Simulator*), uma ferramenta robusta e amplamente utilizada para modelagem e simulação de sistemas de distribuição de energia elétrica. Desenvolvido pela EPRI (Electric Power Research Institute), o OpenDSS é uma solução open-source que permite simulações detalhadas de sistemas com diferentes configurações, incluindo a presença de CVEs. O software será utilizado para modelar o sistema IEEE 34 barras e simular cenários de falhas com e sem a presença de CVEs, possibilitando a comparação dos resultados e a identificação de possíveis anomalias ou comportamentos adversos na rede elétrica. As simulações envolverão diferentes tipos de falhas – trifásicas – para avaliar como a inserção dos CVEs afeta a propagação de correntes de curto-circuito. No cenário sem a presença de CVEs as correntes de falta servem como referência para as análises comparativas com os cenários em que 78% dos veículos estão em processo de carregamento e injetando potência de volta na rede como geração distribuída (GD). Espera-se que, no cenário com CVEs em carregamento, as correntes de falta diminuam devido ao aumento da resistência no sistema, o que pode dificultar a detecção de falhas pelos sistemas de proteção. Por outro lado, no cenário em que os CVEs injetam potência, as correntes de curto-circuito devem aumentar significativamente, complicando o gerenciamento de falhas e destacando a necessidade de revisar os sistemas de proteção.

Este estudo pretende contribuir de forma relevante para o entendimento das dinâmicas de falhas em redes de distribuição com CVEs, fornecendo insights sobre as adequações necessárias em termos de proteção e controle do sistema para garantir a operação eficiente e segura dessas redes à medida que a eletrificação veicular se torna uma realidade mais presente no setor elétrico.

2 VEÍCULOS ELÉTRICOS

Com o avanço tecnológico os carros elétricos estão tendo uma autonomia significativa, muitos modelos podendo percorrer um percurso com apenas uma carga sendo comparado aos veículos a combustão. Além disso, a estrutura para o carregamento do mesmo continua em expansão, tornando mais conveniente ao uso do dia a dia [7].

2.1 Classificação Dos Veículos Elétricos

Esta seção descreve seis tipos de veículos elétricos. O primeiro é o veículo elétrico a bateria (VEB), que depende exclusivamente da energia armazenada nas suas baterias. O veículo elétrico híbrido plug-in (VEHP) pode ser recarregado na rede elétrica e também usar combustível convencional. O veículo elétrico híbrido (VEH) alterna automaticamente entre eletricidade e combustível, sem necessidade de recarga externa. O veículo com célula de combustível (VECC) gera eletricidade a partir de combustíveis como o hidrogênio [5].

- Veículo Elétrico a Bateria (VEB): Funciona exclusivamente com motores elétricos e recarrega suas baterias durante a frenagem ou por plugues de carregamento. Destaca-se pela alta eficiência energética, aceleração rápida, operação silenciosa e baixas emissões. No entanto, é mais caro e a recarga é mais demorada [6], [7].
- Veículo Elétrico Híbrido Plug-in (VEHP): Combina motores a combustão e baterias elétricas, permitindo recarga externa. Oferece maior autonomia elétrica e maior economia de combustível, sendo uma opção mais sustentável, com menor impacto ambiental [6].
- Veículo Elétrico Híbrido (VEH): Combina um motor a combustão com um motor elétrico, recarregando as baterias através do motor a combustão e da frenagem regenerativa. Não necessita de recarga externa, sendo econômico, com boa aceleração, mas com custos iniciais elevados e manutenção mais complexa [8].
- Veículo Elétrico de Célula de Combustível (VECC): Gera eletricidade pela reação entre hidrogênio e oxigênio, liberando apenas água e calor. Com autonomia de 300 a 500 km e rápido reabastecimento, é ideal para grandes veículos. Apesar dos benefícios ecológicos e eficientes, enfrenta desafios como o custo elevado e a falta de estações de hidrogênio [9].

2.2 Métodos de Carregamento Veículos Elétricos

A recarga de veículos elétricos (VEs) pode ser feita por diferentes métodos, adaptados às necessidades específicas. A recarga lenta mais comum utiliza tomadas residenciais com cabos de até 16 A e 250 V para correntes monofásicas ou até 480 V para trifásicas, permitindo uma conexão segura à rede doméstica. Um outro método de recarga lenta também usa tomadas residenciais, mas inclui um dispositivo de proteção no cabo, com tomadas de até 32 A e 250 V em monofásica, ou 480 V em trifásica, além de proteção adicional contra choques elétricos. O terceiro método combina recarga lenta e rápida, usando o Sistema de Alimentação Veicular Elétrica (SAVE), com tomadas fixas ou móveis e segurança extra por aterramento. Já o quarto método, de recarga rápida, usa um conector externo fixo ou portátil, com correntes de até 400 A e também segurança contra choques elétricos. Em termos de tempo, os dois primeiros métodos levam de 6 a 8 horas, o terceiro de 3 a 4 horas, e o quarto de 20 a 30 minutos [10].

2.3 Estações de Carregamento dos Carros Elétricos

As estações de recarga são essenciais para suprir a demanda energética dos veículos elétricos, sendo recomendada sua instalação a cada 50 a 60 km em rodovias. O tempo de recarga varia conforme a corrente elétrica: a recarga lenta pode durar até 8 horas, enquanto a rápida leva cerca de 30 minutos [11]. Segundo a norma NTC – 902210, que regula o fornecimento de energia para essas estações, as instalações em edifícios residenciais e comerciais são divididas em três categorias: recarga lenta, semirrápida e rápida, conforme as especificações técnicas da Tabela I.

TABELA I. CARACTERÍSTICAS DAS ESTAÇÃO DE RECARGA

Tipo de Recarga	**Atendimento**	**Tensão**	**Potência**
Lenta	Bifásico	220 V	3,6 kW
Lenta	Bifásico	220 V	7,4 kW
Semirrápida	Trifásico	220/127 V	11 kW
Semirrápida	Trifásico	380/220 V	22 kW
Rápida	Trifásico	380/220 V	> 43 kW

2.4 *Vehicle to Grid* (V2G)

A tecnologia Vehicle to Grid (V2G) representa uma inovação no contexto da mobilidade elétrica, permitindo a troca de energia bidirecional entre veículos elétricos (VEs) e a rede elétrica. Com o V2G, os VEs podem funcionar como unidades móveis de armazenamento, fornecendo energia à rede quando necessário [12]. Essa tecnologia transforma os VEs em ativos no sistema elétrico, oferecendo serviços como o armazenamento de energia excedente e sua devolução durante picos de demanda [13].

O V2G ajuda a estabilizar a rede e otimizar a demanda, sendo especialmente útil para fontes renováveis, como solar e eólica, que têm variações. No entanto, enfrenta desafios técnicos e regulatórios, como a necessidade de infraestrutura adequada, interoperabilidade entre fabricantes e a durabilidade das baterias em ciclos frequentes de carga e descarga [12]. Apesar disso, o V2G pode contribuir para uma rede mais resiliente e uma economia de baixo carbono, integrando mais fontes renováveis na matriz energética [13]. Como a média de deslocamento diário no Brasil corresponde a cerca de 30% da autonomia de um VE, até 70% da energia restante poderia ser usada pela rede em picos de demanda, mostrando o grande potencial dos VEs como microgeradores no futuro [14].

3 REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Os sistemas de distribuição de energia elétrica são fundamentais para transportar eletricidade das usinas até os consumidores. Começam nas subestações, onde a alta tensão é transformada para distribuição. As linhas podem ser aéreas ou subterrâneas [15].

3.1 Rede Compacta de Distribuição

As redes aéreas convencionais, com cabos de alumínio sobre isoladores, são econômicas, mas vulneráveis a desligamentos por contato com objetos como árvores. A rede compacta, desenvolvida nos anos 1950, usa condutores protegidos por materiais poliméricos e oferece maior confiabilidade, suportando até quatro circuitos no mesmo poste, sendo mais comum perto de subestações [16].

Embora as redes compactas tenham perdas de energia mínimas (redução de 0,1%), elas são mais vantajosas em confiabilidade, segurança e custo operacional, incentivando sua substituição pelas redes convencionais. O Governo do Paraná reporta uma redução de 13% nos desligamentos e 21% no tempo sem energia entre 2015 e 2016 [16].

Redes aéreas são mais baratas, enquanto as subterrâneas são usadas em áreas densamente povoadas ou para minimizar o impacto visual. São sustentadas por postes de concreto ou madeira, com fios de alumínio ou com proteção [4].

3.2 Faltas no Sistema de Distribuição

Uma falha no sistema elétrico refere-se a qualquer condição anormal que modifica o estado operacional padrão do sistema, sendo provocada por diversos fatores, como defeitos em equipamentos, condições climáticas adversas, interações com a fauna e flora, ou ações humanas. Essas falhas são classificadas em categorias de acordo com aspectos como duração, origem e tipo de contato [15], [18].

- Quanto à duração, as falhas podem ser temporárias, quando o sistema se recupera por conta própria ou através de uma intervenção rápida, ou permanentes, exigindo consertos ou substituição de componentes.
- Por origem, podem ser internas, causadas por defeitos dentro do sistema, ou externas, resultantes de fatores climáticos ou externos à rede.
- Em relação ao tipo de contato, incluem-se curtos-circuitos (fase-terra, fase-fase, fase-fase-terra ou trifásicos) e aberturas de circuito, onde partes do sistema se desligam da rede

As falhas também podem ser classificadas como simétricas, onde afetam igualmente todas as fases do sistema, ou assimétricas, quando afetam de maneira desigual [19].

3.3 Dados do Sistema IEEE 34 Barras

Esta seção apresenta os dados de carga nas barras, linhas e configurações do sistema IEEE de 34 barras. Esse levantamento é essencial para compreender o funcionamento e a distribuição de energia no sistema, permitindo uma avaliação precisa do impacto das cargas no fluxo de energia e na estabilidade geral da rede [17]. A Tabela II descreve a distribuição das cargas nas barras para as fases A, B e C, utilizando valores de potência ativa (kW) e potência reativa (kvar). Já a Tabela III aborda a distribuição de potência ao longo das linhas de distribuição.

TABELA II. POTÊNCIA DAS CARGAS NAS BARRAS DA REDE IEE34 BARRAS

	Fase A		**Fase B**		**Fase C**	
Barra	**(kW)**	**kvar)**	**(kW)**	**(kvar)**	**(kW)**	**(kvar)**
860	19,91	15,94	19,91	15,94	19,91	15,94
840	8,86	7,09	8,86	7,09	8,86	7,09
844	133,44	106,83	133,44	106,83	133,44	106,83
848	19,45	15,57	19,45	15,57	19,45	15,57
890	27	21,62	27	21,62	27	21,62
TOTAL	**208,66**	**167,05**	**208,66**	**167,05**	**208,66**	**167,05**

TABELA III. POTÊNCIA DAS CARGAS LIGADAS ENTRE LINHAS NO SISTEMA IEEE DE 34 BARRAS

Barra Origem	**Barra Destino**	**Fase A**		**Fase B**		**Fase C**	
		(kW)	**(kvar)**	**(kW)**	**(kvar)**	**(kW)**	**(kvar)**
802	806	0	0	31,22	16,14	26,07	13,48
808	810	0	0	15,88	8,21	0	0
818	820	33,9	17,52	0	0	0	0
820	822	135,53	70,07	0	0	0	0
816	824	0	0	0,39	0,2	0	0
824	826	0	0	41,93	21,68	0	0
824	828	0	0	0	0	2,78	1,44
828	830	6,18	3,2	0	0	0	0
854	856	0	0	3,71	1,92	0	0
TOTAL		**284,16**	**146,89**	**207,19**	**107,11**	**222,45**	**115,01**

A distribuição desigual de cargas entre as fases sugere que algumas linhas podem estar mais sobrecarregadas do que outras, impactando negativamente o desempenho e a estabilidade do sistema.

4 SIMULAÇÃO DOS CENÁRIOS

As simulações foram realizadas no OpenDSS. No OpenDSS, três métodos são usados para análise de falhas: FaultStudy, Monte Carlo e Snapshot. O FaultStudy analisa as barras do sistema, fornecendo dados como

relação X/R, tensões e correntes, sendo ideal para ajustes de relés de proteção. O Monte Carlo avalia o impacto das falhas nos geradores distribuídos, enquanto o Snapshot permite simulações dinâmicas [20].
O relatório do FaultStudy no sistema IEEE 34 barras registra as falhas trifásicas, com informações sobre a barra, fase afetada, corrente de curto-circuito e relação X/R, essencial para o dimensionamento da proteção.

4.1 Cenário 1 - Cargas Nominais IEEE 34 Barras

O primeiro cenário consiste na simulação de falhas no sistema IEEE 34 barras em sua configuração original, utilizado como referência para comparações com os cenários subsequentes. As simulações focam nas condições padrão do sistema, com base nas cargas nominais do modelo IEEE 34 barras (Tabela II). Esse cenário é fundamental para avaliar o comportamento do sistema em operação normal e identificar possíveis melhorias.
Após revisar os estudos de [1] e [2], optou-se pelos cenários propostos por [1] devido à maior atualidade e confiabilidade dos dados, garantindo precisão nos resultados. Assim, foram definidos três cenários para as simulações.

4.2 Cenário 2 - 78% Dos VEs Carregando

No segundo cenário, foram realizadas simulações baseadas no trabalho de [1], que analisou o comportamento de 78% dos veículos elétricos (VEs) em processo de carregamento. Ao contrário do estudo original, que considerava o carregamento noturno, as simulações aqui ocorreram em horários normais de operação do sistema, para observar o impacto dos VEs durante o dia.
Neste cenário, a carga adicional dos VEs foi somada às cargas nominais do sistema IEEE 34 barras, representando uma carga substancial. Isso permite avaliar o efeito de uma grande inserção de VEs na rede elétrica em condições diurnas. A Fig. 1 ilustra esse cenário. Para simular adequadamente os carregadores de VEs, considerou-se que eles mantêm a potência ativa (P) e a corrente constantes, oferecendo uma modelagem mais realista do comportamento dos carregadores (ver Fig. 1).

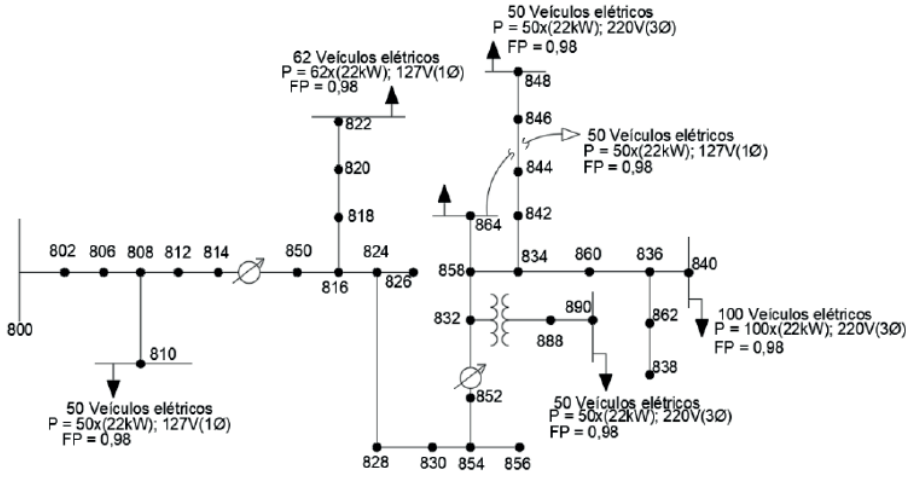


Fig. 1. Ilustração Cenário 2

4.3 Cenário 3 - 78\% do VEs Injetando Potência

No terceiro cenário, o estudo considera 78% dos veículos elétricos (VEs) não apenas como consumidores, mas também como fontes de energia, utilizando o conceito de Vehicle-to-Grid (V2G). Diferente dos cenários anteriores, onde os VEs apenas adicionavam carga ao sistema, neste caso, eles injetam energia de volta à rede. Para isso, no OpenDSS, os VEs são modelados como fontes de geração, alterando a dinâmica do fluxo de potência na rede. Isso permite avaliar como a interação entre os VEs e a rede pode otimizar a resiliência e sustentabilidade do sistema elétrico, principalmente durante os picos de demanda. A Fig. 2 ilustra a distribuição dessa injeção de potência pelos VEs, destacando os benefícios dessa integração para o sistema de distribuição (ver Fig. 2).

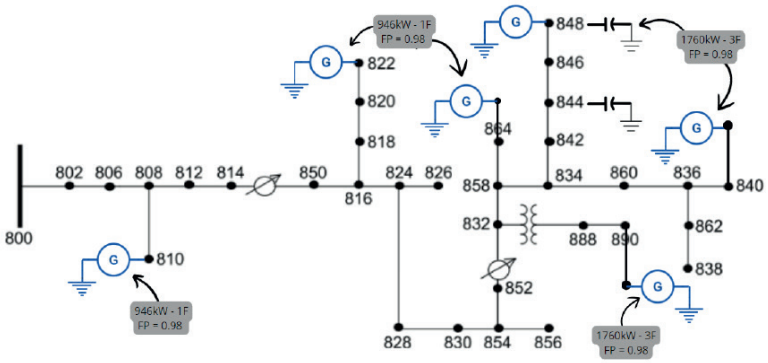


Fig. 2. Ilustração Cenário 3

5 ANÁLISE DAS SIMULAÇÕES DOS CENÁRIOS

5.1 Análise de Simulação de Faltas Trifásicas no Cenário 1

A simulação mostrou que, em uma falta trifásica, a corrente de curto-circuito no SOURCEBUS (SB) atingiu 15.814 A por fase. A Fig. 3–(a) exibe dados das barras com maiores correntes, destacando a SB. Observou-se uma diminuição nas correntes após a SB devido às impedâncias da rede e à distribuição de cargas. A barra 800, próxima à fonte, apresentou as maiores correntes, enquanto a barra 888, após o transformador de 24,9/4,16 kV, registrou correntes mais altas devido à sua posição estratégica. Barras como 802, 806 e 808 mostraram variações nas correntes entre as fases, mas sem desequilíbrio significativo.
A barra 840 registrou 177 A na fase 1, com X/R de 0,7, e correntes de 190 A e 181 A nas fases 2 e 3, respectivamente. A barra 848 teve resultados semelhantes. A barra 890, perto de um transformador de 24,9 kV para 2,4 kV, mostrou correntes mais altas, com 419 A na fase 2 e 399 A nas fases 1 e 3, com X/R de 0,9. A barra 810, monofásica, registrou 418 A na fase 2, com X/R de 1,5. As barras 864 e 822 apresentaram correntes de 137 A e 148 A, com X/R de 0,8 (ver Fig. 3–(a) e Fig. 3–(b)).

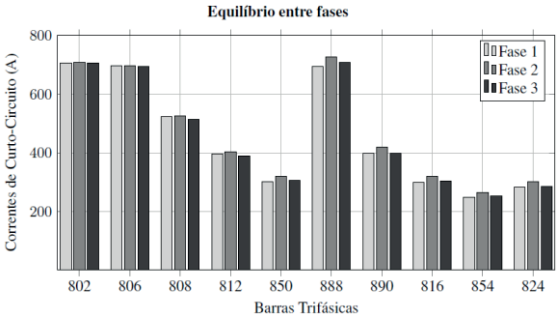


Fig. 3–(a). Comparação Barras Trifásicas

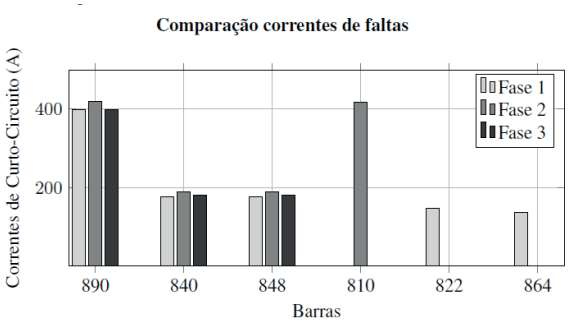


Fig. 3–(b). Correntes CC nas barras dos VEs

Os resultados indicam que as correntes de curto-circuito são maiores perto da fonte e diminuem com a distância, refletindo o aumento da impedância. Além disso, foi observado um leve desequilíbrio entre as fases, comum em sistemas de distribuição, o que pode impactar o controle de curtos e a estabilidade do sistema (TABELA IV).

TABELA IV. Barras dos VEs

Barra	Fase 1	Fase 1 (A)	X/R (1)	Fase 2	Fase 2 (A)	X/R (2)	Fase 3	Fase 3 (A)	X/R (3)
840	1	177	0,7	2	190	0,8	3	181	0,8
848	1	177	0,7	2	190	0,8	3	181	0,7
890	1	399	0,8	2	419	0,9	3	399	0,9
810	2	418	1,5	0	0	0	0	0	0
822	1	148	0,8	0	0	0	0	0	0
864	1	137	0,8	0	0	0	0	0	0

5.2 Análise de Simulação de Faltas Trifásicas no Cenário 2

O estudo será realizado em duas etapas principais para investigar as faltas trifásicas no sistema. Na primeira etapa, o foco será na avaliação das correntes de curto-circuito, analisando o impacto das falhas nas correntes

ao longo das diversas barras do sistema. Na segunda fase, o estudo examinará a relação entre a reatância e a resistência (X/R), proporcionando uma compreensão mais detalhada dos efeitos das faltas e de como o sistema reage a essas ocorrências.

5.2.1 Análise de Correntes de Falta nas Barras Tronco do Sistema e com VEs Carregando

A análise das correntes de curto-circuito nas barras do sistema IEEE 34 revelou comportamentos distintos entre as barras tronco e aquelas com veículos elétricos (VEs) conectados. Nas barras tronco, como mostrado na Tabela V, as variações percentuais foram pequenas, destacando a estabilidade e robustez do sistema. A barra SB manteve correntes quase constantes, enquanto as barras 800 e 802 apresentaram leves reduções no Cenário 2, refletindo o impacto de alterações na carga. Por outro lado, as barras com VEs conectados demonstraram variações mais expressivas. A barra 810 teve uma variação mínima (-2,15% na Fase 2), mostrando estabilidade, enquanto as barras 840 e 848 apresentaram quedas mais acentuadas de até -13,16%. A barra 890 teve as maiores variações, com reduções de até -37,34% na Fase 1 e -28,88% na Fase 2, refletindo o impacto da carga adicional dos VEs. A barra 822 teve uma redução de -10,81% na Fase 1, e a barra 864 registrou um aumento de +8,03%. Barras distantes da fonte, como 840, 848 e 890, mostraram variações mais expressivas, enquanto barras mais próximas, como 802, 806, 810 e 808, mantiveram maior estabilidade (Tabela VI).

TABELA V. Barras Tronco Cenários 1 e 2

Barra	Fase	Corrente Cenário 1 (A)	Corrente Cenário 2 (A)	Variação %
SB	1	15814	15813	-0.006%
SB	2	15814	15812	-0.012%
SB	3	15814	15813	-0.006%
800	1	725	725	0.00%
800	2	726	718	-1.10%
800	3	726	722	-0.55%
802	1	707	707	0.00%
802	2	708	700	-1.12%
802	3	707	703	-0.56%
806	1	696	696	0.00%
806	2	697	688	-1.29%
806	3	695	690	-0.72%

TABELA VI. Barras com VEs Cenários 1 e 2.

Barra	Fase	Corrente Cenário 1 (A)	Corrente Cenário 2 (A)	Variação %
810	2	418	409	-2.15%
840	1	177	162	-8.47%
840	2	190	165	-13.15%
840	3	181	165	-8.34%
848	1	177	162	-8.47%
848	2	190	165	-13.16%
848	3	181	166	-8.29%
890	1	399	250	-37.34%
890	2	419	298	-28.88%
890	3	399	307	-23.06%
822	1	148	131	-11.49%
864	1	137	148	8.03%

5.2.2 Análise comparativa da relação X/R no Cenário 1 e 2

A análise do parâmetro X/R revela variações significativas entre os Cenários 1 e 2, como mostrado nas Fig. 4–(a) e Fig. 4–(b). No Cenário 1, as maiores relações X/R foram observadas nas barras mais próximas à fonte, como SB e 800, indicando maior impedância reativa (ver Fig. 4–(a) e Fig. 4–(b)).

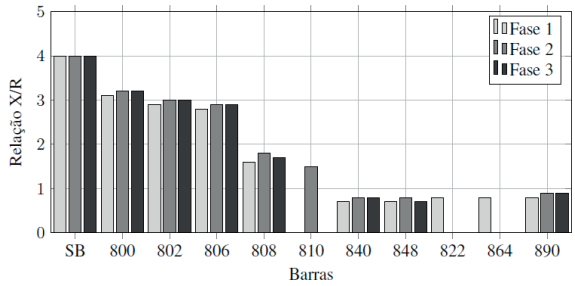


Fig. 4–(a). Cenário 1 - Relação X/R

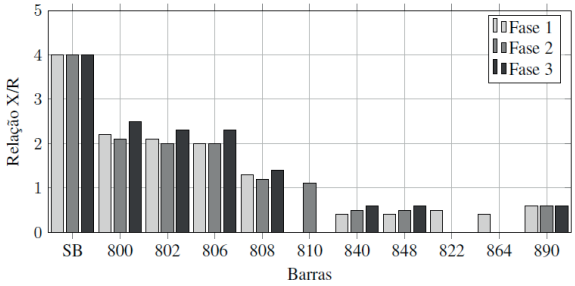


Fig. 4–(b). Cenário 2 - Relação X/R

No Cenário 2, com a carga dos veículos elétricos (VEs), a relação X/R diminui progressivamente nas barras mais distantes da fonte, exceto na barra 890, que tem um transformador a montante. As variações entre as Fases 1 e 2 refletem a distribuição desigual dos VEs, destacando a importância de considerar essa configuração para avaliar a estabilidade do sistema. A barra SB manteve estabilidade, enquanto a barra 864 apresentou uma redução de 50% na Fase 1. Essas mudanças indicam a necessidade de ajustes nos sistemas de proteção para garantir segurança e eficiência, especialmente com a inserção de VEs.

5.3 Análise de Simulação de Faltas Trifásicas no Cenário 3

No Cenário 3, o estudo analisará inicialmente as correntes de curto-circuito nas barras principais e onde os VEs estão conectados. Após isso, será investigada a relação X/R para entender melhor as características das falhas.

5.3.1 Análise de Correntes de Falta nas Barras Tronco

A Tabela VII apresenta as correntes de faltas trifásicas entre os Cenários 1 e 3. Na barra SB, as variações foram mínimas, indicando que a injeção de potência dos veículos elétricos (VEs) não impactou significativamente as correntes de curto-circuito. Na barra 800, a fase 2 teve um aumento de 55,37%, refletindo a sensibilidade da barra às mudanças causadas pela geração distribuída. A barra 802 teve variações de 58,55% na Fase 2 devido à injeção de potência na barra 810, enquanto a barra 806 registrou variações de 60,40% na mesma fase. As barras 800, 802 e 806 mostraram maior sensibilidade à injeção de potência dos VEs, sugerindo a necessidade de reforço na infraestrutura, enquanto a barra SB, próxima à fonte, permaneceu mais estável. A Tabela VIII mostra da relação X/R nos Cenários 1 e 3 revelou que a barra SB, próxima à subestação, manteve estabilidade devido à menor variação de impedância. A barra 800 apresentou redução no X/R na Fase 1 e pequenas variações na Fase 3, enquanto a barra 808 registrou uma variação expressiva de 44,44% na Fase 2, influenciada pela injeção de potência da barra 810. As barras com VEs, como 810, 840, 848, 890, 822 e 864, tiveram variações significativas, refletindo o impacto direto da injeção de potência no aumento da reatância e no perfil de impedância do sistema (Tabela VII e VIII).

TABELA VII. Barras Tronco Cenários 1 e 3.

Barra	Fase	Corrente Cenário 1 (A)	Corrente Cenário 3 (A)	Variação %
840	1	177	1024	478.53%
840	2	190	820	331.58%
840	3	181	718	296.13%
848	1	177	1020	476.27%
848	2	190	819	331.05%
848	3	181	717	296.13%
890	1	399	2225	457.14%
890	2	419	2368	465.87%
890	3	399	2120	431.58%
810	2	418	924	121.05%
822	1	148	649	338.51%
864	1	137	1092	697.81%

TABELA VIII. Comparação X/R dos Cenário 1 e 3.

Barra	X/R (C1) Fase 1	X/R (C3) Fase 1	Var %	X/R (C1) Fase 2	X/R (C3) Fase 2	Var %	X/R (C1) Fase 3	X/R (C3) Fase 3	Var %
SB	4.0	4.0	0.00%	4.0	4.0	0.00%	4.0	4.0	0.00%
800	3.1	2.6	-16.13%	3.2	3.2	0.00%	3.2	3.1	-3.13%
802	2.9	2.4	-17.24%	3.0	3.1	3.33%	3.0	2.9	-3.33%
806	2.8	2.3	-17.86%	2.9	3.0	3.44%	2.9	2.8	-3.45%
808	1.6	1.6	0.0%	1.8	2.6	44.44%	1.7	1.8	5.88%
810	-	-	-	1.5	2.5	66.66%	-	-	-
840	0.7	2.0	185.71%	0.8	1.8	125.00%	0.8	2.0	150.00%
848	0.7	2.0	185.71%	0.8	1.8	125.00%	0.7	1.9	171.43%
890	0.8	3.0	275.00%	0.9	3.5	288.89%	0.9	3.2	255.56%
822	0.8	2.1	162.50%	-	-	-	-	-	-
864	0.8	2.7	237.50%	-	-	-	-	-	-

5.3.2 Análise de correntes de falta nas barras com VEs injetando

A Tabela VII mostra a comparação entre os Cenários 1 e 3, destacando o impacto da injeção de energia dos veículos elétricos (VEs). Na barra 840, as correntes de falta aumentaram em todas as fases, evidenciando sua vulnerabilidade à injeção de potência. A barra 848 teve um comportamento similar, com aumentos nas correntes, apesar de sua posição distante na rede. A barra 890 teve os maiores aumentos absolutos, devido à sua operação em 4.160 kV, a menor tensão do sistema. A barra 810 apresentou aumentos menores, enquanto a barra 822 mostrou um aumento expressivo, apesar de ser menor em termos absolutos. A barra 864, a mais distante, registrou a maior variação percentual, com um aumento substancial nas correntes devido à injeção de 965,27 kVA no Cenário 3.

6 CONCLUSÕES

Este estudo realizou uma análise detalhada sobre as falhas trifásicas no sistema de distribuição IEEE 34 barras, considerando a presença de carregadores de veículos elétricos (VEs). O foco foi entender como esses dispositivos impactam as correntes de curto-circuito, crucial para a segurança e operação de redes de energia elétrica. A análise dos parâmetros do sistema IEEE 34 barras, com suporte do software OpenDSS, permitiu simulações precisas dos cenários propostos. Os estudos anteriores de [1] e [2] serviram como base para a seleção dos cenários mais relevantes, permitindo comparações com os resultados de simulações envolvendo carregadores de VEs em diferentes modos de operação. No cenário 1, sem a presença de veículos elétricos (VEs), as correntes de falta trifásicas foram típicas, com a maior corrente registrada na barra 890 (419 A). Este cenário serve como base para comparações. No cenário 2, com 78% dos VEs carregando, as correntes de falta diminuíram significativamente, especialmente na barra 890, onde a corrente caiu para 298 A (redução de 28,88%). Essa redução, embora natural devido ao aumento da resistência, pode comprometer a detecção de falhas, afetando a segurança da rede. No cenário 3, com 78% dos VEs injetando energia de volta, as correntes aumentaram drasticamente, alcançando 2368 A. Isso mostra como a injeção de potência pode complicar o gerenciamento de falhas, com variações significativas no parâmetro X/R e aumento das

tensões nas fases não afetadas. Esses resultados indicam a necessidade de ajustes nos sistemas de proteção e monitoramento, especialmente com alta penetração de VEs.

7 REFERÊNCIAS

[1] B.C.S. Souza, Estudo do Impacto dos Carregadores de Veículos Elétricos Durante o Período da Madrugada no Sistema de Distribuição IEEE 34 Barras, Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Centro Universitário Dinâmica das Cataratas – UDC (2022).

[2] J.S. Barros, Avaliação de impactos da recarga de veículos elétricos nos sistemas de distribuição IEEE 34 barras, Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Centro Universitário Dinâmica das Cataratas - UDC (2021).

[3] B.C.S. Souza, Estudo do Impacto dos Carregadores de Veículos Elétricos Durante o Período da Madrugada no Sistema de Distribuição IEEE 34 Barras, Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Centro Universitário Dinâmica das Cataratas – UDC (2022).

[4] N. Kagan, C.C.B. De Oliveira, E.J. Robba, Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica, Editora Blucher, 2021.

[5] K.C.H. DE FREITAS, Viabilidade da implantação de estações de abastecimento de veículos elétricos em edificações existentes, Trabalho de Conclusão de Curso (Pós-graduação) – Escola politécnica da universidade de São Paulo (2021).

[6] T. Calçado, Estudo preliminar de implantação de estações de recarga de veículos elétricos no centro de tecnologia da ufrj, Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ.

[7] J. Larminie, J. Lowry, Electric vehicle technology explained, John Wiley & Sons, 2012.

[8] C. Doppstadt, A. Koberstein, D. Vigo, The hybrid electric vehicle–traveling salesman problem, European Journal of Operational Research 253 (3) (2016) 825–842.

[9] E. FGV, carros elétricos, https://repositorio.fgv.br/server/api/core/bitstreams/46244531-8932-42e2-8bf7-91caccfccc7e/content, acesso em: 27 mar. de 2024 (2017).

[10] R. Raff, V. Golub, D. Pelin, D. Topi´c, Overview of charging modes and connectors for the electric vehicles, in: 2019 7th International Youth Conference on Energy (IYCE), IEEE, 2019, pp. 1–6.

[11] O. Marcincin, Z. Medvec, Active charging stations for electric cars, in: 2015 16th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE), IEEE, 2015, pp. 444–447.

[12] O. Brajterman, Introdução de veículos elétricos e impactos sobre o setor energético brasileiro, Rio de Janeiro-RJ: Universidade Federal do Rio de Janeiro-UFRJ.

[13] V.A. Garcia Osorio, Carregamento ótimo de veículos elétricos considerando as restrições das redes de distribuição de média tensão, M.Sc. Thesis, Universidade Estadual Paulista – UNESP (2013).

[14] F. Tosin, W.T. Kuroda, A introdução do veículo elétrico na matriz elétrica brasileira: situação atual e projeções, Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná (2019).

[15] F. De Mello, Proteção de sistemas elétricos de potência, Centrais Eletricas Brasileiras, 1983.

[16] P.F.R.B. André Dias, João Gabriel Lopes, Veículos Elétricos: Tecnologia, Mercado e Políticas Públicas, Editora Blucher, 2018.

[17] W.H. Kersting, Radial distribution test feeders, IEEE Transactions on Power Systems 6 (3) (1991) 975–985.

[18] E.d. Araujo, Identificação de causas de falhas em sistemas de distribuição usando o processo analítico hierárquico–ahp, M.Sc. Thesis, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul (2010).

[19] J.J. Grainger, W.D. Stevenson, Análisis de sistemas de potência, Polar 30 (1996) 30j.

[20] D. Montenegro, R. Dugan, Opendss and opendss-pm open-source libraries for ni labview, in: 2017 IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA), IEEE, 2017, pp. 1–5.,

Comité de Estudios C6 – Sistemas de Distribución de Activos y Recursos Energéticos Distribuidos

INTEGRACIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN E IMPACTO SOBRE EL SISTEMA INTERCONECTADO EN 132 KV DE LA PROVINCIA DE MISIONES – ARGENTINA

M.O. OLIVEIRA*
Facultad de Ingeniería-UNaM
Argentina
mario.oliveira@fio.unam.edu.ar

C.N. WAGNER
Facultad de Ingeniería-UNaM
Argentina
christianwagnersturtz@gmail.com

M.N. TENASCHUCK
Facultad de Ingeniería-UNaM
Argentina
matitenaschuk@gmail.com

L.A. REYNOSO
Facultad de Ingeniería-UNaM
Argentina
reynoso19942014@gmail.com

Resumen *– En este trabajo se presenta un análisis del impacto técnico provocado sobre el Sistema Eléctrico Interconectado en 132 kV de la provincia de Misiones – Argentina, debido a la inserción de Vehículos Eléctricos (VE) en redes de distribución en Media Tensión. Para el análisis se consideró un crecimiento lineal para la demanda de energía eléctrica y exponencial para la inserción de VE con un horizonte de proyección de hasta el año 2030. Se analizaron diferentes patrones de carga de VE, que aplicadas al sistema en estudio permite realizar simulaciones de flujo de potencia mediante software específico. Los resultados obtenidos demuestran que las limitaciones de la red eléctrica se presentan a corto plazo y se reflejan como sobrecargas en líneas y sobre y subtensiones en barras. En este sentido, queda en evidencia la necesidad de implementación de soluciones técnicas tanto para el funcionamiento correcto de la red eléctrica como para el desarrollo e instalación de puntos de recarga, ya que, la inserción de VE al sistema interconectado es una realidad que tiene tendencia creciente. Por ello, en este trabajo se proponen algunas soluciones a los problemas encontrados.*

Palabras clave: Proyección – Demanda eléctrica – Sistema interconectado provincial – Vehículo eléctrico – Red de distribución – Integración.

1 INTRODUCCIÓN

Un gran porcentaje de la demanda energética mundial es atribuida a la necesidad de traslado y movimiento de las personas [1]. Las personas utilizan vehículos para su desplazamiento, y dichos vehículos utilizan Motores de Combustión Interna (MCI) que transforman energía química en energía mecánica a través de la combustión de combustibles derivados del petróleo.

El avance tecnológico mundial busca optimizar procesos y recursos, como así también reducir el impacto ambiental que recibe el planeta. En este sentido, el desarrollo de Vehículos Eléctricos (VE) como medio de transporte, apunta al reemplazo total o parcial de vehículos tradicionales de MCI [2]. Los VE funcionan mediante la transformación de energía eléctrica en energía mecánica, y dicha energía eléctrica se toma de los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica (SDEE) sometiéndolos a un crecimiento de demanda para la cual deben estar preparados. Por otro lado, mediante la combinación de motores eléctricos y MCI, se logra la disminución de contaminación ambiental ya que se implementan normas más rígidas en lo que respecta a la regulación de dichos vehículos.

La llegada de VE a la provincia de Misiones, Argentina, es un hecho actual y no es erróneo pensar en un crecimiento exponencial de la demanda eléctrica de estos vehículos en un horizonte de mediano plazo. Los procesos para comenzar la construcción de obras de Sistemas de Transmisión de Energía Eléctrica (STDE) y de SDEE son muy lentos, y llevan a que cuando estas obras se terminan, son necesarias nuevas modificaciones

* www.fio.unam.edu.ar, J. M. de Rosas 325, Oberá, Misiones, Argentina – mario.oliveira@fio.unam.edu.ar

para atender la demanda creciente. Los diferentes escenarios de demanda pueden ser modelados y simulados año a año para su estudio y prever así de antemano los posibles impactos técnicos sobre el sistema eléctrico. La importancia de este tipo de estudios es fundamental para planificar la expansión de los STDE y SDEE, ya que proporciona información respecto a la naturaleza del Sistema Interconectado Provincial (SIP), como ser el tipo de respuesta ante posibles fallas o ante el crecimiento de la demanda.
Por tal motivo, este trabajo tiene como objetivo realizar un estudio relacionado al impacto que representan los VE sobre el SIP en 132 kV, debido a su inserción en redes de distribución. En el análisis se consideró un horizonte de estudio hasta el año 2030 con proyecciones de crecimiento lineal para la demanda eléctrica provincial y crecimiento exponencial para la inserción del VE al sistema eléctrico. Los resultados obtenidos permiten proponer alternativas de solución que mejoran las condiciones operacionales del SIP.

1.1 Movilidad Eléctrica

Conocer con exactitud el parque automotor nacional es una cifra difícil de estimar, ya que diariamente entran en circulación nuevos vehículos y otros pasan a estado de indisponibilidad. Sin embargo, la Asociación de Fábricas Argentinas de Componentes (AFAC) realiza periódicamente un censo de vehículos con MCI con la finalidad de establecer de forma estimada las cantidades de producción de repuestos. Según un informe de AFAC, a finales del año 2023 la flota circulante en Argentina fue de 15.299.751 unidades, incluyendo vehículos livianos, pesados y automóviles, lo cual representa un incremento del 1,46% con relación al año anterior [3]. En el mismo informe se detalla la distribución de la flota por provincia, donde la provincia de Misiones contaba con el 1,9% del parque nacional, es decir, un valor aproximado de 290.695 vehículos.
Con respecto al parque automotor nacional de VE y Vehículos Híbridos[1] (VH), se patentaron durante el segundo trimestre de 2024, 3.672 unidades de vehículos de este tipo. Esa cifra es 45,8% más alta que la del mismo trimestre en 2023 y 47,1% más alta que la del primer trimestre del año 2024. En el acumulado para el semestre de 2024, los patentamientos alcanzaron las 6.169 unidades, eso es 32,7% más que durante los mismos 6 meses de 2023 [4].
A nivel internacional se conoce que en 2021 circulaban alrededor de 5.100.000 unidades de VE, donde el 45% se encuentra en China, un 25% circulando en Europa y otro 22% en EEUU. Las previsiones de este informe apuntan a que en 2030 las ventas mundiales de coches eléctricos, con batería e híbridos enchufables, alcanzarían los 22 millones [5].

1.1.1 Tipos de VE

Los VE son aquellos vehículos que logran su movimiento mediante la utilización de motores eléctricos como fuente de propulsión, por lo cual, podemos decir que los VE utilizan la energía eléctrica como combustible.
Los VE pueden agruparse en los siguientes tipos: Vehículo Eléctrico Híbrido (VEH), Vehículo Eléctrico Híbrido Plug-in (PHEV), Vehículo Eléctrico a Batería (BEV) y Vehículo Eléctrico a Célula de Combustible (FCEV). Las baterías de los VE del tipo BEV y PHEV son cargadas a través de una conexión con la Red Eléctrica de Distribución y son los que impactan directamente sobre los SDEE [6].

1.1.2 Modos de Carga

Cada modelo de VE posee un modo de carga eléctrica recomendado por el fabricante, pero no es exclusivo, es decir, que un VE puede adaptarse a los diferentes métodos de carga. También, los fabricantes de VE se adaptan a las especificaciones técnicas definidas en cada país o regiones del mundo. Estos modos de carga se diferencian básicamente por el nivel de potencia y corriente que entregan en los puntos de recarga y por los distintos conectores que se requiere en función a dicha potencia.
La Asociación Electrotécnica Argentina (AEA), a través de la Reglamentación AEA 90364 – Parte 7: Sección 722 [7], define los requisitos particulares que se deben aplicar a circuitos destinados a suministrar energía a VE desde SDEE y circuitos destinados a devolver energía a los SDEE desde los VE. Esta normativa define cinco modos de carga para los VE, los cuales se resumen en la Tabla I.
En términos generales, el modo de carga es definido teniendo en cuenta las corrientes, tensiones, funciones de protección y características particulares con las que se realiza el proceso. Esto definirá los tiempos de carga de un VE, los cuales pueden clasificarse como: carga lenta, carga normal, carga semirápida y carga rápida.

[1] Son aquellos vehículos que combinan un MCI con otro eléctrico.

TABLA I. MODOS DE CARGA PARA VE [7]

Modo	Permitido en Argentina	Fases	Corriente	Tipo de Conexión con la Red Eléctrica	Tipo de Tomacorriente	Tipo de Inmueble
0	Si	Monofásico	Hasta 10 A	Cargador externo, entrega DC al VE	IRAM 2071 [8]	Cualquier inmueble
1	No[2]	Monofásico o Trifásico	-	Conexión directa entre la red eléctrica y VE.	-	-
2	Si	Monofásico o Trifásico	Hasta 10 A	Conexión indirecta entre la red eléctrica y VE.	IRAM 2071 [8]	Cualquier inmueble
3	Si	Monofásico o Trifásico	16 A, 32 A, 63 A	Conexión a través de un cargador dedicado ECVE[3] que entrega AC	Estación de carga con circuito de uso específico	Domicilios, Comercios, Vía Pública
4	Si	Monofásico o Trifásico	Sin limitación (300 A DC)	Conexión a través de un cargador dedicado ECVE que entrega DC	Estación de carga con circuito de uso específico	Electrolineras y Centros Comerciales

1.1.3 Infraestructura de Recarga

Los vehículos eléctricos (VE) necesitan energía para recargar sus baterías. Para esto, disponen de puntos de recarga o estaciones de carga (electrolineras). La infraestructura de recarga varía según el modo de carga. Los modos rápidos requieren corriente continua (DC) y alta potencia.

Algunos puntos de recarga usan generación distribuida o micro-generación conectada a la red, como paneles solares, generadores eólicos u otras formas sustentables. Los paneles solares son los más comunes, aprovechando grandes áreas cubiertas en estacionamientos o centros comerciales [9].

La mayoría de los VE realizan su recarga en entornos domiciliarios, correspondiendo a un modo de recarga lenta. Sin embargo, también es posible encontrar estaciones de carga distribuidas por el país, junto a estaciones de servicio convencionales, en grandes centros comerciales o en puntos estratégicos [10]. Estos puntos de recarga a nivel nacional funcionan con alimentación directa de la red eléctrica, actuando como una carga para el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

2 MATERIALES Y METODOS

2.1 Proyección de VE vs. Vehículos con MCI

Para realizar la proyección de crecimiento de VE, se consideró la cantidad de VE existente en la ciudad de Oberá, Misiones, Argentina, donde se contabilizaron cuatro VE. Se considera como criterio de proyección que la cantidad de VE está directamente relacionada con la densidad de población, por lo cual, tomando a Oberá como referencia, podemos calcular la cantidad de VE por habitante en las demás ciudades de la provincia de Misiones. Para ello, se tomaron datos del censo realizado en el año 2022 [11], y posteriormente se realizó una proyección de crecimiento hasta el año 2030. Una vez conocida la cantidad de habitantes por ciudad, se estima la cantidad de VE por habitante para cada una de las Estaciones Transformadoras (EETT) de la provincia de Misiones. Posteriormente, se realiza una previsión de inserción de VE al parque automotor de la provincia, considerando un aumento del 2% interanual de vehículos con MCI [12]. La Fig. 1 presenta un grafico comparativo con las proyecciones de inserción al parque automotor para cada tipo de vehículo.

2.2 Proyección de Carga en el SIP

Con información del crecimiento de demanda de años anteriores de las 14 EETT del SIP, se realizó una proyección de demanda para cada ET, con lo cual haciendo la media de los valores se llega al valor provincial. En el año 2019 la demanda media en la provincia fue de 500,37 MW pasando a 528,39 MW en el 2020, lo que representa un incremento interanual del 5,6%. Este valor se utilizó en este trabajo para representar el crecimiento hasta el año 2030 [13]. La Fig. 2 representa la proyección de crecimiento de la demanda de potencia para el SIP hasta el horizonte de 2030.

[2] Este modo no posee seguridad intrínseca, por lo tanto, está prohibido en la República Argentina [7].
[3] ECVE: Estación de Carga de Vehículo Eléctrico

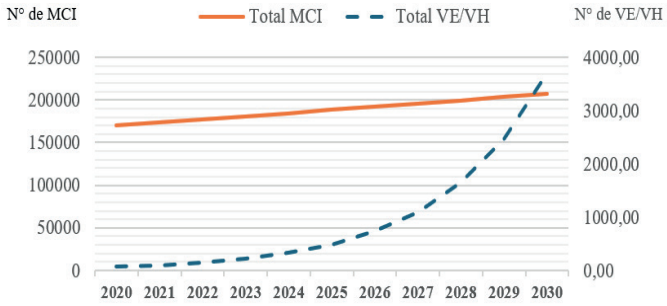


Fig. 1. Inserción de VE/VH y vehículos MCI al parque automotor misionero.

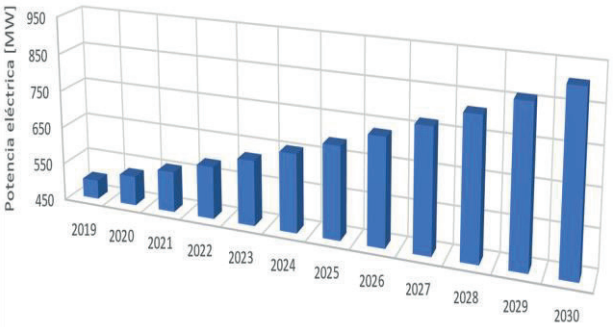


Fig. 2. Proyección del crecimiento de demanda de potencia en la provincia de Misiones.

2.3 Modelación del SIP considerando VE

El SIP en 132 kV se modela mediante software específico [14], interconectando bloques representativos de elementos de la red y cargando información relacionada a EETT, líneas de transmisión (LAT), generadores, etc. En el modelo inicial se contemplan las obras de expansión del Plan Federal para el NEA[4] descritas en la Tabla II, tomando como punto de partida el estado del SIP para el 2024, con pico en la estación de verano.

TABLA II. PROYECTOS DE EXPANSIÓN CONSIDERADOS EN EL MODELO INICIAL

Año	Características de las Obras Modeladas
2019	Finalización de obras en LAT 132kV interconexión EETT Roca – Oberá II y EETT Roca – Tres Esquinas
2020	Finalización segunda terna LAT 132kV interconexión EETT Roca – Puerto Mineral
2021	Finalización de obras en LAT 132kV tramo EETT L. N. Alem – Oberá II

Para realizar las simulaciones con los límites que se deben respetar según el ente regulador de Argentina, se toma en cuenta que [15]:

- cada generador debe entregar hasta el 90% de su límite de potencia reactiva.
- cada generador debe entregar en forma transitoria el 100% de su potencia reactiva, respetando la curva de capacidad otorgada por el generador (agente del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)).
- mantener en las barras la tensión dentro de los límites del ±5%, bajo responsabilidad del transportista.

En este trabajo se presentan los resultados que considera el método de carga semirápida (Modo 3, 63A), el cual se puede dar en distintos puntos de una ciudad. La misma toma en consideración que el 30% del total de VE por ET se cargan al mismo tiempo en el modelo de estudio, representando una carga de 24kW por cada VE. El VE se modela en el SIP como una carga activa y constante, dada la viabilidad para análisis de redes eléctricas y la simplicidad del modelo. Por otro lado, los cargadores de los VE cuentan con corrector de factor de potencia a la unidad con lo cual considerar la carga como activa pura es correcto. Si se desea un modelo más detallado, se recomienda analizar el SIP con varios modelos matemáticos de VE [16 – 18].

3 SIMULACIONES

Las simulaciones que se presentan en este documento son un resumen y abarcan el análisis del estado actual (2024) y del estado del SIP para un horizonte de proyección de 6 años (2030), con y sin integración de VE. No obstante, las obras de ampliación propuestas para el SIP consideran las proyecciones de demanda analizadas año a año desde 2024.

3.1 Estado Actual del SIP sin Integración de VE

El primer escenario analizado es el correspondiente al estado actual del SIP (año 2024) considerando las obras de ampliación presentadas en la Tabla II y sin considerar la demanda de potencia de VE. En este escenario no se evidencian problemas en el SIP estando dentro de los límites establecidos por el ente regulador [15].

[4] Nordeste Argentino

3.2 Estado Actual del SIP Considerando Integración de VE hasta 2024

Este escenario corresponde al estado actual del SIP (año 2024) considerando la demanda de potencia debido a la integración de VE. Como observación general se evidencian los siguientes problemas: a) Subtensión mayor al 5% barra Tres Esquinas; b) Generador de ET Tres Esquinas al 100% de potencia activa y potencia reactiva; c) Generador de ET Posadas al 100% de potencia activa y potencia reactiva; d) Línea San Isidro-Posadas Centro sobrecargada al 108%. La Fig. 3, 4 y 5 muestran a través de un modelo reducido estos impactos técnicos sobre el SIP.

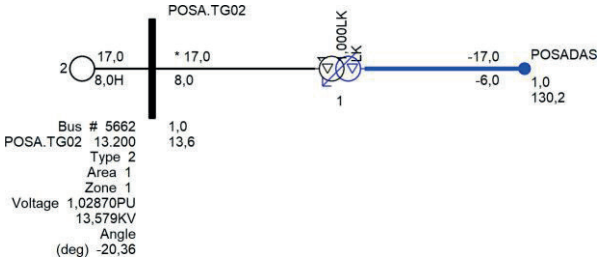


Fig. 3. Modelo reducido barra Posadas y barra de Generación.

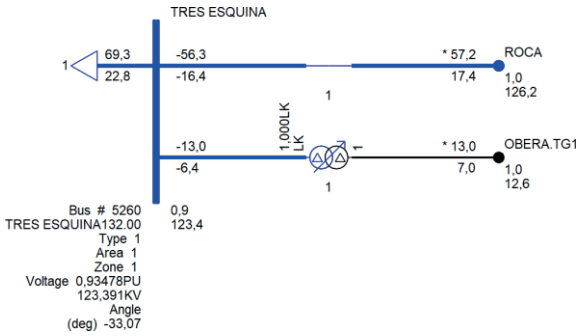


Fig. 4. Modelo reducido barra Tres Esquinas.

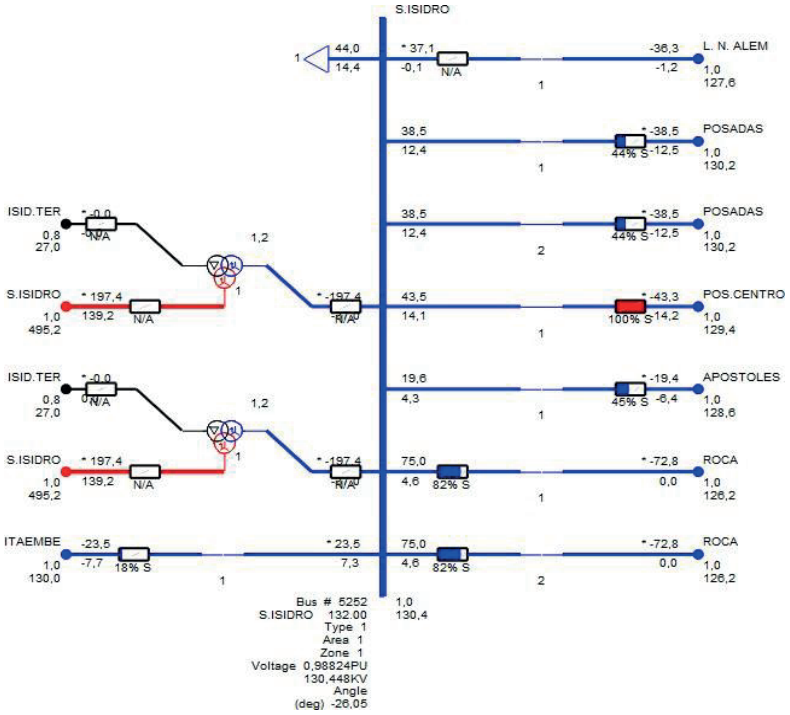


Fig. 5. Modelo reducido de la barra San Isidro.

3.3 Estado del SIP para una Proyección de Demanda con Integración del 75% de VE hasta 2030

Este escenario contempla el horizonte de proyección de demanda propio del SIP hasta el año 2030 considerando además una integración del 75% de la demanda de VE por ET. No se modelan obras de ampliación en el SIP. En este escenario, se detectan algunos problemas que demandan la realización de obras de ampliación para mejorar el estado operacional de la red eléctrica de la provincia. Los principales impactos técnicos observados son: a) Sobretensión mayor al 5% en barras P. Piray, Urugua-í, Iguazú, Wanda, A. del Valle, El Dorado, L. N. Alem; b) Subtensión mayor al 5% barra Apóstoles; c) Generador de ET Tres Esquinas al 100% de potencia activa y reactiva; d) Generador de ET Posadas al 100% de potencia activa y reactiva; e) Generador de ET A. del Valle al 100% de potencia activa y reactiva; f) Generador de ET P. Piray al 100% de

potencia activa y reactiva. La Fig. 6 y 7 muestran en detalle estos impactos técnicos sobre el SIP en el modelo utilizado para el análisis.

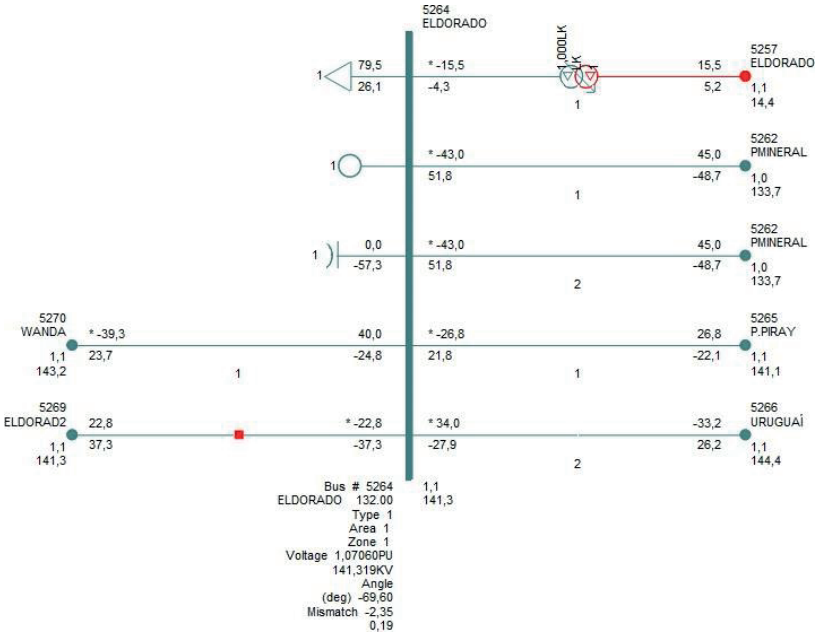


Fig. 6. Modelo reducido de la barra Eldorado.

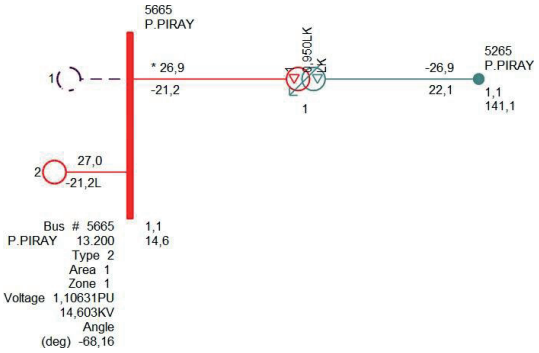


Fig. 7. Modelo reducido de la barra P. Piray.

3.4 Estado del SIP para una Proyección de Demanda con Integración del 100% de VE hasta 2030

Este escenario contempla el horizonte de proyección de demanda propio del SIP hasta el año 2030 considerando además una integración del 100% de la demanda de VE por ET, sin obras de ampliación en el SIP. En esta condición, a los problemas presentados en la sección 3.3 se suma una sobrecarga en la LAT tramo San Isidro – Roca del 108%.

4 ANALISIS DE RESULTADOS

4.1 Implementación de Alternativas de Solución

Los diferentes escenarios de carga que no contemplaron en la simulación las obras de ampliación del SIP muestran que el mismo presenta problemas operacionales a corto plazo. El crecimiento constante de la demanda de energía en cada una de las 14 EETT acelera la necesidad de inversión y actualización de las redes de transmisión en la provincia. Por tal motivo se visualiza que a corto plazo y aún sin considerar la inserción de VE al SIP el mismo se encuentra sobrecargado. Sin embargo, se debe considerar el constante crecimiento de uso de VE y el aumento "exponencial" de demanda de energía que este podría demandar del SIP. Ante este escenario, es importante considerar que las obras de ampliación proyectadas para el SIP podrían tener la necesidad de adelantarse en su ejecución y puesta en operación, a fines de garantizar el correcto abastecimiento de energía eléctrica a los consumidores. Ante los problemas observados en el SIP con una proyección de

demanda al 2030, se modelan en diferentes puntos del SIP las alternativas de solución presentadas en la Tabla III. Cada alternativa planteada tiene un costo asociado, por lo cual, el aspecto económico tendrá un papel fundamental en la toma de decisión de que obra realizar.

TABLA III. ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN GENERALES

Problemática	Alternativas de solución
Sobre o Subtensión en barras	- Modificación de TAP de transformador aguas arriba de la barra - Instalación de banco de capacitores en ET
Generadores entregando 100% de potencia reactiva de forma constante	- Instalación de banco de capacitores
Sobrecarga de Transformadores de Intensidad (TI) de LAT	- Aumentar el alcance de los TI - Construcción de una LAT en paralelo para distribuir la carga

La implementación en el modelo y análisis de las alternativas de solución se realizo año a año iniciando en 2024 hasta 2030. De esta forma se selecciona la mejor alternativa técnico-económica, las cuales se detallan en la Fig. 8, donde se determinada además el año donde la obra debe estar operativa. Vale aclarar que el estudio partió del año 2024 considerando las obras del 2021, 2022 y 2023 ya concluidas.



Fig. 8. Cronograma de obras de ampliación del SIP propuestas para atender la demanda hasta 2030 considerando la integración de VE.

4.2 Impactos Técnicos sobre el STEE y SDEE Debido a la Incorporación Masiva de VE

Como se observó en las simulaciones realizadas, la incorporación masiva de VE tiene varios impactos técnicos sobre los STEE y SDEE, los cuales deben ser analizados y gestionados adecuadamente para garantizar la estabilidad, eficiencia y sostenibilidad del suministro de energía. En términos generales, algunos de los impactos más significativos para este estudio fueron:

- Aumento de la demanda de energía: los VE incrementan la demanda de electricidad, especialmente durante las horas de carga generando picos de demanda en momentos específicos. Este incremento en la demanda requiere una actualización de la infraestructura de subestaciones, transformadores y líneas de transmisión para soportar el flujo adicional de potencia. Por ello, se propone incorporar nuevas LAT en 132 kV al SIP en el año 2028 (Fig. 8).
- Sobrecarga equipos: La alta demanda de carga de VE puede generar picos que sobrecarguen a generadores, transformadores y subestaciones si no se dimensionan adecuadamente. Esto puede reducir su vida útil, aumentando la necesidad de mantenimiento y reemplazo. Este impacto puede generar caídas de tensión, interrupciones en el suministro y mayores costos operativos para las empresas de distribución. Ante esto se propone el aumento de generación y la instalación de banco de capacitores en determinadas EETT (años 2024 al 2030, Fig. 8).

- Generación distribuida y almacenamiento de energía: La carga de VE también puede beneficiar al SDEE si se incorporan tecnologías de generación distribuida o almacenamiento de energía. Entre las propuestas planteadas se tienen un aumento de generación en diferentes puntos del SIP mediante parques solares (años 2027 al 2029, Fig. 8). Además, los VE podrían servir como una fuente de almacenamiento móvil que podría descargar electricidad al SDEE durante picos de demanda o situaciones de emergencia, ayudando a equilibrar la oferta y demanda (este escenario no fue analizado en este trabajo).

4.3 Desafíos para el SIP Debido a la Futura Incorporación Masiva de VE

La incorporación de VE al SIP traerá desafíos a la prestataria de energía. Se mencionan aquí algunos de ellos:

- Problemas de calidad de energía debido a la generación e inyección de armónicos en la red, principalmente durante la carga rápida de VE. Estos deberán ser minimizados y/o eliminados a efectos no provocar interferencias en otros equipos conectados a la red, reducir la vida útil de transformadores y otros componentes, e incluso generar pérdidas adicionales de energía.
- La creciente demanda de carga de VE en momentos específicos puede generar retos para los operadores del SIP en términos de gestión eficiente de la demanda. Si la carga de VE no se distribuye de manera adecuada (por ejemplo, mediante la implementación de sistemas de carga inteligente o controlada), podría haber desajustes entre la generación y el consumo, lo que afectaría la estabilidad de la red.

5 CONCLUSIONES

El análisis de proyección de expansión de un sistema eléctrico de potencia requiere establecer y comprender cualquier comportamiento en tiempo real y previsible del sistema, a fines de brindar suficiente información para poder predecir los distintos eventos que se generan para un crecimiento de la demanda como así también para establecer la respuesta del sistema ante la incorporación de cargas nuevas como es el caso de los VE.
Las estimaciones utilizadas para futuras proyecciones acerca de la demanda de VE en toda la provincia responden a un modelo exponencial en función del aumento poblacional. Esto provoca que la proyección de crecimiento de demanda de energía de los VE deba ser trabajada de manera más precisa para futuros estudios.
La simulación y modelado de los distintos escenarios de estudio, permitió identificar eventos que podrían poner en riesgo y generar inconvenientes futuros para el SIP. Es evidente que en un corto plazo se deberán implementar soluciones con el objetivo de brindar al sistema mayor flexibilidad, menores pérdidas y la capacidad de mejores respuestas ante la incorporación de cargas nuevas como ser la de VE, ya que la misma viene teniendo un crecimiento importante a nivel internacional y es a lo que se proyecta el futuro en cuestiones de movilidad.
La incorporación de VE a los SDEE representa un desafío importante desde el punto de vista técnico por lo cual es sumamente importante cuantificar los impactos, tanto positivos como negativos, que esto conlleva. Sin embargo, también ofrece oportunidades para mejorar la flexibilidad y eficiencia de las redes eléctricas. Para mitigar los impactos negativos y aprovechar los beneficios, es crucial implementar tecnologías avanzadas de control, monitoreo y gestión de la carga, así como realizar inversiones en infraestructura y en la modernización de las redes de distribución.
Si bien existen estudios relacionado a la temática a nivel mundial, es importante analizar los perfiles de consumo en cada ciudad de la provincia de Misiones, Argentina, para poder definir un criterio o metodología que permita establecer con claridad los modos de carga a utilizar en cada nodo del SDEE o bien, adecuar la red eléctrica existente para atender la demanda de recarga de los VE.

6 REFERENCIAS

[1] BADIA, C. F. B. “Energética del hidrogeno. Contexto, Estado Actual y Perspectiva del futuro”. Universidad de Sevilla, marzo de 2005. Online: https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/3823/

[2] El futuro de los autos eléctricos está cada vez más cerca, Julio 13, 2017. Online: https://www.nytimes.com/es/2017/07/13/espanol/autos-electricos-baterias-asequibles.html

[3] AFAC (Asociación de Fábricas Argentinas de Componentes), “Flota Vehicular Circulante en Argentina 2023”, 22 de julio de 2024. Online: https://tiempodeseguros.com.ar/storage/app/media/uploaded-files/AFAC_FLOTA_CIRCULANTE_2023.pdf

[4] SIOMAA Consultora, “Informe Trimestral sobre Electromovilidad”, Julio 2024. Online: https://cdn.motor1.com/pdf-files/electromovilidad-2t-024-20240809-wa0032.pdf

[5] BBVA, ACARA, Argentina, junio 2021. Online: https://www.bbva.com/es/sostenibilidad/mas-de-cinco-millones-de-coches-electricos-circulan-ya-por-todo-el-mundo/

[6] B. Barboza Garcia, “Impactos Técnicos Causados pela Inserção Massiva de Veículos Elétricos: Uma Abordagem Focada em Redes de Média Tensão”, *Dissertação de Mestrado*, PPGEE – UFRGS, 2021, Porto Alegre, Brasil.

[7] “AEA 90364: Reglamentación para la Ejecución de Instalaciones Eléctricas en Inmuebles. Parte 7 – Reglas Particulares para las Instalaciones en Lugares y Locales Especiales, Sección 722: Suministro a Vehículos Eléctricos”, *Asociación Electrotécnica Argentina*, junio 2018.

[8] Norma IRAM 2071:2009, 3° Edición, (2009). “Tomacorrientes Bipolares con Toma de Tierra para uso em Instalaciones Fijas Domiciliarias, de 10 A y 20 A, 250 V de Corriente Alterna”, *Instituto Argentino de Normalización y Certificación – IRAM*. https://www.iram.org.ar/

[9] “Fotolineras, puntos de recarga solar”. Online: https://www.factorenergia.com/es/blog/movilidad-electrica/las-fotolineras-o-puntos-de-recarga-solar-para-el-vehiculo-electrico/

[10] Puntos de recarga en Argentina, Julio 26, 2021. Online: https://www.electromaps.com/puntos-de-recarga/argentina

[11] IPEC – Instituto Provincial de Estadística y Censos, “Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2022”, 2022. Online: https://www.ipec.misiones.gov.ar/poblacion/censo/censo-2022/datos-definitivos-del-censo-nacional-de-poblacion-hogares-y-viviendas-2022/

[12] A. d. F. d. Informe industria de Asociación de Fabrica de Automotores (ADEFA). 6 enero 2021.

[13] ALVEZ C. M, et al. “Estudio y modelado de sistema interconectado provincial”. *Trabajo Final de Grado*. Universidad Nacional de Misiones – Facultad de Ingeniería Oberá. 2019.

[14] PSS-E Xplore (Versión 34.3.2). 2017, Windows. Mumbai - 400030: SIEMENS Industry, Inc.

[15] CAMMESA. “Procedimientos para la programación de la operación, el despacho de carga y el cálculo de precios”. *Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A*. Online: https://portalweb.cammesa.com/procedimientos/wwhelp/wwhimpl/js/html/wwhelp.htm#href=Anexos/ANEXOS.html

[16] Tian H., Tzelepis D., Papadopoulos P. N., "Electric Vehicle Charger Static and Dynamic Modelling for Power System Studies" Energies, no. 7, 1801, pp. 2-16. March 2021. https://doi.org/10.3390/en14071801

[17] Y. Fan, R. Wang, and B. Yan, “Modeling of Residential EV Loads Applicable to Power System Long-term Voltage Stability Analysis”, in *IOP Conf. Series: Materials and Engineering*. IMMAEE 2018.

[18] Haidar A. M. A. and Muttaqi K. M., "Behavioral Characterization of Electric Vehicle Charging Loads in a Distribution Power Grid Through Modeling of Battery Chargers," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 52, no. 1, pp. 483-492, Jan.-Feb. 2016, https://doi.org/10.1109/TIA.2015.2483705

Comité de Estúdios C6 - Sistema de Distribución Activa y Recursos Energéticos Distribuidos

EVALUACIÓN Y APLICACIÓN DE HERRAMIENTAS DE INGENIERÍA MULTIVENDOR PARA PRUEBAS Y CONFIGURACIÓN BAJO EL ESTÁNDAR IEC 61850

Y. MONGES VILLASBOA
Parque tecnológico de Itaipu
Paraguay
yessica.monges@pti.org.py

M. LÓPEZ
Parque tecnológico de Itaipu
Paraguay
mario.lopez@pti.org.py

E. CHAPARRO
Itaipu binacional
Paraguay
cver@itaipu.gov.py

Resumen *– El Parque Tecnológico Itaipu (PTI-Py) ha desarrollado una herramienta para la configuración genérica y multi-vendor de Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs) bajo las regulaciones del estándar IEC 61850, denominada DiGTEM, como una herramienta de apoyo para el análisis y la definición de parámetros de configuración con múltiples propósitos en subestaciones eléctricas de potencia. Con una sólida experiencia en herramientas de ingeniería IEC 61850, a lo largo de su desarrollo, se realizaron múltiples ensayos con distintos softwares de configuración para IED, lo que permitió evaluar su rendimiento y comparativa de uso de cada una de ellas. Esta experiencia práctica ha sido fundamental para identificar las fortalezas y limitaciones de cada herramienta, así como para optimizar la funcionalidad de DiGTEM. La herramienta propuesta también puede transferir archivos SCL a los diferentes IEDs para garantizar la interoperabilidad con el estándar IEC 61850, diferenciándose de otras herramientas al adaptarse a las especificidades de cada Dispositivo Electrónico Inteligente (IED), independientemente del fabricante o modelo. Para una validación preliminar del rendimiento de DiGTEM, se realizaron pruebas y comparaciones de funcionalidades con otras herramientas de Configuración Genérica de IEDs, lo que resalta su versatilidad y eficacia en entornos multivendor.*

Palabras clave: Dispositivos electrónicos Inteligentes, Subestación, automatización, Configuración IEDs.

1 INTRODUCCIÓN

Para la comunicación entre IEDs del mismo fabricante, las herramientas específicas permiten obtener la configuración y realizar pruebas sin dificultad. Sin embargo, estas herramientas pueden presentar dificultades con IEDs de otros fabricantes, lo que obliga a los operadores a utilizar varias herramientas de configuración para proyectos, ajustes y pruebas.

Cuando el software de un proveedor no interpreta correctamente archivos SCD (Substation Configuration Description), se recurre a la edición manual de archivos XML con editores genéricos [1]. Los archivos SSD (System Specification Description) e ICD (IED Capability Description) son esenciales para configurar la subestación y comprender el flujo de datos y funciones de los IEDs [2]. La configuración de un IED puede ser compleja y requiere software especializado para asegurar ajustes precisos. El configurador de IED importará/exportará archivos IEC 61850 y cargará configuraciones en el dispositivo. La compatibilidad de un IED se basa en la disponibilidad de archivos SCL que describen sus capacidades.

Existen varias aplicaciones y dispositivos para configurar y ajustar IEDs, así como para FAT y SAT. Por ejemplo, IEDScout de OMICRON [3], AcSELerator Architect de SEL [4] y DIGSI de SIEMENS [5] son herramientas específicas para distintos IEDs.

* Dirección del autor principal

PTI-Py ha desarrollado DiGTEM, una herramienta que simplifica la configuración de IEDs de diversos fabricantes, facilitando el análisis, verificación y prueba durante FAT y SAT. DiGTEM permite personalizar características IEC 61850 y adaptar configuraciones según las necesidades del proyecto.
DiGTEM presenta resultados preliminares aplicados a cuatro IEDs diferentes de distintos fabricantes, mostrando resultados de mejora preliminares en la gestión y monitoreo en comparación con los configuradores genéricos existentes en el mercado y con otra herramienta de configuración. El modelado de datos basado en el estándar IEC 61850 es esencial para la automatización inteligente de las subestaciones, ya que los métodos tradicionales de modelado manual son lentos y algunos configuradores de IED actuales no son adecuados para ciertas aplicaciones, requiriendo herramientas complementarias para abordar funcionalidades adicionales y complicando la configuración debido a la cantidad de herramientas necesarias para IEDs de diferentes fabricantes.

2 ESCENARIO DE PRUEBA Y CONFIGURACIÓN

Para los escenarios de prueba, se utilizó el equipo disponible en el laboratorio de Sistemas de Automatización y Eléctricos del PTI-Py, que incluye diversos IEDs de distintos fabricantes, como SIEMENS y SEL, así como IEDs fabricados por PTI-PY. El banco de pruebas se muestra esquemáticamente en la Figura 1.

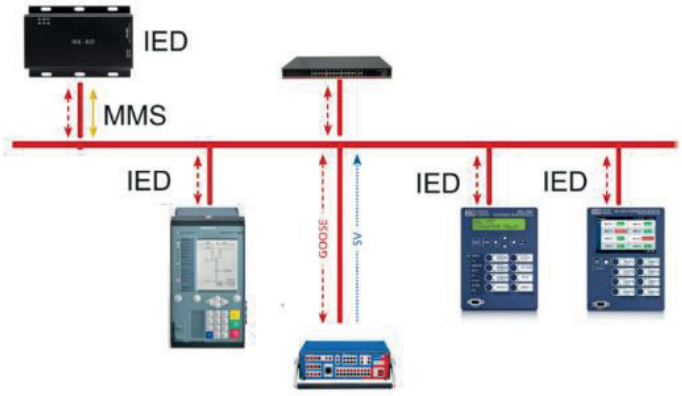


Figura 1. Esquema de conexión de múltiples IEDs de varios fabricantes, como el SIPROTEC 7SL87 de SIEMENS, el SEL-787 y SEL-2411 de SEL, y un IED propietario como el IEDSMG del PTI-PY. Se despliega una red para intercambiar mensajes utilizando los protocolos MMS y GOOSE.

Como se ilustra en la Fig. 1, los IEDs utilizados para probar y validar DiGTEM son: El IED SEL-787, que se utiliza para protección diferencial trifásica en aplicaciones de transformadores; el IED SEL-2411, responsable de funciones básicas de automatización y utilizado para controlar interruptores (CBs) y recibir mediciones/datos de transformadores de corriente (CTs) [4]; y el IED SIPROTEC 7SL87 de SIEMENS, que ofrece protección diferencial y de distancia para aplicaciones de media y alta tensión [9]. Además, se incluye el dispositivo IEDSMG en el esquema, que se utiliza para el monitoreo del gas SF6 en interruptores SF6, un IED diseñado y fabricado por PTI-PY [13]. Finalmente, en el esquema se incluye el equipo de prueba OMICRON CMC 356 [3] utilizado para probar y validar sistemas de protección y control eléctrico.

Este banco de pruebas permite una prueba simple, donde cada IED envía mensajes en la red, desde los IEDs SEL-787, SEL-2411 y 7SL87, utilizando el protocolo de comunicación GOOSE. Estos mensajes son verificados por el señalizador al interruptor (el equipo de prueba OMICRON). Además, el IEDSMG puede enviar mensajes GOOSE y su visualización a través del protocolo MMS [13].

2.1. Configuración de Mensajes GOOSE y MMS

Durante la configuración y verificación de mensajes GOOSE o MMS para IEDs, se usaron herramientas específicas: AcSELerator Architect para equipos SEL [12], DIGSI 4 para SIEMENS [5], y una herramienta genérica de configuración de IEDs [16]. Para validar mensajes GOOSE y configuraciones, se empleó IEDScout de OMICRON [14].

También se realizaron pruebas con DiGTEM, una herramienta en desarrollo diseñada para simplificar el análisis, verificación y configuración de múltiples IEDs. DiGTEM busca convertirse en una herramienta robusta para la configuración, ajuste, FAT, SAT y actualizaciones tecnológicas en el sector eléctrico.

IED	DataSet	Descripción
SEL 787	SEL787_PingPong	PITPIOC1 PRTPTOC1
SEL 2411	SEL2411_PingPong	GGIO.Ind01.stval
IED SMG	STATUS_REPORT_SMG	LLN0.* LPH0.* SIMG0.* SIMG1.*

Tabla I – DataSets que se configurarán durante las pruebas con las diferentes herramientas y se validarán con IEDScout.

Los configuradores genéricos se usan para importar archivos ICD o CID, definir el mapeo GOOSE, y especificar publicadores y suscriptores de mensajes. Se realizan pruebas de mensajes MMS, especialmente con el IEDSMG para monitoreo. Los IEDs SEL y SIEMENS se configuran para asignar bits de GOOSE a funciones de control y protección, con informes y DataSets específicos como el "SEL787_PingPong" y "SEL2411_PingPong". El IEDSMG publica informes de estado a través de MMS con el DataSet "STATUS_REPORT_SMG". Los IEDs SIEMENS se configuran para validar DataSets dinámicos con IEDScout.

La interoperabilidad entre proveedores se analiza programando IEDs para obtener archivos ICD o CID necesarios y utilizando herramientas multivendor para la configuración. Se realiza una prueba con el equipo OMICRON CMC 356 y Wireshark para verificar la correcta publicación de mensajes GOOSE y analizar la red.

2.2. Configuración y análisis con IEDScout

Como se mencionó, se realizaron configuraciones y pruebas en IEDs con IEDScout, un software que facilita la prueba, configuración y análisis de múltiples IEDs [14]. IEDScout escanea la red para extraer archivos CID y verificar configuraciones, además de interceptar mensajes GOOSE para su análisis.

El software permite añadir DataSets dinámicamente, solo temporalmente durante la ejecución, y eliminarlos si son dinámicos. En las pruebas, se crearon y verificaron DataSets como "STATUS_REPORT_SMG" para el IED SMG, y "SEL787_PingPong" y "SEL2411_PingPong" para el SEL 787 y 2411.

IEDScout crea DataSets como instancias persistentes o no persistentes. Las persistentes son visibles para todos los clientes, mientras que las no persistentes solo para el creador. Las pruebas confirmaron que solo IEDs de SIEMENS pueden crear DataSets dinámicos, según el manual de IEDScout [10, 14]. Por otro lado, los DataSets no persistentes solo son visibles para el cliente que los creó, es decir, los DataSets predefinidos, aquellos que están preconfigurados, son visibles para cualquier cliente y no se pueden eliminar utilizando el software proporcionado por OMICRON, un criterio para asegurar la disponibilidad y consistencia de ciertos conjuntos de datos que son críticos para el funcionamiento del sistema. Las pruebas

realizadas han confirmado que para agregar un DataSet es necesario que el servidor soporte "reportes dinámicos", como se describe en el manual de IEDScout [14]. Se ha observado que solo los IED de SIEMENS pueden crear estas instancias, a diferencia de otros fabricantes.

2.3. Configuración de IED a través de DiGTEM

DiGTEM es una herramienta para la configuración de subestaciones inteligentes basada en el estándar IEC 61850, con capacidades de personalización según las necesidades del cliente. La Fig. 2 muestra la pantalla inicial de DiGTEM, que cuenta con:

- Configuración de IED: Permite la personalización de características específicas siguiendo el estándar IEC 61850 según las necesidades del proyecto. Esto incluye la definición de comunicación, el mapeo de datos, la configuración de funciones lógicas, entre otros.
- Exportación y Análisis de Archivos SCL: Asegura que las configuraciones realizadas en los IED cumplan con los requisitos y estándares establecidos por el estándar IEC 61850, garantizando así la interoperabilidad y estandarización en el sistema.
  Simulación: Incluye funcionalidades de simulación de IED junto con sus características, que aún están en fase preliminar, en desarrollo continuo.
- Visualizador SCL: Permite la visualización y el análisis de archivos SCL.
- Descubrimiento de Red: Escanea la red para obtener archivos SCL de los IED.
- Configuraciones de Protección y Control GOOSE: Incluye parámetros de configuración de protección y control, actualmente en desarrollo preliminar.
- Análisis de Conformidad: Permite el análisis de la conformidad con el estándar IEC 61850.

DiGTEM puede transferir archivos SCL (o CID) entre IEDs, garantizando la interoperabilidad con el estándar IEC 61850. Esta capacidad permite adaptar las configuraciones a cada IED, independientemente del fabricante o modelo, y se realiza según los permisos y protocolos establecidos.

Para configurar DataSets, se siguen los pasos descritos en la Figura 2, agregando, editando y eliminando datos según las capacidades del IED. Las eliminaciones se registran en una base de datos para evitar errores de configuración. Posteriormente, el DataSet "SEL787_PingPong" se edita, transfiere al dispositivo y se verifica con Wireshark mediante un análisis de tráfico de red.

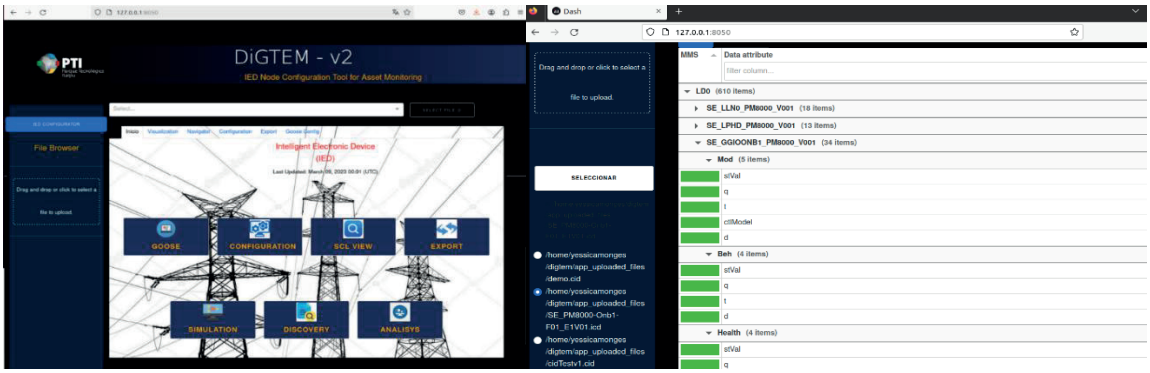


Figura 2. – DiGTEM - Herramienta de Ingeniería para la Configuración de Subestaciones Inteligentes según IEC 61850.

La aplicación DiGTEM destaca por su capacidad para extraer información, descomponer funciones y mapear IED. Al igual que IEDScout de OMICRON, puede acceder al tráfico de red para recopilar datos esenciales de los IED existentes en la subestación o exportar manualmente archivos SCL desde los IED.

Otro aspecto es detallar información sobre los DataSets configurados para el envío de mensajes GOOSE. Esta información incluye el nombre del bloque de control, dirección IP, dirección MAC, ID de aplicación, ID de VLAN, tiempo mínimo y tiempo máximo.

3 RESULTADOS Y DISCUSIONES

Prueba 1: Evaluar las funcionalidades de cuatro configuradores con soporte para el estándar IEC 61850. Todos los configuradores soportan ediciones 1 y 2 del estándar IEC 61850. Sin embargo, algunos no proporcionan visualización de datos en tráfico GOOSE/SV o MMS, limitando el análisis en tiempo real. DiGTEM es destacable por su capacidad de simular IEDs para MMS y GOOSE, mientras que otras herramientas como Aselector Architect, IED Configurator Tool, y DIGSI 4 no ofrecen esta funcionalidad.

Prueba 2: Evaluar la capacidad de los configuradores para manejar mensajes GOOSE, objetos de datos, y simular IEDs. DiGTEM y el Configurador de IED genérico cumplen con estos requisitos. DiGTEM se destaca por su capacidad para transferir archivos CID entre IEDs de diferentes fabricantes, una característica no disponible en las otras herramientas.

Prueba 3: Comparar IEDScout y DiGTEM en cuanto a soporte para el estándar IEC 61850. DiGTEM y IEDScout tienen funcionalidades similares, pero IEDScout está más enfocado en simulación y análisis avanzado. DiGTEM ofrece ventajas adicionales como la creación y gestión de nodos lógicos y la edición dinámica de conjuntos de datos. Además, DiGTEM permite la transferencia directa de CID, lo que no está disponible en IEDScout.

Funcionalidad	**Descripción**	**Aselector Architect**	**IED Configurator Tool**	**DIGSI 5**	**IEDScout**	**IED Configurador Genérico**	**DIGTEM**
Prueba de validación IEC 61850	Facilita la validación de conformidad con los estándares IEC 61850.	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Visualización de datos	Proporciona herramientas para visualizar datos de manera efectiva.	No mencionado	No mencionado	Sí	Sí	Sí	Sí
Funcionalidades Básicas							
Creación de IEDs	Permite la creación de Dispositivos Electrónicos Inteligentes.	Sí	Sí	Sí	No mencionado	Sí	Sí
Creación de bloques de control GOOSE	Facilita la creación de bloques de control para la comunicación GOOSE.	Sí	Sí	Sí	No mencionado	Sí	Sí
Gestor de archivos SCL	Proporciona herramientas para gestionar	Sí	Sí	Sí	No mencionado	Sí	Sí

	archivos SCL (Substation Configuration Language).						
Creación de archivos ICD	Permite la creación de archivos ICD (IED Capability Description) que describen las capacidades de un IED.	Sí	Sí	Sí	No mencionado	Sí	Sí
Importación de archivos ICD	Permite importar archivos ICD existentes.	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Edición y eliminación de DataSet, LN, GOOSE	Permite editar y eliminar datasets, nodos lógicos y bloques de control GOOSE según sea necesario.	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Características Adicionales							
Monitoreo de actividad para informes, mensajes GOOSE, objetos de datos	Permite monitorear la actividad relacionada con informes, mensajes GOOSE y objetos de datos para fines de resolución de problemas.	No mencionado	No mencionado	Sí	No mencionado	No mencionado	En desarrollo
Simulación de IEDs	Permite simular el comportamiento de los IEDs para pruebas y capacitación.	No mencionado	No mencionado	Sí	Sí	No mencionado	Sí
Transferencia de archivos	Capacidad para transferir datos entre IEDs de diferentes fabricantes.	No mencionado	No mencionado	No mencionado	No mencionado	No mencionado	Sí

4 CONCLUSIÓN

Las herramientas de configuración basadas en la validación de archivos ICD, SCD y CID son fundamentales para la ingeniería de automatización de subestaciones, ya que facilitan la prueba y creación de archivos SCL para IEDs, permitiendo una configuración precisa y efectiva. DiGTEM destaca por su capacidad para extraer, descomponer y mapear IEDs de distintos fabricantes mediante archivos SCL, y por su habilidad para transferir configuraciones entre IEDs, independientemente de su fabricante. Esta característica es particularmente útil durante el mantenimiento y en las pruebas FAT y SAT para actualizaciones tecnológicas o extensiones. En comparación con la herramienta IEDScout de OMICRON, que es ampliamente utilizada, DiGTEM ha demostrado ser efectiva en la configuración dinámica y genérica de IEDs.

La capacidad de personalización según IEC 61850 y la optimización del rendimiento del sistema son beneficios clave que garantizan una comunicación eficiente en las subestaciones eléctricas. El diagrama esquemático que se presenta resume las características de rendimiento de DiGTEM en comparación con otras herramientas, mostrando su capacidad diferenciadora y su potencial para desarrollos futuros en la configuración de archivos SCD para IEDs de múltiples proveedores.

BIBLIOGRAFIA

[1] K. Schwarz, "Impact of IEC 61850 on System Engineering, Tools, People-Ware, and the Role of the System Integrator," presented at the DistribuTECH Conference and Exhibition, San Diego, CA, USA, Feb. 2007, Version 2006-11-07.

[2] International Electrotechnical Commission, "IEC 61850-6, Communication networks and systems in substations – Part 6: onfiguration description language for communication in electrical substations related to IEDs."

[3] Omicron, "IEDScout," Omicron Energy, [Online]. Available: https://www.omicronenergy.com/es/productos/iedscout/. [Accessed: May 9, 2024].

[4] Schweitzer Engineering Laboratories, "AcSELerator architect Software," Available: https://selinc.com/. [Accessed: May 9, 2024].

[5] Siemens, "Start Up, DIGSI 4 Manual," Edition: 30/10/2015, Document Number: E50417-G1176.

[6] International Electrotechnical Commission, "Communication networks and systems for power utility automation - Part 8-1: Specific communication service mapping (SCSM) - Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3".

[7] International Electrotechnical Commission, IEC 61850-4, "Communication networks and systems in substations –- Part 4: System and project management," 2013.

[8] International Electrotechnical Commission, "IEC 61850-7-3, Communication networks and systems in substations – Part 7-3: Basic communication structure for substation and feeder equipment – Common data classes."

[9] Carvalheira, E., & Klien, A. (s.f.). How the Engineering Design Process Can Simplify the Testing of Automation and Control Systems. OMICRON electronics.

[10] Stuart A. Boyer, SCADA Supervisory Control and Data Acquisition, 3rd ed. ISA.

[11] What is SCADA, A. Daneels, Switzerland W Geneva, Geneva Salter Published 1999 Engineering, Physics.

[12] Schweitzer Engineering Laboratories, "SEL 747," [Online]. Available: https://selinc.com/. [Accessed: May 9, 2024].

[13] Y. Monges, J. Cabañas, M. Lopez, S. Morel and E. Chaparro, "An integrated testbed IEC61850-IIoT for Gas Insulated SF6 Monitoring in SCADA systems," 2022 IEEE ANDESCON, Barranquilla, Colombia, 2022, pp. 1-6, doi: 10.1109/ANDESCON56260.2022.9989721.

[14] OMICRON, IEDScout, "Versatile Software Tool for Working with IEC 61850 Devices." https://www.omicronenergy.com/es/productos/iedscout/. [Accessed: May 7, 2024].

[15] S. E. Laboratories, acSELerator Architect Software, [Online].Available: https://selinc.com/software/downloads/?Categories.Collection&filter=architect&Categories.Visualization%20and%20Analysis&Categories.Configuration." [Accessed: May 9, 2024].

[16] TriangleMicroworks, 61850 Test Suite Pro, [Online]. Available: https://www.trianglemicroworks.com. [Accessed: May 7, 2024].

Comitê de Estudos C6 – Sistemas Ativos de Distribuição e Recursos Distribuídos de Energía

PROJETO E SIMULAÇÃO DE RETIFICADOR PARA ELETROLISADOR PEM COM FOCO NA MELHORIA DA QUALIDADE DE ENERGIA

J. G. L. FOSTER*
PS SOLUÇÕES
BRASIL

R. B. GONZATTI
UNIFEI
BRASIL

R. R. PEREIRA
UNIFEI
BRASIL

M. G. SIQUEIRA
UNIFEI
BRASIL

V. B. RIBOLDI
CPFL
BRASIL

Resumo *– Neste trabalho é apresentada uma análise dos principais métodos utilizados para se efetuar a conexão de eletrolisadores do tipo PEM à rede, sendo em seguida apresentado um procedimento para o projeto de um conversor CA-CC com um estágio de retificação ativa por IGBTs seguido de um estágio de conversão CC-CC. O método descrito considera como parâmetros de projeto a potência do eletrolisador, a tensão na rede no ponto de acoplamento e as limitações impostas de fator de potência e THD na rede, assim como o ripple máximo sobre a stack do eletrolisador. O conversor projetado é avaliado através de simulações que demonstram o funcionamento dentro dos parâmetros definidos.*

Palavras-chave: Eletrolisador – PEM – Projeto – Retificador – Qualidade de energia

1 INTRODUÇÃO

Segundo a Agência Nacional de Energia (IEA), para se atingir a neutralidade climática, diversos setores da economia global, como transporte, indústria e geração de eletricidade deverão utilizar hidrogênio de baixo carbono. Com isso, estima-se que a demanda por hidrogênio chegaria a 530 milhões de toneladas em 2050, representando um aumento de quase seis vezes de sua demanda atual [1].

As tecnologias de eletrólise disponíveis no mercado atualmente se concentram em três tecnologias principais: Alcalina, Proton Exchange Membrane (PEM), e Solid Oxid Electrolyser Cell (SOEC). Dentre esses métodos, os eletrolisadores do tipo PEM são os com maior eficiência disponível em alta escala, além de apresentarem alta pureza e operação dinâmica e flexível, se ajustando melhor à variabilidade das energias renováveis [2].

Para operarem, os eletrolisadores PEM precisam ser alimentados com tensão contínua (CC), além de precisarem de altas correntes para poderem efetuar a quebra das moléculas de água e obtenção do hidrogênio, sendo necessária a aplicação de conversores de potência para possibilitar a conexão desses dispositivos ao sistema elétrico. Devido às características elétricas dos eletrolisadores, as principais topologias de conversores utilizados para sua operação são: retificadores tiristorizados 12 pulsos, e retificadores a diodos 12 pulsos com um segundo estágio de conversão CC-CC.

Os retificadores tiristorizados 12 pulsos possibilitam o controle direto da corrente CC fornecida para o eletrolisador, no entanto, resultam em um grande ripple na corrente fornecida para a stack, além de ocasionarem problemas de distorção harmônica e baixo fator de potência no ponto de conexão do equipamento. Esses problemas de qualidade de energia também ocorrem no caso da aplicação de retificadores a diodos 12 pulsos, no entanto, por possuir um segundo estágio de conversão CC-CC, essa solução é capaz de fornecer

*email: joao.foster@institutognarus.com.br

uma corrente com menor ripple para o eletrolisador, possibilitando assim um aumento da vida útil do stack do eletrolisador [3], [4].
Independente do conversor utilizado para a conexão do eletrolisador à rede, é necessário garantir que durante sua operação o equipamento não degrade a qualidade de energia da rede além dos pontos definidos pelas normas vigentes. As normas IEEE 519-2022 e o módulo 8 do PRODIST definem valores mínimos de fator de potência e valores máximos de THD no ponto de acoplamento de equipamentos de acordo com o nível de tensão, capacidade da rede, entre outras características. Para serem capazes de manter a qualidade de energia dentro dos padrões das normas, as topologias baseadas em diodos e tiristores precisam que filtros passivos ou ativos sejam aplicados no ponto de acoplamento, o que aumenta a complexidade, os custos e o tamanho do equipamento.
Outra possibilidade para efetuar a conexão de eletrolisadores à rede elétrica é através de topologias de conversores baseadas em IGBTs, nesse tipo de aplicação o primeiro estágio do conversor é formado por um retificador ativo, o que possibilita que, através da técnica de controle apropriada, o THD e o fator de potência no ponto de conexão do equipamento sejam mantidos dentro dos valores estipulados, evitando a necessidade de outros filtros.
Este trabalho tem como principal objetivo a definição de um procedimento para o projeto de um conversor para eletrolisadores do tipo PEM, considerando como parâmetros de projeto a potência do eletrolisador, o nível de tensão da rede e as limitações de fator de potência e THD na rede e o ripple máximo permitido sobre a stack do eletrolisador.
O trabalho está dividido da seguinte maneira: a seção 2 apresenta uma análise do funcionamento dos principais tipos de conversores utilizados na integração de eletrolisadores do tipo PEM à rede; na seção 3 é apresentado o método proposto para o projeto do retificador; a seção 4 mostra os resultados de simulação obtidos com o conversor projetado através do método proposto; e as conclusões são apresentadas na seção 5.

2 CONVERSORES PARA ELETROLISADORES

Análises comparativas entre diversas topologias de retificadores que podem ser aplicadas para a conexão de eletrolisadores à rede são apresentadas em [3], [4] e [5]. Nesses trabalhos as topologias são avaliadas com base em confiabilidade, eficiência, complexidade de controle, qualidade de energia e viabilidade econômica.
Dentre as topologias analisadas nesses trabalhos são destacadas as baseadas em retificadores tiristorizados de 12 pulsos e em retificadores a diodos com estágio CC-CC composto por um conversor Buck-interleaved. Além disso, essas duas topologias são as mais utilizadas em soluções comerciais encontradas no mercado para a conexão de eletrolisadores à rede elétrica.
Sendo assim, essa seção discute as principais características, vantagens e desvantagens dessas topologias e, em sequência, apresenta a topologia que será utilizada neste trabalho, indicando as motivações que levaram à sua escolha.

2.1 Retificadores Tiristorizados de 12 Pulsos

A aplicação da topologia de retificador tiristorizado de 12 pulsos em eletrolisadores é mostrada na Fig. 1. Através da aplicação de um transformador com um secundário em estrela e outro em delta é possível se obter tensões de entrada com $30°$ de defasagem, o que faz com que a $5ª$ e $7ª$ harmônicas sejam naturalmente eliminadas na forma de onda da corrente de entrada, que passa a ser composta somente pelos harmônicos de ordem $12k \pm 1$, com $k = 1, 2, 3, ...$ [6]. Apesar da capacidade de evitar o aparecimento de harmônicas de ordem 5 e 7 é importante notar que, em situações de desbalanceamento nas tensões da rede, é possível verificar o aparecimento dessas frequências na corrente da rede devido ao desbalanceamento das tensões nos secundários do transformador [3].
Mesmo com essas modificações, dependendo da variação de tensão na carga a mudança do ângulo de disparo dos tiristores pode ocasionar em baixo fator de potência e altos valores de THD na corrente da fonte, o que torna imprescindível a utilização de filtros passivos ou ativos no ponto de conexão do equipamento como forma de garantir sua operação dentro dos limites das normas [7], [8], ocasionando em um aumento de complexidade, tamanho e custo do projeto.

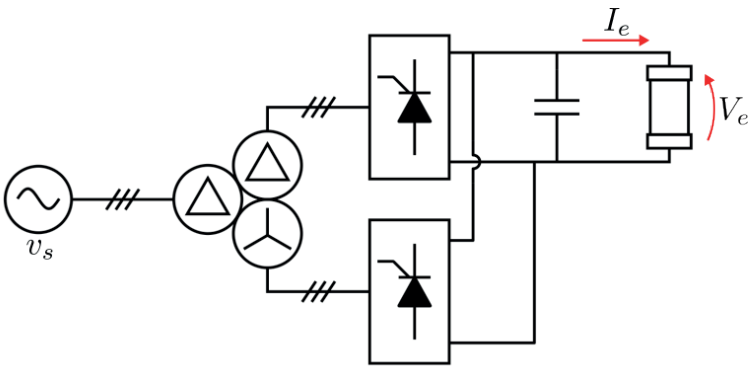


Fig. 1. Aplicação de Retificador Tiristorizado 12 Pulsos para Eletrolisador

2.2 Retificador a Diodos com Estágio CC-CC

Os retificadores a diodos também podem ser utilizados com 6 ou 12 pulsos, no entanto, ao contrário da topologia baseada em tiristores, os retificadores a diodos não podem ser controlados para se fornecer a corrente desejada para o eletrolisador, além disso, a saída pode possuir um ripple muito alto, o que não é desejado nessa aplicação.

Sendo assim, quando retificadores a diodos são utilizados é necessário se aplicar um segundo estágio de conversão CC-CC para controlar a corrente fornecida para o eletrolisador, como mostrado na Fig. 2. Dessa forma, além de se possibilitar o controle da produção de hidrogênio também é possível de se obter um menor ripple da corrente do eletrolisador quando comparado com a topologia baseada em tiristores [3].

Porém, assim como os retificadores tiristorizados, os retificadores a diodos sofrem com alto THD de corrente na fonte, o que faz com que seja necessária a aplicação de filtros passivos ou ativos na entrada para garantir o cumprimento das normas relacionadas à qualidade de energia.

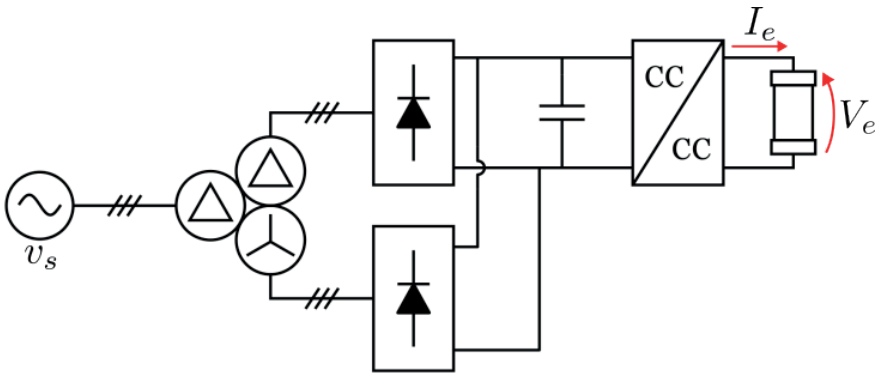


Fig. 2. Aplicação de Retificador a Diodos 12 Pulsos com Estágio CC-CC para Eletrolisador

2.3 Retificador Ativo com Estágio CC-CC

Como discutido anteriormente, as topologias de retificadores baseadas em tiristores e diodos afetam a rede no ponto de acoplamento, ocasionando em altos valores de THD e baixo fator de potência, fazendo com que seja necessária a utilização de filtros passivos ou ativos para se possibilitar a manutenção dos níveis de qualidade de energia dentro dos valores das normas.

Para se evitar esse problema, é possível se utilizar uma topologia de retificador ativo baseado em IGBTs com um estágio CC-CC para efetuar a conexão do eletrolisador na rede elétrica, como mostrado na Fig. 3. O retificador ativo é capaz de controlar o formato e a fase da corrente no ponto de conexão, fazendo com que um baixo THD e alto fator de potência sejam alcançados sem a necessidade da instalação de outros filtros [9].

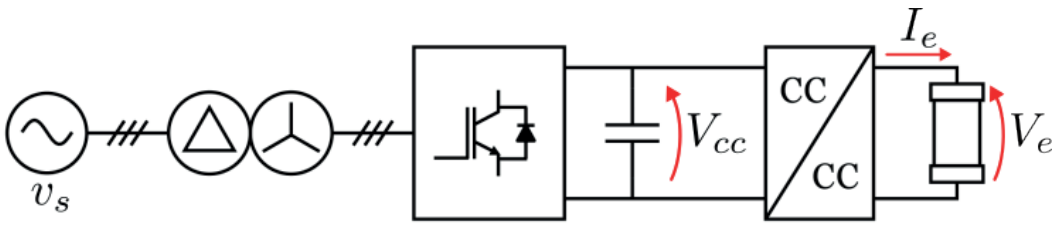


Fig. 3. Aplicação de Retificador Ativo com Estágio CC-CC para Eletrolisador

Uma das características de operação dos eletrolisadores do tipo PEM é que eles operam com tensões baixas e altas correntes, sendo assim necessário que o estágio de conversão CC-CC seja realizado por um conversor do tipo Buck. Devido às altas correntes necessárias pelos eletrolisadores o mais comum é que sejam utilizados conversores Buck entrelaçados em paralelo, com isso, além de se possibilitar uma redução do ripple da corrente fornecida para a Stack do eletrolisador, também é possível se aumentar a confiabilidade do sistema, devido à redundância gerada pelas múltiplas fases desses conversores [4].

3 PROJETO DE CONVERSOR PARA ELETROLISADOR PEM

Os principais parâmetros necessários para o projeto de um retificador que irá operar com um eletrolisador são: potência do eletrolisador, corrente nominal de operação, variação da tensão CC na Stack no início e no fim da vida e o ripple máximo da corrente fornecida para a Stack.
Neste trabalho será considerado o projeto de um retificador para operação de um eletrolisador do tipo PEM com potência nominal de 100kW, os parâmetros de operação desse eletrolisador são mostrados na Tabela I.

TABELA I. PARÂMETROS DO ELETROLISADOR

Potência nominal (P_n)	$100kW$
Corrente nominal (I_n)	$900A$
Tensão da Stack no início da vida (V_{BoL})	$90 \sim 115\,V$
Tensão da Stack no fim da vida (V_{EoL})	$92 \sim 132\,V$
Ripple máximo de corrente CC	$90A\ (10\%\ I_n)$
Tensão no ponto de acoplamento (E_n)	$380\ V_{ff}$
Frequência da rede (f_n)	$60\ Hz$

O primeiro passo para o projeto do retificador é a escolha da topologia que será utilizada. Considerando as características das topologias mostradas na seção anterior, neste trabalho será considerada a aplicação de um retificador ativo baseado em uma ponte-H de IGBTs, seguido por um estágio Buck entrelaçado com três fases. A utilização dessa topologia permite a manutenção dos níveis de qualidade de energia no ponto de conexão do eletrolisador ao mesmo tempo que possibilita a redução do ripple de corrente do eletrolisador e dos filtros do lado CC, que podem ser projetados para uma corrente menor.
A Fig. 4 mostra o diagrama elétrico do retificador proposto, no qual v_s é a tensão no ponto de acoplamento, $i_{a,b,c}$ são as correntes das fases na entrada do retificador ativo, V_{cc} é a tensão no barramento CC, $I_{1,2,3}$ são as correntes nas três fases do conversor Buck, I_e é a corrente do eletrolisador, V_e é a tensão sobre a Stack, $S_{1..9}$ são as chaves de potência, L_g, C_f e L_f são os componentes do filtro LCL de entrada e $L_{1,2,3}$ são os indutores de saída do conversor buck.

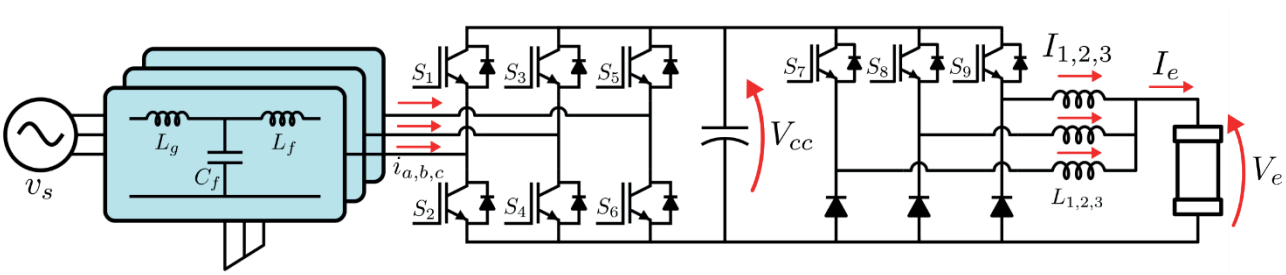


Fig. 4. Diagrama do Retificador para Eletrolisador

3.1 Projeto do Filtro LCL de Entrada

A primeira etapa do projeto do retificador é o projeto do filtro LCL utilizado para o interfaceamento do equipamento com a rede, neste trabalho foram adotados os procedimentos descritos em [10] para o projeto do filtro. Todos os parâmetros necessários para o projeto são apresentados na Tabela I. Inicialmente é necessário calcular os valores de base do sistema, pois os parâmetros serão descritos com base nesses valores.
Como a tensão máxima sobre a Stack do eletrolisador sofre uma variação durante o seu tempo de vida, a potência requisitada pelo eletrolisador vai sofrer uma mudança durante a vida útil da Stack, isso ocorre pois, para uma mesma corrente, a tensão sobre a Stack é maior. Sendo assim, a impedância base (Z_b) é calculada considerando o pior caso, ou seja, utilizando a potência no fim da vida da Stack (P_{EoL}).

$$Z_b = \frac{E_n^2}{P_{EoL}} = \frac{380^2}{118000} = 1.22\ \Omega \tag{1}$$

$$C_b = \frac{1}{2 * \pi * f_n * Z_b} = \frac{1}{2 * \pi * 60 * 1.22} = 2.2\ mF \tag{2}$$

$$L_b = \frac{\mathrm{Z_b}}{2 * \pi * f_n} = \frac{1.22}{2 * \pi * 60} = 3.2\ mH \tag{3}$$

Onde C_b e L_b são a capacitância e a indutância base, respectivamente.
A potência máxima do eletrolisador é utilizada para se calcular a corrente máxima no lado CA do retificador através de:

$$\mathrm{i_{l_{max}}} = \frac{\sqrt{2} * P_{EoL}}{\sqrt{3} * E_n} = \frac{\sqrt{2} * 118000}{\sqrt{3} * 380} = 253.54\ A \tag{4}$$

Em seguida é necessário definir qual será a tensão utilizada no link CC do retificador (V_{cc}), a tensão que o retificador consegue impor no link CC vai depender da tensão da rede e do índice de modulação, de acordo com a seguinte equação:

$$V_{cc} = \frac{E_n}{0.612 * m_i} = \frac{380}{0.612 * 0.9} = 689{,}9\ V \tag{5}$$

Onde m_i é o índice de modulação no qual se deseja que o retificador opere. Considerando o resultado de (5), foi definido que o link CC irá operar em 700 V.
Com esses valores definidos é possível se efetuar o cálculo do indutor do lado do conversor (L_f na Fig. 4). Os parâmetros de projeto que irão afetar o valor de L_f são a frequência de chaveamento da ponte-H (f_{sw}) e o ripple máximo de corrente na saída do conversor (Δi_L), e a equação utilizada para o cálculo de L_f é a seguinte:

$$L_f = \frac{V_{cc}}{8 * f_{sw} * \Delta i_L} = \frac{700}{8 * 10000 * 0.13 * 253.54} = 265.47\ \mu H \quad (5)$$

Para o cálculo do indutor do conversor em (5) foi considerada uma frequência de chaveamento de 10 kHz e um ripple de 13% da corrente na saída do conversor.
O próximo passo é o projeto da parcela LC do filtro, sendo necessário primeiro definir o valor do capacitor C_f com base no reativo máximo absorvido na condição nominal de operação, tipicamente o valor máximo considerado é de 5% do valor da capacitância base.

$$C_f = x * C_b = 0.05 * 0.0022 = 110\ \mu F \quad (6)$$

Onde x é a porcentagem da capacitância base.
O valor da indutância do lado da rede (L_g) é calculada através da equação:

$$L_g = r * L_f \quad (7)$$

O índice r define a relação entre as duas indutâncias do filtro, e é obtido de acordo com o fator de atenuação (k_a) que se deseja atingir entre o ripple de saída do conversor e o ripple de corrente na rede. O fator k_a é definido de acordo com a equação:

$$k_a = \frac{1}{|1 + r(1 - L_f C_f \omega_{sw}^2)|} = \frac{1}{\left|1 + r\left[1 - L_f C_f (2 * \pi * f_{sw})^2\right]\right|} \quad (8)$$

Para se definir o valor de r através da equação (8) é feito um gráfico de $k_a\ x\ r$, e o valor de r é escolhido de acordo com o fator de atenuação desejado. No projeto demonstrado neste trabalho é desejado um k_a de 5%, ou seja, o ripple de corrente na rede deve ser de 5% do ripple da corrente na saída do conversor. O gráfico $k_a\ x\ r$ é mostrado na Fig. 5.

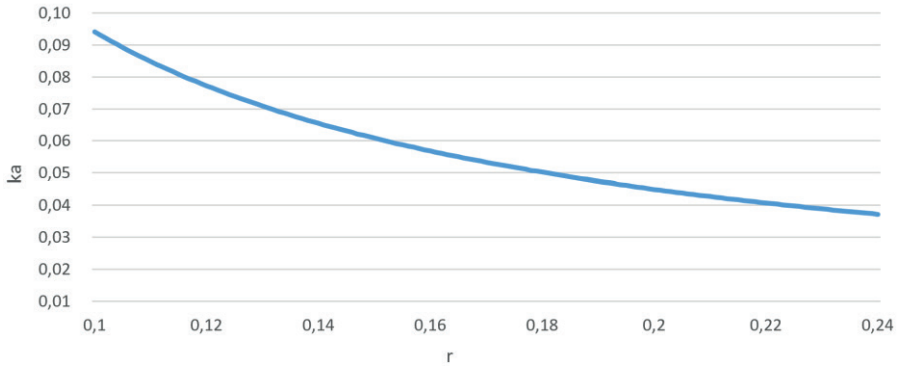


Fig. 5. Curva $k_a x\ r$

De acordo com a curva da Fig. 5, para que k_a seja de 5% é necessário que o índice r seja de 0.1865, o que, pela equação (7) resulta em um valor de $L_g = 49.5\ \mu H$.
Para garantir a controlabilidade da corrente é necessário que a indutância total do filtro LCL seja de no máximo $0.1pu$ de L_b, considerando os valores $L_f = 270\ \mu F$ e $L_g = 50\ \mu F$ tem-se uma indutância total $L_T = 320\ \mu H$, que é exatamente 10% da indutância base, respeitando a condição de controlabilidade.
O processo do cálculo do filtro LCL pode ser realizado de forma iterativa, por exemplo, se após o projeto o valor de L_T for maior do que o permitido, é preciso repetir os cálculos modificando Δi_L, k_a ou x.

3.2 Projeto dos Indutores do Conversor Buck

Assim como feito anteriormente para o filtro LCL, o projeto dos filtros do conversor Buck é baseado nos parâmetros da Tabela I. O cálculo dos indutores do conversor Buck é realizado através da equação (9), descrita em **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**.

$$L = \frac{V_e}{\Delta I_e * f_{sw}}(1 - C_p * D) \tag{9}$$

Onde L é a indutância de cada perna do conversor, V_e é a tensão sobre o stack do eletrolisador, ΔI_e é o ripple máximo de corrente que se deseja no eletrolisador, f_{sw} é a frequência de chaveamento do conversor Buck, C_p é a quantidade de conversores em paralelo e D é o duty cycle que o conversor precisa operar para manter a tensão V_e.
Sendo assim, seguindo os dados da Tabela I, o valor de ΔI_L pode ser de até 90 A, no entanto, para garantir a operação dentro desse valor, o projeto será feito considerando um ripple máximo de 45 A (5% I_N). Além disso, será considerado como V_e o valor máximo de tensão no fim da vida da Stack, que ocorre quando $D = 0.188$. O valor das indutâncias é então calculado como:

$$L_1 = L_2 = L_3 = \frac{132}{45 * 5000}(1 - 3 * 0.188) = 256\ \mu H \tag{10}$$

Como forma de reduzir as perdas do sistema devido às maiores correntes que circulam pelo conversor Buck, uma frequência de 5 kHz foi selecionada para este estágio do conversor.

3.3 Controle do Retificador

O retificador que foi projetado neste trabalho possui dois estágios com objetivos distintos, sendo assim, duas malhas de controle separadas são utilizadas. O diagrama completo do controle é mostrado na Fig. 6.

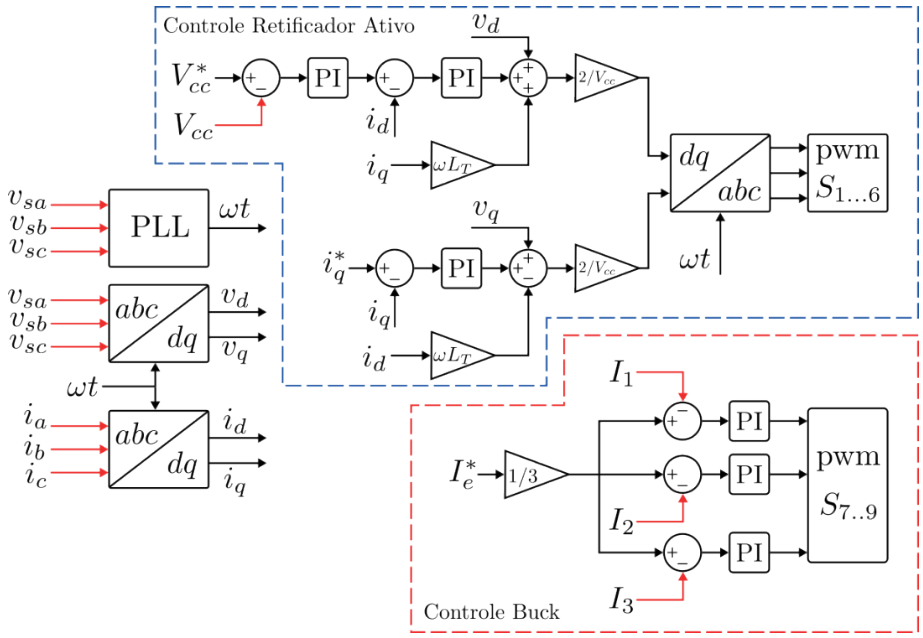


Fig. 6. Diagrama de Controle

Para o controle do retificador ativo são utilizadas duas malhas de controle, a primeira é responsável por manter a tensão do link CC estável na referência desejada, enquanto a segunda tem como objetivo a manutenção do

fator de potência no ponto de acoplamento do equipamento. Devido ao fato de a medida de corrente ser realizada no lado do conversor, é necessário que a referência de reativo I_q^* seja ajustada de forma a compensar o reativo do filtro LCL.

O controle do conversor Buck é realizado separadamente para cada fase, a referência de corrente desejada no eletrolisador é dividida por três e um controlador PI é aplicado para controlar a corrente de cada fase. A saída dos PIs é o sinal de referência enviado para os IGBTs do Buck, para gerar os pulsos dos IGBTs as modulantes de cada fase são defasadas de 120° entre si.

4 RESULTADOS

O desempenho do retificador projetado foi avaliado através de simulações, nessas simulações o eletrolisador PEM foi modelado como uma fonte de tensão, representando a tensão reversa, conectada em série com uma resistência que modela a membrana e com um ramo RC que emula as perdas no anodo e a dinâmica [12], com isso é possível que a tensão sobre a Stack na simulação varie com a corrente de acordo com a faixa de tensão mostrada na Tabela I.

Na simulação a referência da corrente do eletrolisador foi variada entre 30% e 100% da corrente nominal do eletrolisador, a mudança na referência foi realizada por meio de rampas. A Fig. 7 mostra o resultado da corrente fornecida para o eletrolisador, inicialmente a referência foi colocada em 300 A, depois foi alterada para 450 A sendo finalmente configurada para 900 A. Pelos resultados é possível verificar que o conversor Buck é capaz de fornecer a corrente desejada para o eletrolisador, sendo o ripple da corrente mantido no valor projetado de 45 A.

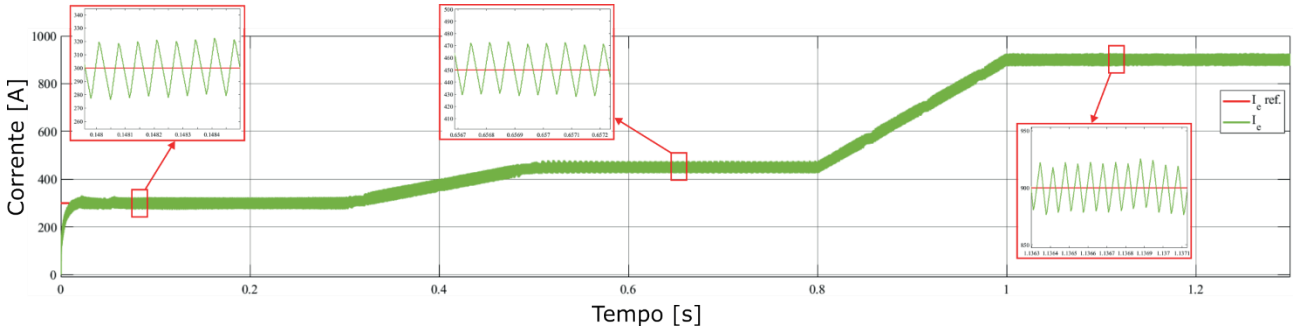


Fig. 7. Simulação: Corrente do Eletrolisador

Para manter a corrente no eletrolisador na referência desejada, e com o ripple projetado, cada uma das fases do conversor Buck vai ser responsável por conduzir um terço da corrente total do eletrolisador. A Fig. 8 mostra o resultado da simulação da corrente nas três fases do conversor Buck, demonstrando que elas operam com um ângulo de defasagem de 120° entre si e que o ripple na corrente do Buck é maior do que no eletrolisador.

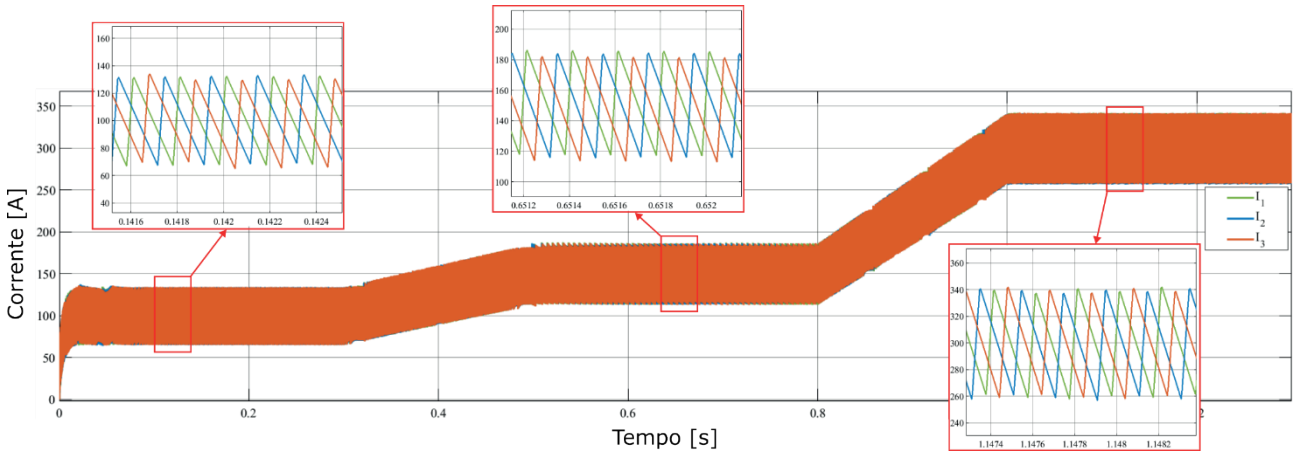


Fig. 8. Simulação: Corrente nas Fases do Conversor Buck

A corrente do lado CA do retificador vai variar de acordo com a corrente sendo fornecida para o eletrolisador, como o projeto do filtro LCL é feito para a corrente nominal do eletrolisador então é esperado que ao operar com correntes menores o THD da corrente na rede seja maior. A Fig. 9 mostra a corrente na entrada do retificador ativo durante toda a simulação, conforme a corrente do eletrolisador aumenta é possível notar uma melhora no THD da corrente. Para uma corrente de 300 A no eletrolisador o THD da corrente da fonte na simulação foi de 5%, quando a corrente foi aumentada para 450 A o THD da corrente caiu para 2.9% e na corrente nominal de 900 A no eletrolisador o THD da corrente no lado CA do retificador ficou em 1.28%.

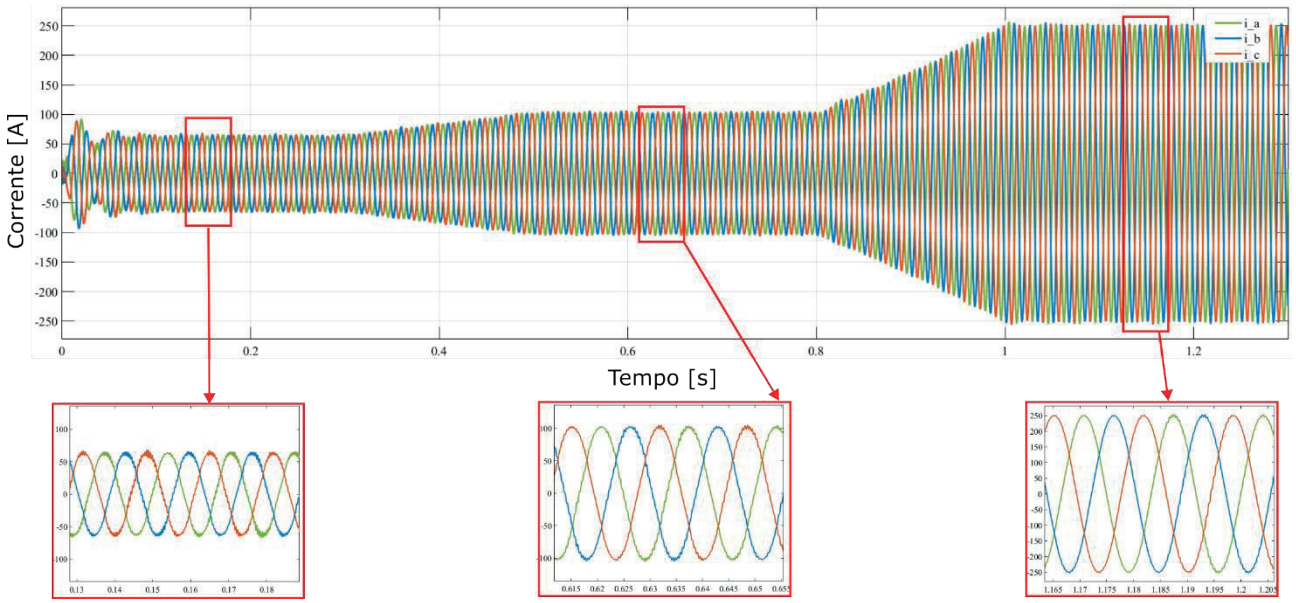


Fig. 9. Simulação: Corrente na Entrada do Retificador

A tensão do link CC do estágio de retificação ativa é mostrada na Fig. 10. O que pode ser percebido é que o retificador é capaz de manter a tensão estável na referência de 700 V para todos os pontos de operação testados, sendo que, quando a corrente fornecida para o eletrolisador é maior nota-se um maior ripple na tensão do link CC. Outro ponto que pode ser visto é que, durante uma rampa maior na mudança da referência de corrente, a tensão no link CC sofre uma pequena queda, mas que não é suficiente para afetar o funcionamento do retificador.

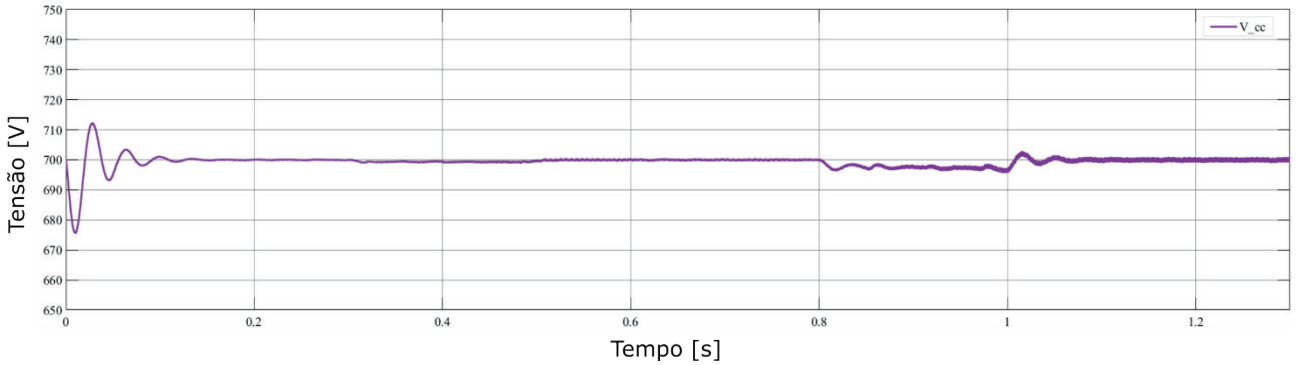


Fig. 10. Simulação: Tensão no Link CC do Estágio de Retificação Ativa

5 CONCLUSÕES

Neste trabalho foi proposto um passo a passo para o projeto de um retificador para a operação de eletrolisadores do tipo PEM. Primeiro foi realizada uma revisão de algumas das topologias mais comuns que podem ser

aplicadas para a conexão desse tipo de eletrolisador à rede, sendo então proposta a aplicação de uma topologia composta por um estágio inicial de retificação ativa através de um conversor com IGBTs seguida de um conversor Buck entrelaçado com três fases para o fornecimento da corrente CC para o eletrolisador.
A topologia selecionada possui como principais benefícios: a possibilidade de controlar a corrente do lado CA de forma a manter um menor THD e um fator de potência unitário durante sua operação, evitando a necessidade de filtros externos para a adequação da qualidade de energia no ponto de acoplamento do equipamento; e a capacidade de fornecer uma corrente com menor ripple para o eletrolisador.
Uma demonstração de como efetuar o projeto dessa topologia de conversores foi apresentada tomando como base os dados de um eletrolisador de $100\ kW$, sendo em seguida apresentados resultados de simulação que demonstram a operação do conversor de acordo com o que foi projetado. As simulações indicaram que, para uma faixa de funcionamento do eletrolisador de 30% a 100% de seu valor nominal, o conversor projetado foi capaz de manter o THD da corrente na rede dentro dos padrões estipulados pelas normas.

6 REFERÊNCIAS

[1] International Energy Agency, “Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector”.

[2] H. P. Buitendach, R. Gouws, C. A. Martinson, C. Minnaar e D. Bessarabov, “Effect of a ripple current on the efficiency of a PEM electrolyser,” *Results in Engineering,* p. 100216, Junho 2021.

[3] L. Sánchez, D. Reigosa, A. Bilbao, I. Peña-Gonzalez and F. Briz, "Comparative Analysis of Power Converter Topologies for Hydrogen Electrolyzers," in IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, vol. 12, no. 5, pp. 4325-4341, Oct. 2024, doi: 10.1109/JESTPE.2024.3417258.

[4] Yodwong, B.; Guilbert, D.; Phattanasak, M.; Kaewmanee, W.; Hinaje, M.; Vitale, G. AC-DC Converters for Electrolyzer Applications: State of the Art and Future Challenges. *Electronics* **2020**, *9*, 912. https://doi.org/10.3390/electronics9060912

[5] J. R. Rodriguez *et al*., "Large current rectifiers: State of the art and future trends," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 52, no. 3, pp. 738-746, June 2005, doi: 10.1109/TIE.2005.843949.

[6] Madhuri Saxena, Sanjeev Gupta, "Simulation of Multipulse Converter for Harmonic Reduction using Controlled Rectifier", International Journal of Science and Research (IJSR), Volume 2 Issue 4, April 2013, pp. 260-264, https://www.ijsr.net/getabstract.php?paperid=IJSRON2013794, DOI: https://www.doi.org/10.21275/IJSRON2013794

[7] Solanki, J., Fröhleke, N., Böcker, J., Averberg, A. and Wallmeier, P. (2015), High-current variable-voltage rectifiers: state of the art topologies. IET Power Electronics, 8: 1068-1080. https://doi.org/10.1049/iet-pel.2014.0533

[8] J. Solanki, N. Fröhleke and J. Böcker, "Implementation of Hybrid Filter for 12-Pulse Thyristor Rectifier Supplying High-Current Variable-Voltage DC Load," in IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 62, no. 8, pp. 4691-4701, Aug. 2015, doi: 10.1109/TIE.2015.2393833.

[9] Chen, M.; Chou, S.-F.; Blaabjerg, F.; Davari, P. Overview of Power Electronic Converter Topologies Enabling Large-Scale Hydrogen Production via Water Electrolysis. *Appl. Sci.* **2022**, *12*, 1906. https://doi.org/10.3390/app12041906

[10] M. Liserre, F. Blaabjerg and S. Hansen, "Design and control of an LCL-filter-based three-phase active rectifier," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 41, no. 5, pp. 1281-1291, Sept.-Oct. 2005, doi: 10.1109/TIA.2005.853373.

[11] M. Bendali, C. Larouci, T. Azib, C. Marchand and G. Coquery, "Design methodology with optimization of an interleaved buck converter for automotive application," *Eurocon 2013*, Zagreb, Croatia, 2013, pp. 1066-1072, doi: 10.1109/EUROCON.2013.6625113.

[12] Yodwong, B.; Guilbert, D.; Phattanasak, M.; Kaewmanee, W.; Hinaje, M.; Vitale, G. Proton Exchange Membrane Electrolyzer Modeling for Power Electronics Control: A Short Review. *C* **2020**, *6*, 29. https://doi.org/10.3390/c6020029

Comité de Estúdios C6 - Sistema de Distribución Activa y Recursos Energéticos Distribuidos

PERFIL DE INTEROPERABILIDAD DE DATOS DE MEDICIÓN AVANZADA: CASO COLOMBIA

Juan D. MOLINA*
Colombia Inteligente
Colombia
juandavid.molina@colombiainteligente.org

Bayron A. CALVACHE
Universidad del Valle
Colombia
bayron.calvache@correounivalle.edu.co

Jaime A. ZAPATA
XM - Colombia Inteligente
Colombia
jazapata@XM.com.co

Resumen *– En Colombia, la regulación estableció que el operador de la red de distribución es el responsable del despliegue de la infraestructura de la medición avanzada (AMI) y este debe garantizar la ciberseguridad e interoperabilidad del sistema para la gestión del servicio de energía eléctrica y el uso de los datos por todos los actores tales como consumidor, el gestor centralizado de datos, el comercializador y terceros (entidades de política, regulación y supervisión). La interoperabilidad en AMI se define como la habilidad de dos o más componentes del sistema de intercambiar información y de utilizar la información intercambiada para el propósito para el que está diseñado el componente. Aunque la mayoría de los equipos utilizados en los sistemas de medición inteligente se basan en estándares, esto aún no se ha traducido en una infraestructura que pueda ser interoperable, de tal manera que se asegure la operación de una población heterogénea de medidores, la gestión de las generaciones de firmware y hardware, el uso de múltiples canales de comunicación y la capacidad de proporcionar escalabilidad y flexibilidad. Por lo tanto, se requiere de una especificación complementaria o perfil, los cuales no son ni desarrollados ni publicados por los organismos de estandarización.*

El artículo presenta el diseño de un marco de referencia para la implementación técnica de las funcionalidades AMI que soportan el caso de negocio de gestión de datos AMI, con un enfoque de interoperabilidad semántica y sintáctica basada en los estándares aplicables en Colombia. Para la construcción del perfil, se adoptó la Metodología IOP para lograr la interoperabilidad funcional utilizando estándares y se aplica a las capas de información, comunicaciones y componentes del modelo SGAM con base en la estructura de casos de uso definida en la IEC 62559. A partir del modelo SGAM se definieron las interfaces físicas y los canales de comunicación que conforman el sistema de medición y se identificó el conjunto de estándares aplicable para cada capa como base para la creación de los Perfiles Básicos de Aplicación (BAP). Esto define el modelo semántico, que especifica los elementos estructurales que capturan (modelan) el contenido de la información y el modelo sintáctico, que especifica como se serializa el modelo semántico para que pueda ser transferido entre el productor y el consumidor de la información. Luego, el Perfil de Interoperabilidad (BAIOP) se crea en la fase de prueba como una extensión del BAP, especificando pruebas para verificar la implementación de los requisitos técnicos. Los perfiles BAP y BAIOP se definieron con base en los estándares IEC 62056 y CLC/TS 50568. Cada perfil documenta la arquitectura base, los objetos de información de los casos de uso, los tipos de clientes, los mecanismos de seguridad propuestos y la estructura de perfiles de carga e instrumentación. También el modelo de datos, basado en objetos o tablas, para 14 funcionalidades AMI y el listado de eventos soportados por el medidor. Las pruebas definidas en el BAIOP permiten evaluar tanto las funcionalidades específicas como la integración del dispositivo en el sistema.

El perfil facilita la gobernanza de la interoperabilidad, logrando una visión compartida del sistema AMI y sus interacciones con otros sistemas. El perfil no está ligado a un dispositivo específico, sino a la implementación particular de un estándar según el perfil con el propósito de asegurar que las funcionalidades se implementen correctamente en el dispositivo y que este se integre adecuadamente en el sistema, conforme al rol asignado. El perfil permite satisfacer los requerimientos de los lineamientos y criterios AMI con el propósito de facilitar y optimizar el despliegue de la infraestructura AMI en el país.

* Edf. TecnoParque Cr.46 # 56 - 11 Piso13. Medellín–Colombia

Palabras clave: Interoperabilidad - Medición Avanzada - Red Inteligente – AMI - Datos Energía Eléctrica – BAP – BAIOP – SGAM - IEC 62056 - CLC/TS 50568

1 INTRODUCCIÓN

Para el despliegue eficiente e integral de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) se requiere definir los lineamientos de política pública, la reglamentación técnica y comercial para su remuneración, y la arquitectura tecnológica de las diferentes funcionalidades AMI. En Colombia, el Ministerio de Minas y Energía (MINENERGÍA) definió la política pública (4 0072/18, 4 0483/19) y la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) estableció las resoluciones CREG 101 001 y 701 011 de 2022 con las condiciones para su implementación (derechos, deberes, responsabilidades, requisitos técnicos generales, plan de despliegue, remuneración del plan, gestión de datos) [1]. Además, ICONTEC estableció los requisitos tecnicos para los sistemas AMI en redes de distribución de energía eléctrica [2]. Cabe mencionar que dentro de los lineamientos definidos por MINENERGÍA y los criterios de la CREG, los operadores de la red son los responsables de garantizar la interoperabilidad de todos los activos involucrados en AMI y entre los sistemas identificados para intercambiar la información, así como implementar los esquemas de ciberseguridad necesarios para proteger los datos. Lo anterior bajo protocolos abiertos y estándares que soporten soluciones escalables y flexibles. Ahora bien, los estándares no describen soluciones personalizadas para las funcionalidades AMI en el país, estos describen soluciones universales que pueden ser apropiadas de acuerdo con las reglamentaciones del país. Sumado a lo anterior, en el contexto Colombia, se incrementa su complejidad al existir diferentes responsables para el despliegue AMI. Por ejemplo, en Colombia, los más de 17 de millones de usuarios del servicio de energía eléctrica son atendidos por 29 empresas que operan la red de distribución. Cada operador de la red tiene asignada un área geográfica donde se desarrolla un mercado de comercialización, mercado en que pueden interactuar más de 138 comercializadores de energía. Lo anterior evidencia retos para garantizar la interoperabilidad de datos para reducir los costos de instalación e integración de tal manera que se logre materializar los beneficios de la medición avanzada a los diferentes actores que utilizan los datos para monitorear y controlar su consumo, mejorar la calidad del servicio, diseñar nuevos servicios soportados en los datos y por el uso de sus recursos energéticos distribuidos.

Desde el 2019, la Alianza Colombia Inteligente inició la estrategia colaborativa enfocada al diseño de la arquitectura tecnológica AMI con el objetivo de analizar, evaluar e identificar retos y brechas para definir las bases tecnológicas que garanticen la interoperabilidad y eficiencia en el despliegue de la infraestructura AMI en el país. Se han definido guías orientadas a la medición, supervisión y control de los DER, la gestión operativa AMI, y la gestión remota de equipos y sistemas. A su vez, la arquitectura tecnológica AMI soportada en estándares y casos de uso base para su implementación y en particular sobre la gestión de la medida avanzada de las funcionalidades AMI definidas en el país. Los documentos realizados tienen como objetivo brindar un marco de referencia para la implementación técnica de las funcionalidades AMI que soportan el caso de negocio de gestión del medidor, con un enfoque de interoperabilidad semántica y sintáctica basada en los estándares aplicables en Colombia [3].

Las actividades de la Alianza, se han soportado en el Grupo de Trabajo Colaborativo Integración AMI y de Información Avanzada. En estos, se han revisado esas experiencias entendiendo que los estándares no describen soluciones personalizadas, sino que describen soluciones universales que pueden ser apropiadas de acuerdo con las reglamentaciones de cada país. En ese contexto, en el GTC se optó por trabajar de forma modular con base en la estructura, reglas vigentes y propuestas para el sector eléctrico colombiano. El aporte radica en trabajar por la estandarización como uno de los principales retos de la transición hacia un sistema eléctrico limpio e inteligente donde cada uno de los responsables del despliegue AMI fortalece sus capacidades. Así mismo, aportar proactivamente desde la Alianza al diseño de las reglamentaciones que garanticen la interoperabilidad en las diferentes capas, partiendo de perfiles referenciales que puedan ser apropiados por cualquier empresa en el país. El trabajo propuesto es el insumo base y valido para la construcción del perfil interoperabilidad hasta el nivel que se exija en el país, dado que esta soportado en el análisis de los estándares aplicables en Colombia (Norma NTC 6079), el modelo común de información *(Common Information Model) - CIM)* para distribución (IEC 61968 parte 9 relacionada directamente con la lectura y control de los medidores), en el uso de herramientas de reconocimiento internacional como lo son el modelo arquitectural *SGAM* y el estándar IEC 62559 para el desarrollo de casos de uso, así como en la aplicación de la metodología *Interoperability Profiles* (*IOP*) diseñada por el *Smart Grid Coordination Group - SGCG-* de *ETSI* y *CEN-CENELEC* para la definición de perfiles en el contexto de las redes inteligentes [4].

En este trabajo se presenta el diseño del perfil de interoperabilidad de datos de energía aplicable a las 14 funcionalidades mínimas que deben soportar los sistemas AMI en Colombia. La estructura del documento es la siguiente: En la primera sección se ofrece una introducción al artículo. En la segunda sección se presenta una revisión internacional sobre la interoperabilidad y el marco de referencia. En la tercera sección, se describe la metodología utilizada para el análisis de la arquitectura AMI y el diseño del perfil de interoperabilidad de datos. En la cuarta sección, se describe el diseño del perfil de interoperabilidad y sus componentes entre el medidor avanzado, el concentrador y el sistema de gestión de datos. Finalmente, las conclusiones se presentan en la quinta sección.

2 PERFIL DE INTEROPERABILIDAD

La interoperabilidad se convierte en un requisito clave para alcanzar aplicaciones de red inteligente robustas, confiables y seguras, con la capacidad de integrar diferentes activos y aplicaciones dentro de un sistema funcional [5]. La interoperabilidad en medición avanzada se entiende como la habilidad de dos o más componentes del sistema de medición de intercambiar información y de utilizar la información intercambiada. Existen diferentes niveles de interoperabilidad y enfoques internacionales para el diseño de perfiles de interoperabilidad, las cuales se describen a continuación.

2.1. Marco de referencia

La ETSI (*European Telecommunications Standards Institute*) describe 4 categorías de interoperabilidad [6]:

- Interoperabilidad técnica: se asocia con componentes de hardware/software, sistemas y plataformas que permiten que se lleve a cabo la comunicación de máquina a máquina vía protocolos y tecnologías de comunicación. En el contexto de la medición avanzada, se hace referencia a protocolos tales como: Ethernet, WiFi, HDLC, Wi-SUN, LoRa y LoRaWAN, G3-PLC, RS-485, LTE, PRIME-PLC, CLC/TS 50568-4, entre otros.
- Interoperabilidad sintáctica: se asocia con formatos de datos; también con la estructura de los mensajes utilizados para transportarlos (capa de aplicación del modelo OSI). En el contexto de la medición avanzada, se hace referencia a protocolos tales como: REST, JSON, SOAP, ANSI C12.21/22, DLMS, IEC 62056-5-3, CLC/TS 50568-8, IEC 61968-100, *Multispeak*, entre otros.
- Interoperabilidad semántica: se asocia con el significado del contenido, es decir, que existe un entendimiento (modelo) común del significado del contenido (información) que se intercambia. En el contexto de la medición avanzada, se hace referencia a protocolos tales como: CIM, XSD, COSEM, IEC 62056-6-1/2, ANSI C12.19, IEC 61968-9, CLS-TS 50568-8, *Multispeak*, entre otros.
- Interoperabilidad organizacional: es la capacidad de las organizaciones para comunicar y transferir datos (información) de manera efectiva. La interoperabilidad organizacional se logra en la medida que se da la interoperabilidad técnica, sintáctica y semántica.

Aunque la mayoría de los equipos utilizados en los sistemas de medición inteligente se basan en estándares (internacionales o regionales), esto aún no se ha traducido en una infraestructura que pueda ser interoperable, de tal manera que se asegure la operación de una población heterogénea de medidores, la gestión de las generaciones de *firmware* y *hardware*, el uso de múltiples canales de comunicación y la capacidad de proporcionar escalabilidad y desempeño [7]. La adopción de estándares abiertos es una condición necesaria para lograr la interoperabilidad, pero no es suficiente; es por ello que el desarrollo de los perfiles de intercambio de datos e información tiene como propósito brindar herramientas para lograr soluciones interoperables desde su diseño, con base en la definición de un marco de ingeniería y procedimientos de prueba uniformes, lo cual se desarrolla a partir de un entendimiento e interpretación común de los estándares y el uso idéntico de los elementos funcionales que soportan la aplicación.

Para la construcción del perfil de interoperabilidad, el *SGCG* definió la metodología IOP. El objetivo de la metodología *IOP* es lograr la interoperabilidad funcional utilizando estándares y se aplica a las capas de información, comunicaciones y componentes del modelo *SGAM*. A partir de la aplicación de la metodología de creación del perfil se define: 1) Un modelo semántico, que especifica los elementos estructurales que capturan (modelan) el contenido de la información, y 2) Un modelo sintáctico, que especifica como se serializa el modelo semántico para que pueda ser transferido entre el productor y el consumidor de la información. En la Fig. 1 se ilustra el marco de referencia utilizado para el diseño del perfil en Colombia.

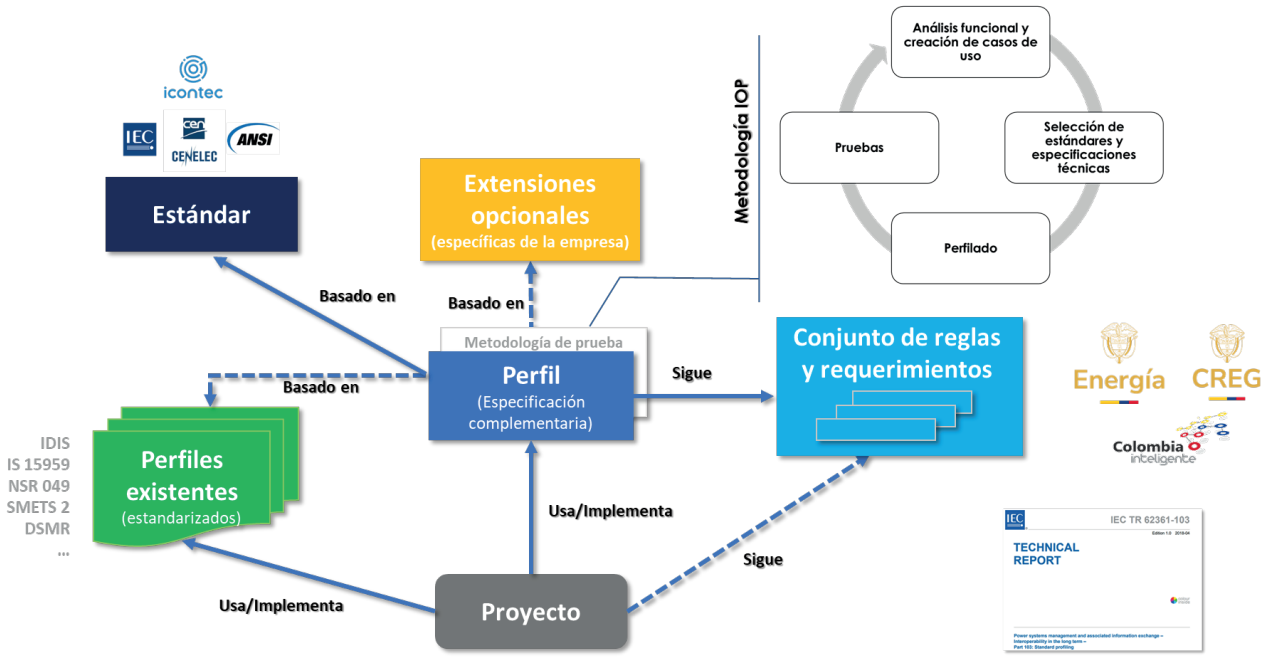


Fig. 1. Marco de referencia para la creación del perfil AMI Colombia Inteligente - Adaptado de [8].

2.2. Experiencias Internacionales

Se pueden identificar diferentes tipos de perfiles, como por ejemplo perfiles de usuario (por ejemplo, una empresa de energía), perfiles de producto (específicos de un fabricante), perfiles de aplicación (basados en funciones o casos de uso), perfiles de dispositivos (por ejemplo, DNP3) o perfiles de protocolo. En el contexto de las redes eléctricas inteligentes existen diversos ejemplos de perfiles de diferentes tipos, asociados a su vez a casos de aplicación particulares, entre los que se destacan:

- Automatización de la Distribución: IEEE 1815 (Clausula 14), IEC 60870-5-104 (Sección 9), IEC TR 61850-7-6, entre otros.
- Recursos Energéticos Distribuidos: SunSpec Modbus for IEEE 1547, IEC 62746-10-1 (OpenADR VEN profile), entre otros.
- Infraestructura de Medición Avanzada: IDIS (DLMS UA), SMETS 2 (Reino Unido), Linky (ENEDIS), DSMR (Países Bajos), IS 15959 (India), entre otros (ver Fig.2).

	Perfil Interoperabilidad	OMS	IDIS	IS 15959/16444	SMITP M&M UNI/TS	Linky	DSMR	SEC – SMETS GBSC (DECC)	REQ.21 NAESB	STAR PRIME
Alcance	Región y servicios relacionados	Alemania E, G, A, C	EU, ME, A E, G, A, C	India E	Italia E, G	Francia E	Países bajos E, G	UK E, G	Norteamérica E, A	Esp, Port, Pol. E
	Interfaces	HES-DCU* DCU-M M-Otros	HES-M DCU-M M-Otros	HES-Otros SI HES-DCU DCU-M	HES-M HES-DCU DCU-M	HES-DCU DCU-M	HES-M M-Otros	HES-M M-Otros	HES-C HES -Otros SI	HES-DCU DCU-M
	Funcionalidades adicionales	Multiservicios Gestión Carga Display	Multiservicios Gestion Carga Display	Prepago Display	-	Gestión Carga	Multiservicios Display	Multiservicios Gestión Carga Display Prepago	Integración a otros SI	-
	Casos de uso	-	13	-	12	5	16	+13	-	-
Interoperabilidad y Ciberseguridad	Información	-	-	IEC 61968 o Equivalente	-	IEC 61968-9*	-	-	CIM* (IEC 61968-9)	-
	Modelo de Datos	M-Bus EN 13757 IEC 62056-6-2	COSEM IEC 62056-6-2	COSEM IEC 62056-6-2	CLC TS 50568 COSEM IEC 62056-6-2	COSEM IEC 62056-6-2	COSEM IEC 62056-6-2	COSEM IEC 62056-6-2	REQ.21 NAESB (XML)	COSEM IEC 62056-6-2
	Capa de Aplicación	M-Bus EN 13757	DLMS IEC 62056-5-3	DLMS IEC 62056-5-3	CLC TS 50568 DLMS IEC 62056-5-3 + CL	DLMS IEC 62056-5-3	DLMS IEC 62056-5-3	DLMS IEC 62056-5-3	RFC 2818/3986/ 4287/4122	DLMS IEC 62056-5-3
	Red	M-Bus EN 13757	Perfil S-FSK IEC 62056-8-3 TCP,UDP IPv4, IPv6	IS 15959 TCP, UDP IPv4, IPv6	SMITP CLC TS 50568 TCP IPv4, IPv6	Perfil S-FSK prTS 52056 EURIDIS Bus TCP IPv6	Perfil S-FSK IEC 62056-8-3 TCP,UDP IPv4, IPv6 M-Bus EN 13757	SEC-DCC TCP IPv4, IPv6	RFC 5246/6749/67 50 TCP/IP	PRIME OFDM PLC ITU-T G.9904 IPv4/IPv6
	Conectividad	Wireless M-Bus EN 13757 Wired M-Bus EN 13757	S-FSK PLC IEC 61334-5-1 6LowPAN G3 OFDM PLC ITU-T G.9903 Ethernet, GPRS, UMTS	IS 16444 RF/PLC/ Cellular G3 OFDM PLC ITU-T Ethernet, GPRS, UMTS	PLC B-PSK CLC TS 50568 Ethernet, GPRS	S-FSK PLC IEC 61334-5-1 6LowPAN G3 OFDM PLC ITU-T G.9903 Ethernet, GPRS	S-FSK PLC IEC 61334-5-1 M-Bus EN 13757 GPRS, UMTS	SEC-DCC Zigbee/SEP	Ethernet, GPRS, UMTS	PRIME OFDM PLC ITU-T G.9904
	Ciberseguridad	wM-Bus (AES 128) EN 13757	IEC 62056-5-3 (Suite 0 y 1) G3-PLC (AES128)	IEC 62056-5-3 (Suite 0)	IEC 62056-5-3* CLC TS 50568 (AES 128)	IEC 62056-5-3 G3-PLC (AES128)	IEC 62056-5-3 (Suite 0)	IEC 62056-5-3 Zigbee (AES128)	TLS 1.2	*PRIME PLC (AES 128) TLS*

Fig. 2. Caracterización de perfiles de interoperabilidad aplicada a medición avanzada – Elaboración propia.

3 DISEÑO DEL PERFIL DE INTEROPERABILIDAD AMI

El diseño de una arquitectura AMI se realiza por fases, con base en los requerimientos regulatorios, normativos y propios de cada empresa, el aporte radica en que los responsables del despliegue AMI partirán de una base contextualizada en los requerimientos regulatorios definidos por el MINENERGIA y la CREG, además de los requisitos normativos definidos por la norma técnica NTC 6079. Esto reducirá los esfuerzos necesarios para llegar a soluciones interoperables que faciliten el escalamiento e integración de las soluciones de medición avanzada. Así mismo permitirá obtener una base de conocimiento para realizar el refinamiento de las soluciones AMI (requerimientos técnicos y funcionales) de acuerdo con sus características tecnológicas y requerimientos propios. Adicionalmente, el alcance del perfil está enfocado en las interfaces sistema de gestión de datos – Concentrador – Medidor, que por sus características son las que más trabajo y análisis requieren en cuanto a la interoperabilidad y en donde por la novedad de la tecnología típicamente hay un mayor nivel de desconocimiento; de ahí que se requieren fortalecer las habilidades y capacidades para soportar el despliegue AMI en el país. A continuación, se describe el marco de referencia utilizado para el diseño de la arquitectura tecnológica AMI soportada en el perfil de interoperabilidad.

3.1. Marco de referencia

Cabe destacar que las experiencias internacionales muestran que de acuerdo con las características de los países se ha profundizado a nivel normativo, incluso desde el punto de vista regulatorio donde se han definido perfiles referenciales orientados a hacer más eficientes los procesos de masificación y el aprovechamiento de los beneficios que se pueden obtener de la medición avanzada. Es de destacar que, lograr ese nivel de profundización requiere de la participación de los diferentes actores tales como las entidades de gobierno, empresas de energía, proveedores, academia, laboratorios, entre otros. Con el objetivo de lograr la interoperabilidad, varios pasos deben ser ejecutados enfocados al análisis funcional y la creación o selección de los casos de uso, la selección de estándares y especificaciones técnicas, el perfilamiento de los estándares y finalmente el diseño de las pruebas, que incluyen tanto pruebas de conformidad como de interoperabilidad bajo un marco de referencia común para diseñar el perfil de interoperabilidad (ver Fig. 3). En este sentido, se requiere de un análisis del marco normativo y regulatorio y la definición de casos de uso según el contexto de aplicación, los cuales son mapeados en el modelo SGAM para identificar los actores, interfaces e información intercambiada en el sistema, los patrones de integración y los estándares aplicables a cada interfaz. A partir de esta base se crean los perfiles Básicos de aplicación BAP, que se extienden a los perfiles Básicos de Interoperabilidad BAIOP, con el objetivo de obtener soluciones basadas en estándares interoperables desde el punto de vista técnico, sintáctico y semántico, según el alcance que se defina.

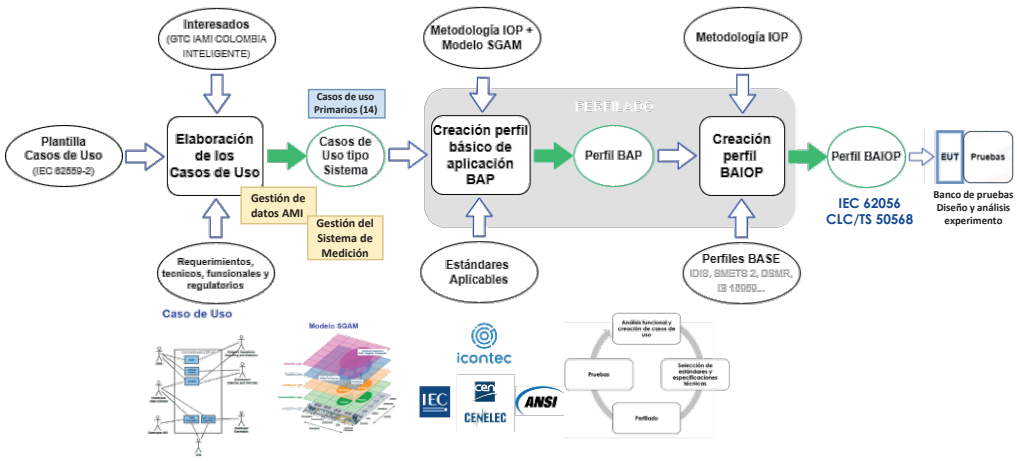


Fig. 3. Marco de referencia para el diseño del perfil de interoperabilidad – Elaboración propia.

3.2. Perfil básico de aplicaciones BAP

Con base en el modelo *SGAM* y las funcionalidades AMI a soportar, es posible definir las interfaces físicas requeridas y los canales de comunicación entre los diferentes componentes que conforman el sistema de medición. Se definen el conjunto de estándares para cada capa (componentes, comunicaciones e información) como base para la creación de los BAP. El BAP es una selección e interpretación acordada de las partes de los estándares y especificaciones aplicables, y está conceptualizado para ser utilizado como bloques base para la construcción de las especificaciones de interoperabilidad de un usuario o proyecto.

Cabe mencionar que un BAP no debe tener opciones, por lo que todos los criterios seleccionados serán obligatorios para garantizar la interoperabilidad, es decir, para cada variante de una función de aplicación se debe definir un BAP. Los BAP se construyen tomando como base estándares internacionales abiertos y deben incluir: 1) Descripción de la función de aplicación relacionada (capa Funcional *SGAM*), 2) Modelos de datos relevantes (capa Información *SGAM*), 3) Servicios de comunicación (capa Comunicaciones *SGAM*), 4) Requisitos de los componentes relacionados (capa Componentes *SGAM*) y 5) Diagramas de interacción, si la función de aplicación se divide en subfunciones (pueden estar distribuidas en diferentes dispositivos físicos).

3.3. Perfil de Interoperabilidad BAIOP

De acuerdo con la metodología IOP los perfiles BAIOP se construyen a partir de la extensión (refinamiento) de los perfiles BAP identificados. Se crea un perfil BAIOP para cada estándar seleccionado. Para el caso bajo estudio, los perfiles BAP que se extenderán son los que corresponden a las interfaces de interés. Para la base de pruebas los BAP se extienden para crear los perfiles de interoperabilidad de aplicación básicos (BAIOP), que contienen: 1) La configuración de los dispositivos, 2) la configuración de la prueba incluyendo la infraestructura de comunicación (topología), 3) los casos de prueba de acuerdo con el BAP, 4) las descripciones de las capacidades específicas y 5) el marco de ingeniería para el modelado de datos (instancias) y la infraestructura de comunicación (topología, mapeo de los servicios de comunicación, etc.). Los BAIOP no son específicos de un dispositivo sino de la implementación especifica basada en el estándar seleccionado, dado que su objetivo es comprobar funcionalidades especificas descritas en el BAP, las cuales se derivan del análisis del estándar. Estas funcionalidades están además estrechamente relacionadas con el sistema del que hace parte el dispositivo y por lo tanto las pruebas también permiten comprobar que tanto el rol como la integración del dispositivo al sistema se ejecutan de manera apropiada y de acuerdo con las especificaciones definidas en el BAP.

4 PERFIL INTEROPERABILIDAD AMI COLOMBIA

La Alianza Colombia Inteligente definió un perfil país de interoperabilidad del sistema de medición avanzada, enfocado en la interoperabilidad semántica y sintáctica y con base en los estándares IEC 62056 y CLC/TS 50568. A continuación, se presenta la arquitectura, casos de uso y estructura del perfil.

4.1. Arquitectura y casos de uso

De acuerdo con los análisis realizados por el Grupo de Trabajo Colaborativo, desde el punto de vista del Operador de Red y teniendo en cuenta el modelo de arquitectural *SGAM*, la infraestructura de medición avanzada en Colombia estará soportada en la arquitectura tecnológica AMI (ver Fig. 4). Esta arquitectura es referencial y su concepción parte del análisis de los diferentes documentos regulatorios y normativos aplicables a AMI. La arquitectura se toma como base para identificar los actores tipo dispositivo, sistemas y sus interacciones según cada caso de uso considerado para el perfil de interoperabilidad.

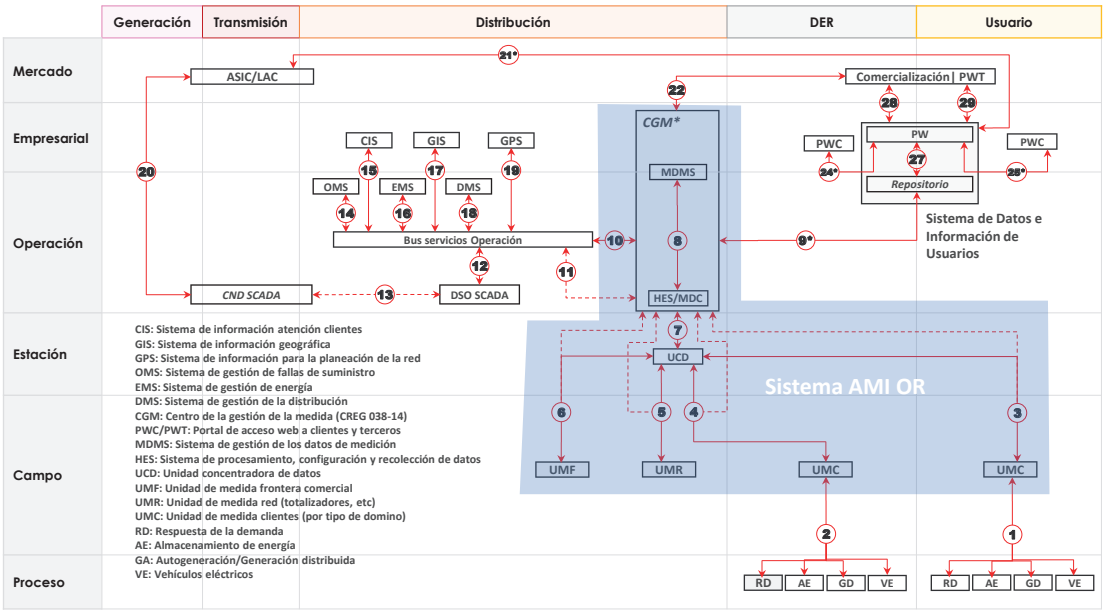


Fig. 4. Arquitectura tecnológica AMI – Elaboración propia.

Se consideraron 14 casos de uso que se agruparon según el tipo de proceso de negocio asociado:

- Gestión del medidor (1-7): Instalación y registro de medidores, Configuración y actualización del medidor, Sincronización de reloj del medidor, Actualización de firmware del medidor, Supervisión de medidores, Supervisión de las comunicaciones y Mantenimiento del sistema de seguridad.
- Gestión de servicio (8-12): Lecturas del medidor por demanda, Lecturas del medidor programadas, Publicación Información para el Usuario, Gestión Servicio Prepago, y Conexión, Desconexión y limitación del servicio.
- Gestión del sistema de distribución (13-14): Supervisión de calidad del servicio y Notificación de perdida de suministro - Último Suspiro.

4.2. Estructura Perfil

El perfil BAIOP se construyó con base en el análisis comparativo de los diferentes perfiles internacionales revisados, la arquitectura base, los casos de uso y tipos de clientes en concordancia con el contexto regulatorio y normativo aplicable en Colombia (Ver Fig. 5).

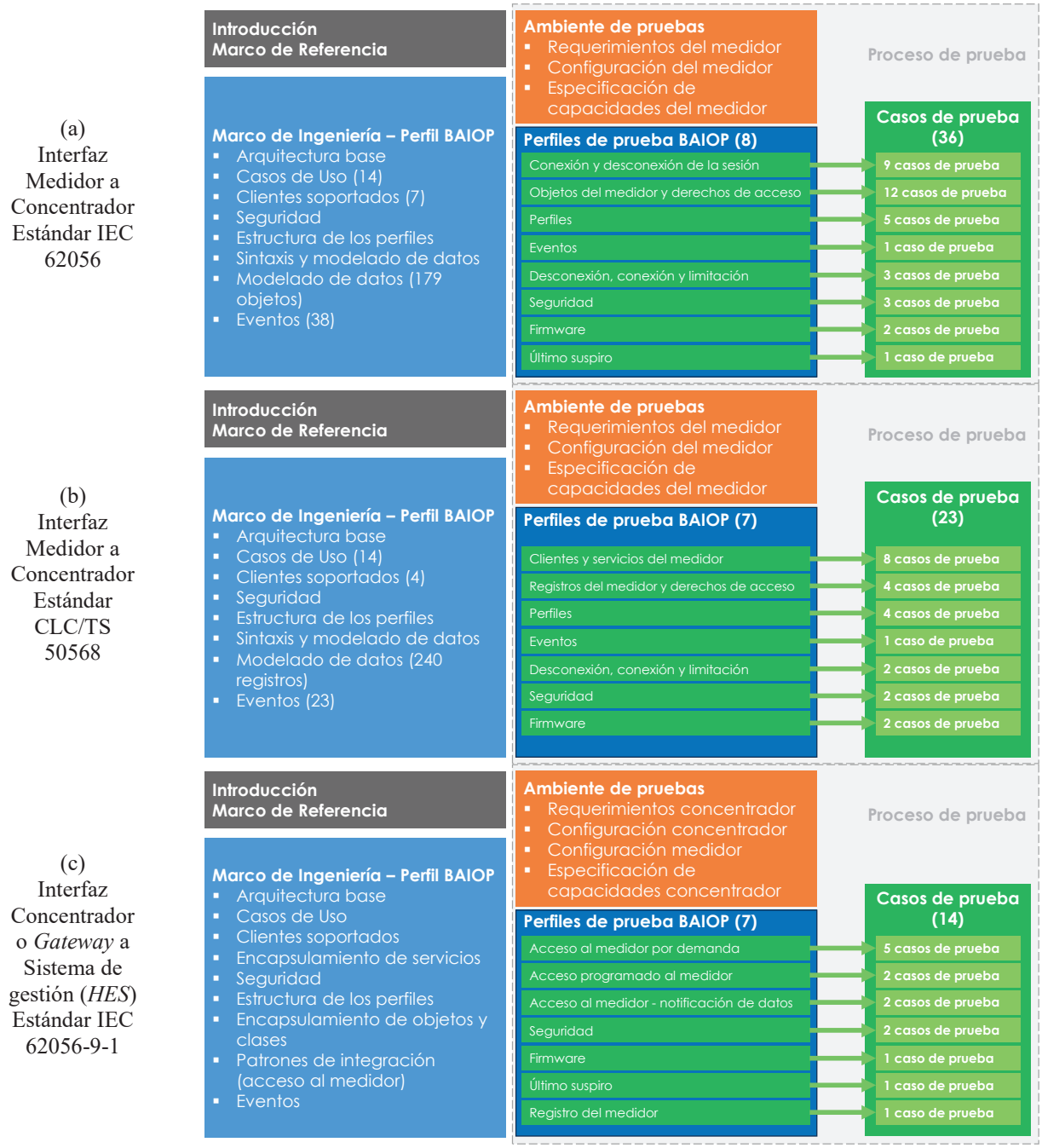


Fig. 5. Estructura Perfil de Interoperabilidad Datos AMI – Elaboración propia.

El perfil define la forma en que se utilizará el estándar de acuerdo con los casos de uso de interés y la metodología para verificar la interoperabilidad del medidor (intercambio de información) según el modelo de datos y los servicios de transporte implementados. Los BAIOP se desarrollan para aquellas interfaces en donde se desea alcanzar interoperabilidad, en el caso particular del perfil para la interfaz Unidad de Medida – Concentrador de datos – Sistema de Gestión. Los patrones de integración soportados por el sistema para el acceso a los datos (objetos asociados a los casos de uso) del medidor que se tuvieron en cuenta en el perfil son: 1) Acceso al dispositivo bajo demanda, 2) Acceso programado al dispositivo (incluyendo la opción de comunicación mediante eventos) y 3) Acceso al dispositivo con Notificación de Datos.

5 CONCLUSIONES

El aprovechamiento y la captura de los beneficios de los sistemas y datos AMI no se logra solamente con el despliegue de las soluciones tecnológicas; se requiere alcanzar una integración apropiada de todos los componentes del sistema, de tal manera que se puedan implementar de forma adecuada las funcionalidades y materializar los beneficios esperados. Una integración efectiva depende de que las soluciones sean interoperables para lograr sistemas accesibles, flexibles y escalables.

Si bien los dispositivos y sistemas AMI se basan en estándares, esto no se traduce directamente en infraestructuras interoperables. El uso de estándares abiertos es un requisito necesario para alcanzar la interoperabilidad, más no es suficiente, dado que es una práctica común considerar requisitos específicos del proveedor o el usuario de la solución para brindar flexibilidad en aplicaciones futuras.

Desde el punto de vista de la implementación AMI se deben considerar 3 niveles de interoperabilidad: la interoperabilidad técnica, la interoperabilidad sintáctica y la interoperabilidad semántica. Alcanzar estos niveles de interoperabilidad permitirá que el responsable del sistema pueda comunicar y transferir los datos e información AMI de manera efectiva, independientemente de que se utilice una diversidad de aplicaciones, dispositivos e infraestructuras de comunicación, recudiendo costos de instalación e integración.

Un perfil permite alcanzar un entendimiento e interpretación común de las normas y especificaciones técnicas, así como el uso idéntico de los elementos funcionales que soportan la aplicación.

La interoperabilidad “no se compra”, tampoco es exclusivamente un problema técnico. La interoperabilidad en AMI se construye a partir de un análisis integral, con base en el marco regulatorio y normativo, los objetivos de la implementación y beneficios, funcionalidades a soportar, el contexto de despliegue (tipos de usuarios, geográficos y poblacional), ciberseguridad, capacidades tecnológicas y operativas, entre otras.

6 AGRADECIMIENTOS

Al Grupo de Trabajo Colaborativo de Integración AMI e Información Avanzada, las empresas y entidades de la Alianza colaborativa Colombia Inteligente por su aporte y compromiso para el desarrollo integral y eficiente de las redes inteligentes en la infraestructura del sistema eléctrico con el propósito de reducir riesgos y maximizar beneficios para los actores del sector eléctrico colombiano.

7 REFERENCIAS

[1] ICONTEC, «NTC 6079:2021,» 19 Mayo 2021. [En línea]. Available: https://tienda.icontec.org/gp-requisitos-para-sistemas-de-infraestructura-de-medicion-avanzada-ami-en-redes-de-distribucion-de-energia-electrica-ntc6079-2021.html. [Último acceso: 17 Diciembre 2024].

[2] CREG, «Medición Avanzada - AMI,» 20 Diciembre 2022. [En línea]. Available: https://creg.gov.co/publicaciones/15067/medicion-avanzada-ami/. [Último acceso: 17 Diciembre 2024].

[3] European Smart Grids Task Force - Expert Group 1, "Towards Interoperability within the EU for Electricity and Gas Data Access & Exchange," 2019.

[4] COLOMBIA INTELIGENTE, Gestión de datos AMI - Desarrollo Perfiles BAIOP - Estándar IEC 62056 y Estándar CLC/TS 50568, 2023. https://colombiainteligente.org/tienda/

[5] CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group, "SG-CG/M490/I_Smart Grid Interoperability," 2014.

[6] ETSI, "ETSI White Paper No. 3 Achieving Technical Interoperability - the ETSI Approach," 2008.

[7] T. Field, "Smart Meter and Grid Integration from a Vertical Perspective –Towards A Smart Meter, DLMS User Association," 2017.

[8] European Smart Grids Task Force, "Supporting Documentation accompanying the Final Report - Towards Interoperability within the EU for Electricity and Gas Data Access & Exchange," Expert Group 1, 2019.

Comitê de Estudos C6 - Sistemas Ativos de Distribuição e Recursos Distribuídos de Energía

PROPOSTA DE CONTROLE SECUNDÁRIO APLICADO EM UMA MICRORREDE UTILIZANDO TÉCNICA DE LÓGICA FUZZY E VALIDAÇÃO EM AMBIENTE HIL

Isabelly Abou Ali Medeiros*
Unioeste
Brasil
isabelly.medeiros@unioeste.br

Adriano Batista de Almeida
Unioeste
Brasil
adriano.almeida@unioeste.br

Paulo Thiago de Godoy
Itaipu Parquetec
Brasil
paulo.godoy@itaipuparquetec.org.br

Leonardo de Assis Nizer
Itaipu Parquetec
Brasil
leonardo.nizer@itaipuparquetec.org.br

Guilherme Louro Justino
Itaipu Parquetec
Brasil
guilherme.justino@itaipuparquetec.org.br

Resumo *– Este trabalho apresenta o desenvolvimento e a avaliação de uma estratégia de controle de tensão para uma microrrede operando no modo ilhado, baseada em lógica fuzzy. Tal microrrede é composta por um conjunto de cargas residenciais, dois painéis fotovoltaicos e um sistema de armazenamento de energia, que opera como formador de rede, ou seja, é responsável pela referência de tensão e frequência do sistema. A abordagem proposta visa corrigir desvios de tensão, ajustando dinamicamente os níveis de geração e consumo conforme as condições operacionais. Para validar a estratégia, foi realizada uma simulação em tempo real utilizando a plataforma RTDS NovaCor, integrando o controle por meio de Hardware-in-the-Loop (HIL). Os resultados demonstram que o controlador fuzzy é capaz de mitigar variações de tensão ao implementar ações, como redução da potência gerada e corte seletivo de carga. A estratégia se mostrou eficaz na adaptação às oscilações da geração renovável e da demanda, promovendo a operação da microrrede.*

Palavras-chave: Microrredes – Controle Secundário – Lógica Fuzzy – Simulação HIL

1 INTRODUÇÃO

A geração distribuída baseada em fontes renováveis de energia tem se tornado cada vez mais expressiva na última década, impulsionada pela crescente demanda por energia elétrica. De acordo com projeções do Operador Nacional do Sistema (ONS), estima-se que, até 2029, a capacidade instalada de geração fotovoltaica no sistema alcance 26,48 GW, enquanto a micro e minigeração distribuída (MMGD) totalize 18,44 GW. Esses números representarão, respectivamente, 14% e 17% da matriz elétrica nacional [1].

A necessidade de integrar essas fontes à rede elétrica de maneira eficiente resultou no desenvolvimento do paradigma das microrredes (MRs). De forma geral, uma MR é definida como um sistema energético de menor escala que opera em média ou baixa tensão, com capacidade de funcionar tanto conectado quanto desconectado da rede principal. No modo ilhado, a MR deve ser autônoma para suprir sua própria demanda e determinar seu ponto de operação, sendo este estado mais suscetível a flutuações e perturbações em relação ao modo conectado [2].

Para gerenciar a operação de uma MR, implementa-se o sistema de gerenciamento de energia, conhecido como EMS (*Energy Management System*, do inglês, Sistema de Gerenciamento de Energia). O EMS regula o fluxo de energia dentro da MR, tomando decisões com base em dados em tempo real e em objetivos predefinidos.

(*) Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Av. Tarquínio Joslin dos Santos, n° 1300 – CEP 85870-650 Foz do Iguaçu, PR, – Brasil.

Esse sistema deve ser capaz de se adaptar às variações na demanda e no fornecimento de energia. Em cenários de ilhamento. Dentro da estrutura de uma MR ilhada, o EMS desempenha o papel de controle secundário, corrigindo desvios de tensão e frequência provocados pelo controle primário das fontes despacháveis [3], ou seja, o EMS deve ser capaz de atuar sobre a MR assegurando que os padrões de segurança e qualidade sejam mantidos

Nesse contexto, destaca-se a utilização de controladores baseados em lógica *fuzzy*, conhecidos como FLCs (*Fuzzy Logic Controllers*). Esses controladores utilizam um conjunto de regras que relacionam entradas e saídas por meio de declarações condicionais "se-então". Essa abordagem é particularmente vantajosa para sistemas não lineares, como as MRs. Ademais, um ajuste adequado pode proporcionar aos FLCs um desempenho superior em relação aos controladores convencionais [4]. O emprego dos FLCs é motivado por sua capacidade de simular o raciocínio humano, além de serem econômicos e flexíveis, o que torna a gestão de MRs mais intuitiva e adaptável a variações e necessidades específicas.

2 CONTROLE E OPERAÇÃO DE MICRORREDES

2.1 Conceito de Microrrede

A crescente modernização dos sistemas elétricos e o aumento da demanda energética impulsionaram a adoção de fontes renováveis e distribuídas. Nesse contexto, as MRs surgem como uma solução para a integração eficiente e segura de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) à rede elétrica. As MRs são definidas como sistemas elétricos de pequena escala que agregam geração distribuída, armazenamento de energia e cargas locais, podendo operar de forma conectada à rede ou de maneira autônoma, garantindo o fornecimento de energia em casos de falhas na rede principal [5].

A principal característica de uma MR é a flexibilidade operacional, permitindo a transição entre os modos de operação conectado e ilhado. No modo conectado, a MR interage com a rede elétrica através do Ponto de Conexão Comum (PCC), possibilitando o intercâmbio bidirecional de energia [6]. Já no modo ilhado, a MR depende exclusivamente dos REDs locais para suprir a demanda, sendo necessário um controle rigoroso para garantir a estabilidade da frequência e da tensão do sistema. A baixa inércia dos conversores eletrônicos, responsáveis pela interface dos REDs com a MR, impõe desafios adicionais, tornando indispensável a implementação de estratégias de controle avançadas [7].

2.2 Característica dos Recursos Energéticos Distribuídos

Os REDs que compõem uma MR podem ser classificados como despacháveis e não despacháveis. Os REDs despacháveis, como sistemas de armazenamento de energia (SAE) e geradores a diesel, possuem capacidade de ajuste na geração, permitindo o controle sobre a potência ativa e reativa. Por outro lado, os REDs não despacháveis, como sistemas fotovoltaicos, geram energia de forma intermitente, dependendo das condições climáticas [8].

Os dispositivos que permitem a conversão e adequação dos sinais elétricos são os conversores eletrônicos de potência, que desempenham um papel essencial na conexão dos REDs à MR. Esses conversores podem ser categorizados em três tipos principais: *grid-forming*, *grid-feeding* e *grid-supporting*. Os conversores *grid-forming* são responsáveis por estabelecer as referências de tensão e frequência na MR ilhada, garantindo a estabilidade do sistema. Os conversores *grid-feeding* operam como fontes de corrente, fornecendo potência ativa e reativa conforme as referências predefinidas, mas não sendo capazes de sustentar a MR de forma independente. Já os conversores *grid-supporting* combinam características dos dois anteriores, contribuindo para a regulação da tensão e da frequência na MR [9].

Dado o caráter dinâmico dos REDs, estratégias de controle são implementadas para assegurar a estabilidade do sistema e o compartilhamento eficiente de potência entre as fontes de geração. A estrutura hierárquica de controle das MRs é composta por três níveis: primário, secundário e terciário. O controle primário estabiliza a tensão e a frequência por meio do controle *droop*, enquanto o controle terciário otimiza o fluxo de potência entre a MR e a rede principal. Entre esses dois níveis, o controle secundário atua corrigindo os desvios de tensão e frequência, sendo um elemento fundamental para a operação segura e eficiente da MR [10].

2.3 Controle Secundário de Microrredes

O controle secundário tem como objetivo eliminar os desvios de frequência e tensão resultantes do controle primário, garantindo que os valores nominais sejam restaurados. Sua implementação pode ser centralizada, descentralizada ou distribuída. No modelo centralizado, um controlador global coordena os REDs e cargas, exigindo um canal de comunicação confiável. Já no modelo descentralizado, cada unidade controlável ajusta sua operação com base em medições locais, reduzindo a dependência da comunicação, mas podendo comprometer a coordenação global. O modelo distribuído, por sua vez, utiliza uma abordagem colaborativa entre os controladores locais [11].

A ação do controle secundário pode ser representada pelo deslocamento vertical da curva *droop*, ajustando a frequência e a tensão sem alterar a potência ativa e reativa. Essa regulação é essencial no modo ilhado, onde a MR não conta com a referência imposta pela rede elétrica, e deve garantir a estabilidade da frequência e a qualidade da energia fornecida. Além disso, a implementação de técnicas de controle avançadas, como controle preditivo e lógica *fuzzy*, tem sido explorada para aprimorar a resposta dinâmica da MR e otimizar seu desempenho diante de variações de carga e geração [7].

O controle secundário desempenha, portanto, um papel crítico na operação das MRs, possibilitando a continuidade do fornecimento de energia com qualidade e estabilidade. Sua correta implementação permite que as MRs operem de forma confiável tanto no modo conectado quanto no modo ilhado, garantindo uma transição suave entre os estados operacionais e maximizando a utilização dos recursos energéticos disponíveis.

3 ENSAIO PROPOSTO

3.1 Simulação em Tempo Real com HIL

O ensaio para este estudo foi conduzido utilizando o simulador em tempo real RTDS NovaCor (RTDS), da área de Gestão Energética do Itaipu Parquetec, equipamento responsável pela simulação da MR implementada para esses estudos [12]. Para garantir a interação entre a estratégia de controle e a MR simulada, adotou-se a abordagem *Hardware-in-the-loop* (HIL), na qual o FLC implementado em um computador foi conectado ao RTDS montando uma bancada de testes em malha fechada, onde o FLC interage com a MR simulada. Essa técnica possibilita a realização de testes sob diversas condições operacionais sem o risco de danos aos equipamentos físicos, uma vez que o FLC atua como se estivesse operando os ativos reais da MR, incluindo fontes de geração, dispositivos de proteção e cargas, mas em um ambiente controlado [13].

A comunicação entre o simulador RTDS e o computador que executa a lógica de controle foi viabilizada pelo cartão GTNETx2, que permite a transmissão e recepção de dados via uma conexão de rede local (LAN). Esse dispositivo suporta diferentes protocolos de comunicação e desempenha um papel essencial na troca de informações entre o ambiente de simulação e o controlador externo [14]. Para este trabalho, foi empregado o protocolo MODBUS TCP/IP, que facilita a comunicação entre sistemas de potência e elementos de controle devido à sua simplicidade de implementação e manutenção [15].

Por meio do protocolo MODBUS, o computador recebe informações essenciais para a operação da MR, incluindo a tensão do sistema (V_{SIST}), o nível de carga da bateria (*state-of-charge*, SOC), a potência das cargas ($\sum$Cargas) e a geração dos painéis fotovoltaicos ($\sum$FV), como apresentado na Fig. 1. A partir do processamento dessas variáveis, a lógica de controle *fuzzy* determina as ações de ajuste da geração e do consumo, enviando os comandos apropriados ao sistema. A implementação do controlador foi realizada na linguagem Python, garantindo flexibilidade na manipulação das variáveis e na aplicação das regras de inferência da lógica *fuzzy*.

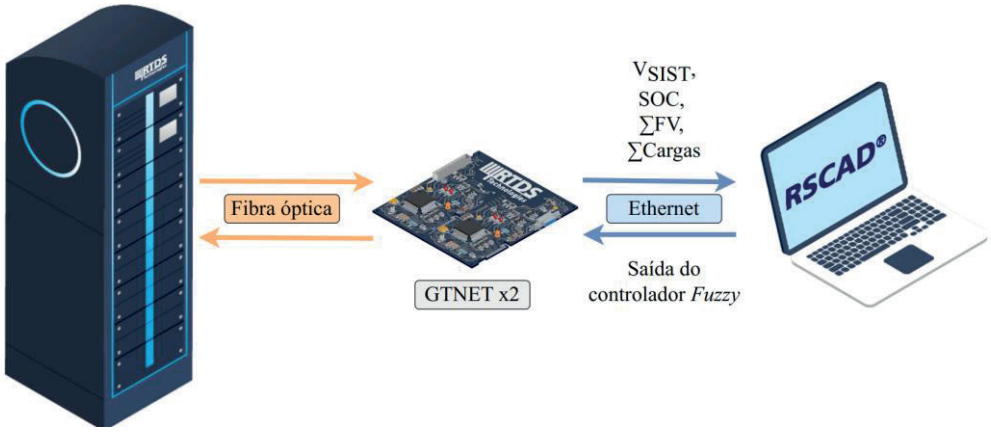


Fig.1 – Estrutura do ambiente de testes HIL

3.2 Arquitetura da MR

A MR utilizada neste estudo é baseada na estrutura apresentada em [7] que, por sua vez, tem como referência a rede de distribuição de baixa tensão do CIGRE. Essa MR é trifásica e desbalanceada, composta por duas fontes de geração fotovoltaica e um sistema de armazenamento de energia (SAE), cujo conversor opera no modo *grid forming*, fazendo com que a bateria seja responsável pela referência de tensão da MR. As cargas são modeladas de acordo com a representação de impedância constante, conforme o modelo polinomial ZIP, utilizado para descrever cargas elétricas em sistemas de potência.

A topologia da MR foi adaptada para atender aos objetivos do estudo, especialmente no que se refere ao desenvolvimento da estratégia de controle secundário. Quanto aos parâmetros elétricos, trata-se de uma MRde 400V de tensão nominal e frequência de 50 Hz e seus elementos podem ser observados na Fig. 2.

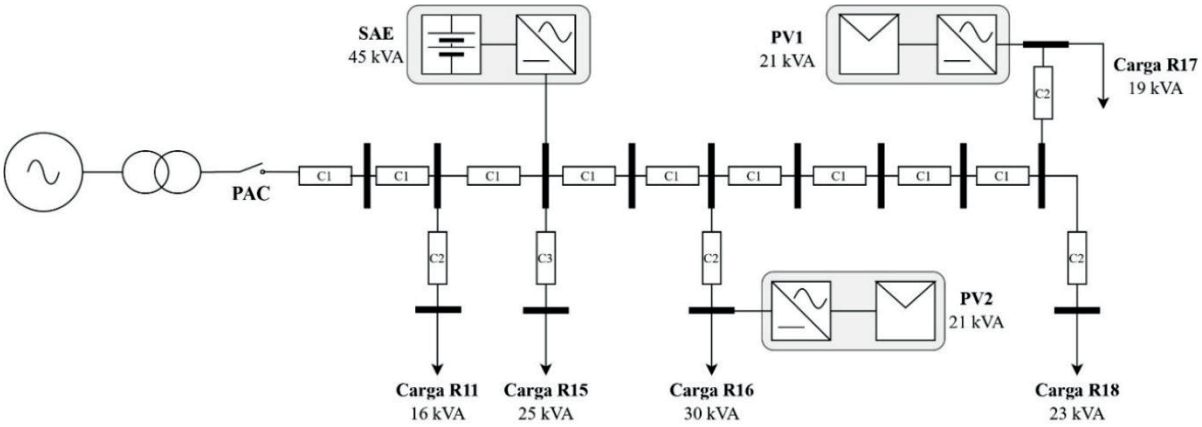


Fig 2 – Arquitetura da MR.

3.3 Lógica desenvolvida

A lógica de controle desenvolvida baseia-se em um sistema de inferência *fuzzy* que processa variáveis de entrada e determina ações corretivas para a operação da MR, criando um FLC. A estrutura do controle foi projetada para atuar em dois aspectos fundamentais: modificação da geração, reduzindo a potência fornecida pelos painéis fotovoltaicos em patamatres de geração quando necessário; e alteração da demanda, implementando corte de carga como última alternativa em situações críticas.

Para tanto, são avaliadas as seguintes variáveis: tensão do sistema (V_{SIST}), nível de carga da bateria (SOC), geração dos painéis fotovoltáicos (∑FV) e o nível de demanda (∑Cargas). Cada uma dessas variáveis foi classificada em conjuntos linguísticos, dados pelas funções de pertinência apresentadas na Fig. 3 abaixo.

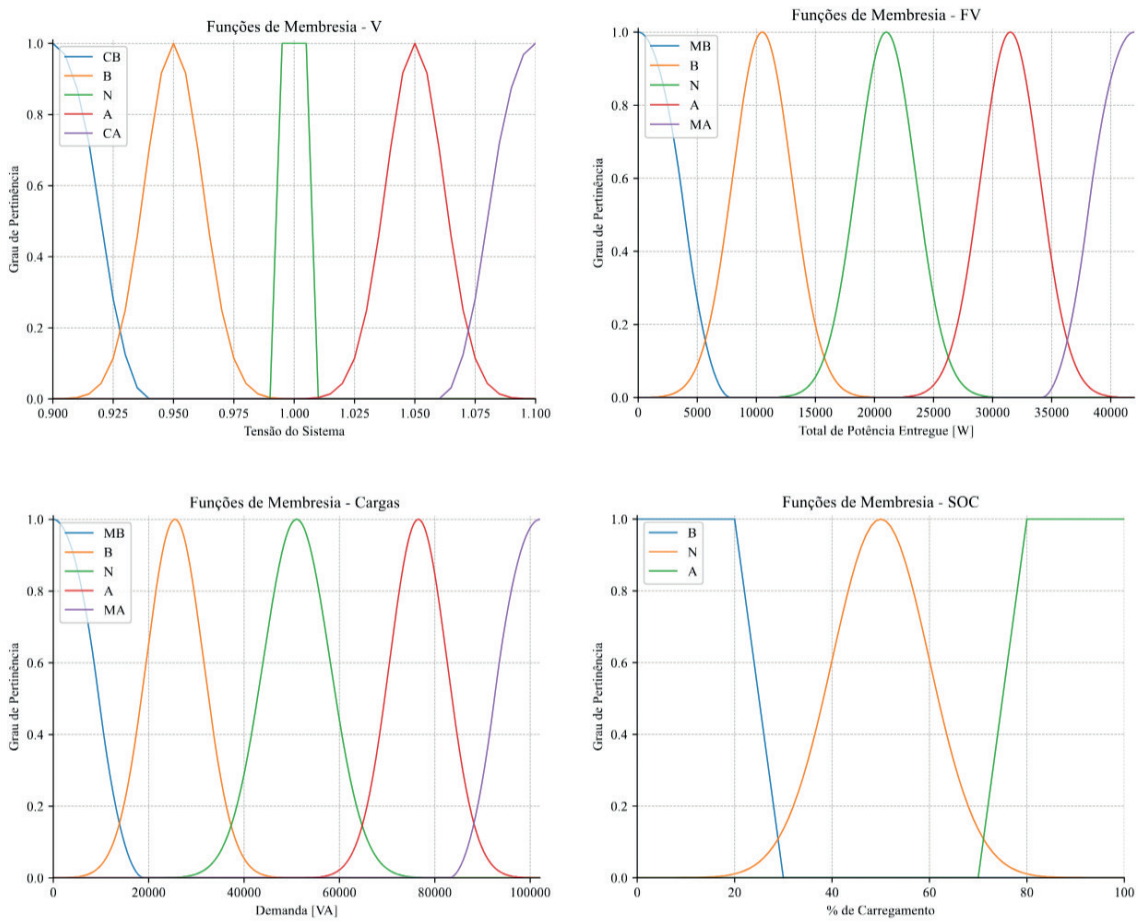


Fig. 3 – Funções de membresia das variáveis de entrada.

Nota-se que as variáveis foram classificadas em conjuntos linguísticos, tais como "Baixo", "Médio" e "Alto", de modo que, com exceção da variável 'SOC', foram considerados níveis extremos como CB (crítico-baixo) ou MB (muito-baixo), bem como CA (crítico-alto) ou MA (muito-alto).

A base de regras do sistema *fuzzy* foi estruturada de modo a garantir que o controle atue progressivamente sobre a geração e o consumo. A tomada de decisão ocorre de acordo com a condição atual das variáveis de entrada, e as ações incluem, por exemplo, a redução gradual da potência dos geradores fotovoltaicos quando a tensão do sistema está elevada e o SOC da bateria está alto, ou então, a desconexão de cargas não prioritárias quando a tensão do sistema está baixa e o SOC da bateria está crítico.

A inferência *fuzzy* é realizada por meio da aplicação das regras de controle e do método do centroide para a defuzzificação, permitindo a conversão dos valores linguísticos em comandos numéricos para o ajuste da geração e da demanda. Dessa forma, a estratégia proposta viabiliza a operação da MR em diferentes condições, adaptando dinamicamente os níveis de geração e consumo para garantir a estabilidade do sistema.

Além das saídas do controlador, foram analisados os respectivos graus de pertinência, os quais indicam o nível de confiança associado a cada decisão tomada pelo sistema. Esses valores desempenharam um papel fundamental na implementação da lógica de corte de carga, determinando a magnitude do corte aplicado. A estratégia adotada considerou o produto entre a carga recomendada para desligamento e o grau de confiança da resposta do controlador, definindo uma abordagem escalonada para o desligamento das cargas menos prioritárias. Inicialmente, 20% da carga menos prioritária era desativado, seguido de 20% do valor residual dessa mesma carga e, por fim, os 60% restantes, resultando no desligamento completo da carga. Caso a compensação ainda fosse insuficiente, o processo era repetido para a próxima carga menos prioritária. A estrutura lógica adotada para o tratamento das saídas do controlador fuzzy está representada no organograma da Fig. 4.

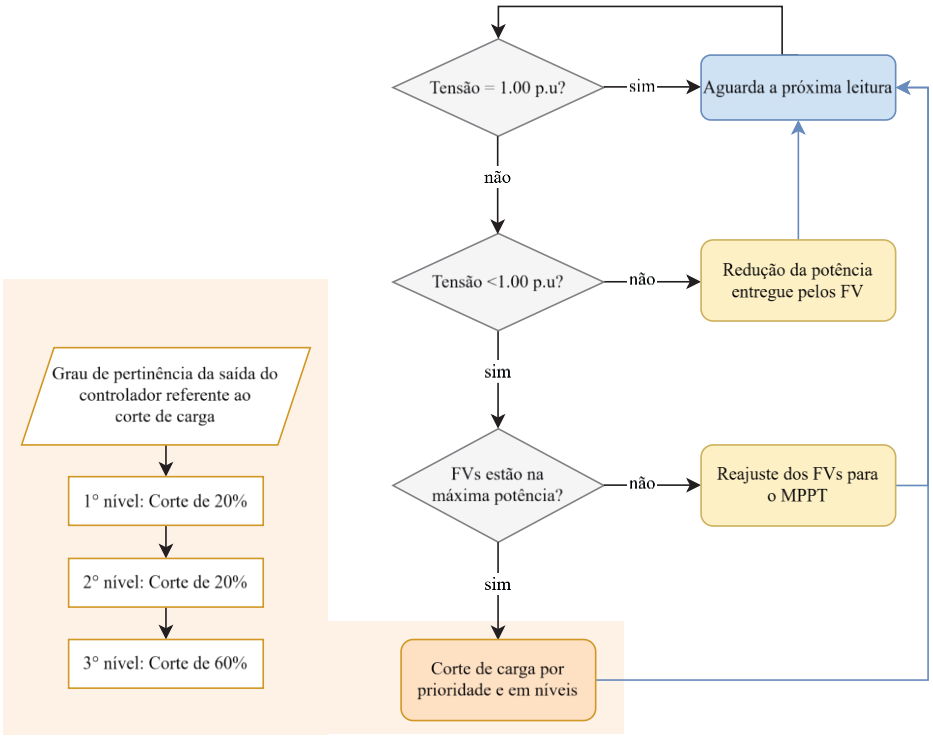


Fig.4 – Diagrama lógico das ações de controle partir da saída do FLC.

4 RESULTADOS

Para avaliar o desempenho do controle desenvolvido, foram considerados diversos cenários operacionais, contemplando variações na carga, na geração e em ambas simultaneamente.

No primeiro cenário, analisou-se uma situação em que a capacidade máxima de geração foi reduzida em 10% do valor nominal, simulando um dia com restrição no recurso disponível, enquanto a carga total sofreu um aumento de 15%. Nessas condições, na ausência do controle, esperava-se que a tensão do sistema apresentasse uma queda devido ao desbalanço entre carga e geração, conforme ilustrado na Fig. 5 (b). Esse desequilíbrio também impactaria o carregamento da bateria, que tentaria compensar essa diferença.

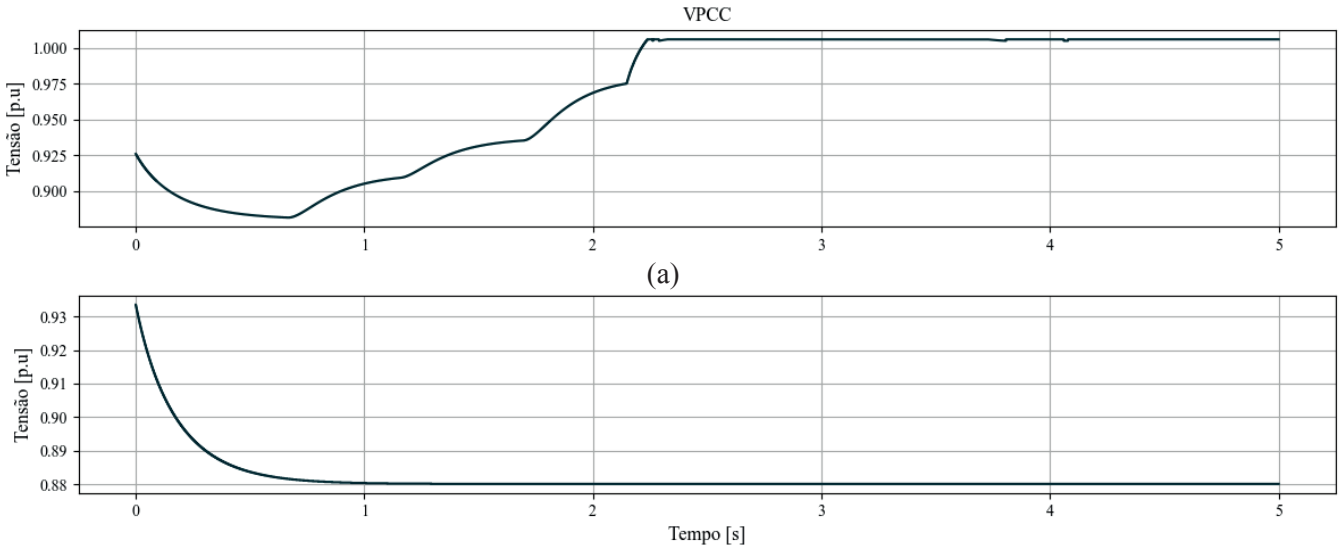


Fig.5 –(a). Tensão no PCC com atuação do controle e (b) sem atuação do controle.

Diante desse contexto, a estratégia de controle atuou por meio do corte de carga para mitigar a queda de tensão. Esse comportamento pode ser observado no estado das cargas menos prioritárias ao longo da simulação, conforme indicado na Fig. 6. O controle iniciou o desligamento pela carga de menor prioridade (L11) e, ao atingir o desligamento total dessa carga, manteve 66% da segunda carga menos prioritária (L17), sem a necessidade de intervenções adicionais. Como já discutido, o corte de carga é implementado em níveis, o que explica a característica escalonada da resposta do sistema.

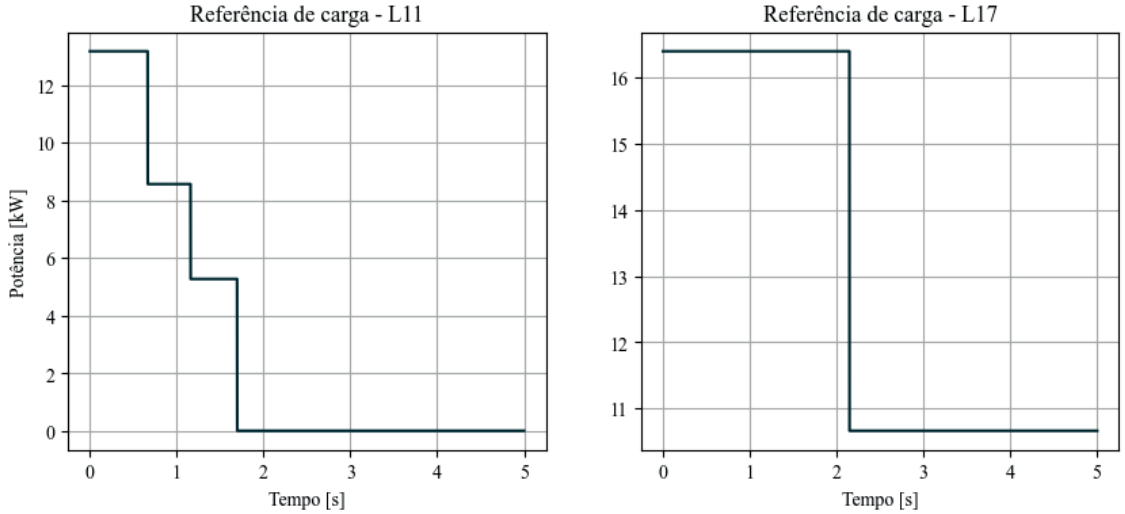


Fig. 6 – Referência das cargas que sofreram corte total ou parcial.

Em um segundo cenário, avaliou-se o efeito de uma redução de 15% na carga total. Diferentemente do caso anterior, essa condição resultou em uma variação na potência fornecida por um dos geradores fotovoltaicos (FVs), assemelhando-se a um processo de *curtailment*, no qual há excesso de geração. De maneira análoga à lógica de corte de carga, um dos FVs foi configurado como prioritário, permitindo que a limitação da geração ocorresse de forma hierárquica, conforme ilustrado na Fig. 7.

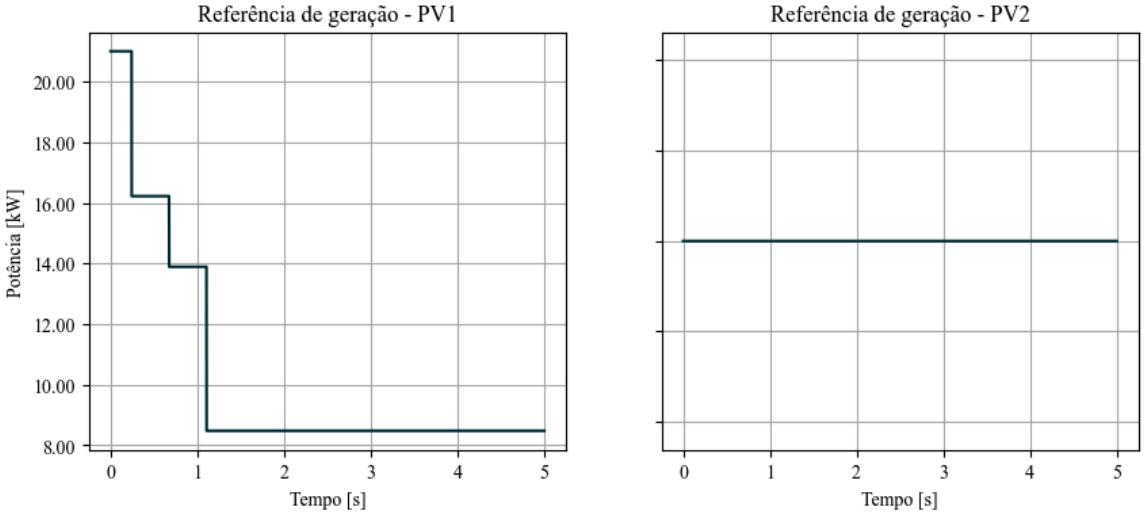


Fig. 7 – Referência de geração dos painéis fotovoltáicos.

5 CONCLUSÃO

Os resultados obtidos confirmam a viabilidade da estratégia de controle de tensão baseada em lógica *fuzzy* para a operação da MR estudada no modo ilhado. A abordagem desenvolvida demonstrou a capacidade de restaurar as tensões nos principais barramentos aos valores desejados por meio do ajuste progressivo da geração e da demanda, garantindo uma resposta estável mesmo diante de variações expressivas nas condições operacionais.

Além disso, a implementação da técnica HIL permitiu uma validação realista do desempenho do controlador, evidenciando sua aplicabilidade em sistemas reais.

A atuação do controle *fuzzy* se mostrou vantajosa ao lidar com a intermitência da geração renovável e a dinâmica das cargas, características fundamentais em MRs. A estratégia implementada tornou o gerenciamento do sistema mais autônomo. Adicionalmente, a priorização inteligente das ações corretivas evitou cortes de carga desnecessários e otimizou a utilização dos recursos energéticos disponíveis. Vale ressaltar que o controle embasado em lógica *fuzzy* é único para cada sistema em que será aplicado, de modo que, para uma MR com uma arquitetura diferente, ele poderia não funcionar da maneira correta.

6 REFERÊNCIAS

[1] ONS, "ONS lanc¸a painel com pontos de conexão disponíveis na rede de transmissão até 2029", https://www.ons.org.br/paginas/noticias/details.aspx?i=10526.

[2] K. A. Al Sumarmad, N. Sulaiman, N. I. Abdul Wahab, and H. Hizam, "Microgrid Energy Management System Based on Fuzzy Logic and Monitoring Platform for Data Analysis", *Energies*, vol. 15, no. 11. 2022.

[3] A. El Zerk and M. Ouassaid, "Real-Time Fuzzy Logic Based Energy Management System For Microgrid Using Hardware In The Loop", *Energies*, vol. 16, no. 5. 2023.

[4] N. Maged, H. Hasanien, E. Ebrahim, M. Tostado-V´eliz, R. Turky, and F. Jurado, "Optimal real-time implementation of fuzzy logic control strategy for performance enhancement of autonomous microgrids", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 151. 2023.

[5] N. Hatziargyriou, H. Asano, R. Iravani, and C. Marnay, "Microgrids", *Power and Energy Magazine, IEEE*, vol. 5, pp. 78 – 94. 2007.

[6] P. Basak, A. Saha, and S. Chowdhury, "Microgrid: Control techniques and modeling", *Proceedings in 44th International Universities Power Engineering Conference*, pp. 1 – 5. 2009.

[7] D. Ioris, P. T. Godoy, K. D. R. Felisberto, P. Poloni, A. B. D. Almeida, and D. Marujo, "A power electronic converter-based microgrid model for simulation studies", *Energy Systems*, pp. 1–44, 2021.

[8] M. F. Zia, E. Elbouchikhi, and M. Benbouzid, "Microgrids energy management systems: A critical review on methods, solutions, and prospects", *Applied Energy*, vol. 222, pp. 1033–1055. 2018.

[9] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, and P. Rodr´ıguez, "Control of power converters in ac microgrids," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 27, no. 11, pp. 4734–4749. 2012.

[10] A. Bidram and A. Davoudi, "Hierarchical Structure of Microgrids Control System", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 4, pp. 1963–1976. 2012.

[11] J. M. Guerrero, M. Chandorkar, T.-L. Lee, and P. C. Loh, "Advanced Control Architectures for Intelligent Microgrids—Part I: Decentralized and Hierarchical Control", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 4, pp. 1254–1262. 2013.

[12] RTDS Technologies. "*RTDS Controls Library Manual*".

[13] X. Zheng, "Real-time simulation support for real-time systems", *Handbook of Real-Time Computing,* p. 1–14. 2020.

[14] RTDS Technologies, "GTNETx2: The RTDS Simulator's Network Interface Card". https://knowledge.rtds.com/hc/en-us/articles/360034788593-GTNETx2-The-RTDS-Simulator-s-Network-Interface-Card.

[15] M. Moghimi, C. Bennett, D. Leskarac, S. Stegen, J. Lu, "Communication architecture and data acquisition for experimental microgrid installations", *IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*, p. 1–5. 2015

Comité de Estúdios C6 - Sistema de Distribución Activa y Recursos Energéticos

Instalación de Generadores Fotovoltaicos Convencionales en la Central Hidroeléctrica Yacyretá basado en el aprovechamiento Óptimo de la Extensión y Orientación de la Presa para la Generación de Energía Renovable

Eduardo Ulises Molas Ledesma

ENTIDAD BINACIONAL YACYRETÁ

Paraguay
emolas @eby.gov.py

Resumen *– El proyecto propone un análisis técnico para evaluar la viabilidad de instalar generadores fotovoltaicos convencionales en áreas de terreno dentro del complejo hidroeléctrico Yacyretá. Esta iniciativa busca aprovechar la extensión y la orientación óptima de la presa para maximizar la generación de energía renovable durante las horas de mayor radiación solar. Además, se plantea un enfoque de gestión energética que permitiría modular la generación eléctrica, utilizando la energía solar para reducir el uso de la generación hidráulica en horas diurnas y almacenando agua en el embalse. Esto facilitaría la liberación de energía hidroeléctrica durante las horas nocturnas o de menor disponibilidad solar, optimizando el uso de los recursos y mejorando la eficiencia operativa de la central.*

Palabras clave: Análisis técnico, Viabilidad, Generadores fotovoltaicos, Energía solar, Energía renovable, Central hidroeléctrica, Yacyretá, Superficie de tierra, Orientación óptima, Presa, Generación eléctrica, Gestión energética, Almacenamiento de agua, Embalse, Eficiencia operativa

1 INTRODUCCIÓN

La creciente demanda de energía sostenible y la necesidad de optimizar el uso de los recursos energéticos han impulsado el desarrollo de soluciones híbridas que integran diferentes fuentes renovables. En este contexto, el presente proyecto propone el análisis de viabilidad para la instalación de generadores fotovoltaicos en áreas de terreno dentro del complejo hidroeléctrico Yacyretá. Esta iniciativa busca complementar la generación hidroeléctrica con energía solar, aprovechando la amplia extensión y la orientación estratégica de la presa para maximizar la producción energética durante las horas de mayor radiación solar.

Además, el proyecto plantea un enfoque innovador de gestión energética, permitiendo almacenar agua en el embalse durante el día mediante el uso de la energía solar y liberar generación hidroeléctrica en horarios nocturnos o de menor disponibilidad solar. Esta estrategia no solo contribuirá a la diversificación de la matriz energética, sino que también optimizará la eficiencia operativa de la central, garantizando un suministro más estable y sostenible.

A través de este estudio, se busca demostrar la viabilidad técnica y operativa de la combinación de energía solar e hidroeléctrica, estableciendo un modelo replicable para futuras iniciativas de generación renovable en infraestructuras hidroeléctricas existentes

2 GENERALIDADES

Para evaluar la viabilidad de instalar generadores fotovoltaicos en la central hidroeléctrica Yacyretá, es fundamental analizar la radiación solar disponible en la zona. Según el "Atlas del Potencial Energético Solar y Eólico del Paraguay" [1], desarrollado en el marco del Proyecto por el Convenio PTI-PY / Itaipu N° 4500031993 / 2014, se presentan datos detallados sobre la irradiancia solar en diferentes regiones del país.
El Atlas proporciona mapas interactivos que representan el potencial energético solar, incluyendo información sobre la irradiancia promedio diaria y anual. De este documento se determina que para la zona del complejo de Yacyretá, ubicada entre el departamento de Itapúa y de Misiones, se registran valores de irradiancia solar que oscilan entre 5.0 y 5.5 kWh/m²/día. Estos datos indican un potencial significativo para la generación de energía fotovoltaica en la región.
Además, el Atlas destaca que la región de Yacyretá posee condiciones favorables para la implementación de sistemas solares, debido a su baja variabilidad estacional y a la predominancia de días despejados durante gran parte del año, aproximadamente 300 días al año. Esta información es crucial para dimensionar adecuadamente los sistemas fotovoltaicos y estimar su producción energética anual.
En conclusión, los datos del "Atlas del Potencial Energético Solar y Eólico del Paraguay" respaldan la viabilidad técnica de instalar generadores fotovoltaicos en la central hidroeléctrica Yacyretá, aprovechando las condiciones óptimas de radiación solar en la zona.

3 UBICACIÓN Y ORIENTACIÓN DE LA PRESA DE YACYRETÁ

La presa de Yacyretá, ubicada en la frontera entre Paraguay y Argentina, tiene coordenadas aproximadas en el sistema UTM: 21 J 530036.76 m E, 6966848.57 m S.
La orientación del área de interés es de Oeste a Este, con el frente hacia el Norte, lo cual proporciona una exposición adecuada a la radiación solar durante el día. La infraestructura existente de la presa se extiende a lo largo de unos 66 km, desde la margen izquierda hasta la margen derecha del río Paraná. La zona óptima para la instalación de proyectos fotovoltaicos abarca aproximadamente 35 km lineales, presentando condiciones excepcionales para la implementación de un sistema de generación fotovoltaica. Esta área permite una captura eficiente de irradiancia solar, gracias a su orientación favorable y a la disponibilidad de grandes superficies con escasa interferencia de sombras, lo que favorece la maximización del rendimiento energético.
En la Figura 1 se identifican tres zonas estratégicas detrás de las obras civiles de la presa de contención de Yacyretá, que ofrecen un alto potencial para la instalación de paneles solares. Estas zonas fueron seleccionadas basándose en criterios técnicos de accesibilidad, topografía y condiciones ambientales:
Zona 1: Área aprovechable estimada entre 150 y 177 hectáreas. Se caracteriza por una topografía plana o levemente ondulada, ideal para la instalación de estructuras fotovoltaicas. Esta zona es adecuada para la implementación de sistemas fotovoltaicos de mediana escala, aprovechando su terreno bien nivelado.
Zona 2: Superficie disponible entre 500 y 700 hectáreas, ubicada entre el camino de servicio y el canal de desvío del arroyo Aguapey. Esta área ofrece un amplio espacio para el desarrollo de un gran parque solar, lo que permite la instalación de granjas fotovoltaicas de gran escala y una optimización del uso de terrenos disponibles.
Zona 3: Área con un potencial aprovechable de entre 250 y 300 hectáreas. Sus condiciones favorables permiten la instalación de paneles solares sin interferir de manera significativa con las operaciones de la presa de Yacyretá, garantizando la compatibilidad con las infraestructuras existentes.
La selección de estas zonas se realizó con base en varios factores clave, tales como:
Disponibilidad de terreno adecuado para la instalación de paneles solares.
Accesibilidad para la operación y mantenimiento, con vías de acceso cercanas y sin obstáculos significativos.
Proximidad a infraestructuras eléctricas existentes, lo que facilita la conexión del sistema fotovoltaico a la red eléctrica, reduciendo costos de infraestructura adicional.
Impacto ambiental mínimo, garantizando que el desarrollo de las instalaciones fotovoltaicas no interfiera con el funcionamiento de la presa ni altere significativamente el ecosistema local.
La implementación de un sistema fotovoltaico en estas áreas estratégicas contribuiría de manera significativa a la diversificación de la matriz energética de Yacyretá. Este proyecto permitiría maximizar el aprovechamiento de recursos renovables, optimizar la eficiencia operativa del complejo hidroeléctrico y mejorar la sostenibilidad energética a largo plazo, consolidando a Yacyretá como un referente en la integración de energías renovables.



Figura 1 - Zonas Favorables para instalación de centrales solares fotovoltaicas en la Franja de dominio de la presa de Yacyreta

La presente evaluación considera la Zona 1 como el área destinada a la instalación del sistema de generación fotovoltaica, con una superficie aprovechable estimada entre 150 y 177 hectáreas. Esta zona se encuentra en el sector conocido como "pie de presa", dentro de una franja de servicio técnico con un margen máximo de 100 metros desde el eje de la presa.

Dicha franja es un área estratégicamente seleccionada, ya que no presenta restricciones ambientales significativas, dado que no se han identificado remanentes de bosque nativo en el sitio. Además, su uso previo durante la construcción de la presa minimiza posibles impactos ecológicos y facilita las intervenciones sin alterar zonas de reserva natural.

Desde un punto de vista técnico, la Zona 1 ofrece ventajas clave en términos de infraestructura eléctrica. Su proximidad a las instalaciones electromecánicas de la central hidroeléctrica de Yacyretá optimiza la integración del sistema fotovoltaico a la red de transmisión existente. En particular, se encuentra cercana a las líneas de transmisión de 500 kV LP1 y LP2, así como a la futura línea de interconexión en 500 kV entre la central hidroeléctrica de Aña Cuá y la Estación de Maniobra Yacyretá (EMY), lo que favorece la eficiencia en la evacuación de la energía generada. (Ver Figura 1.1).

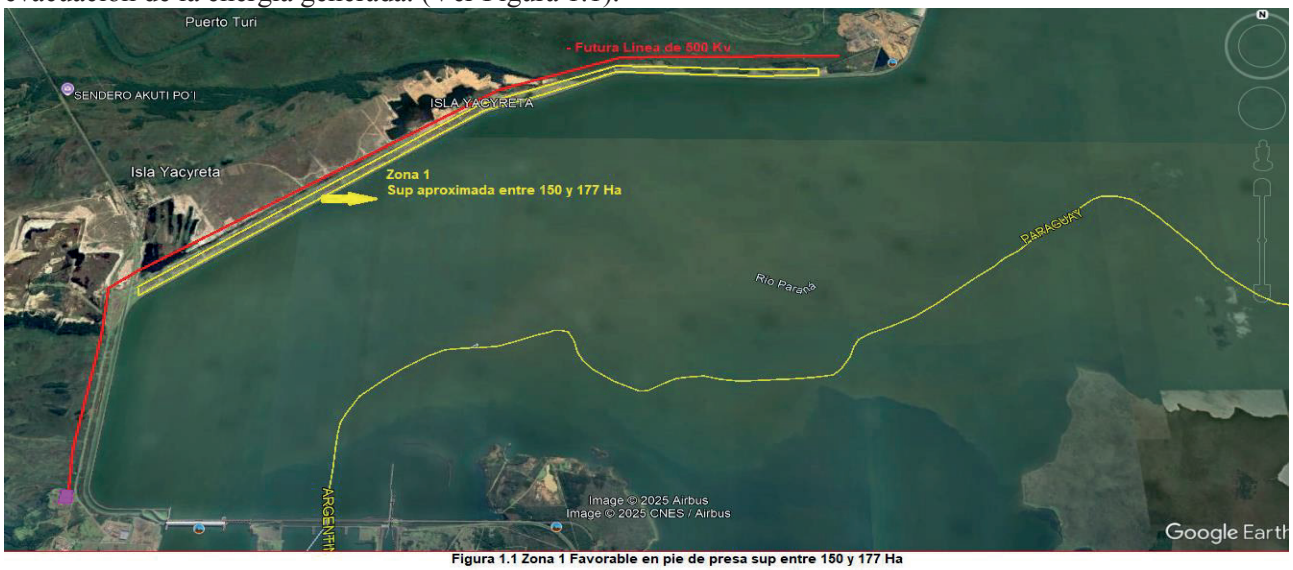


Figura 1.1 Zona 1 Favorable en pie de presa sup entre 150 y 177 Ha

4 ANÁLISIS DEL POTENCIAL SOLAR EN LA ZONA 1 DE YACYRETA

Según el Atlas del Potencial Energético Solar y Eólico del Paraguay, elaborado en el marco del Convenio PTI-PY / Itaipu N° 4500031993 / 2014, la zona de Yacyretá presenta valores de irradiancia solar que oscilan entre 5.0 y 5.5 kWh/m²/día. Este nivel de irradiación indica un alto potencial para la generación fotovoltaica, permitiendo una producción energética significativa durante las horas de mayor radiación (Figura 2).

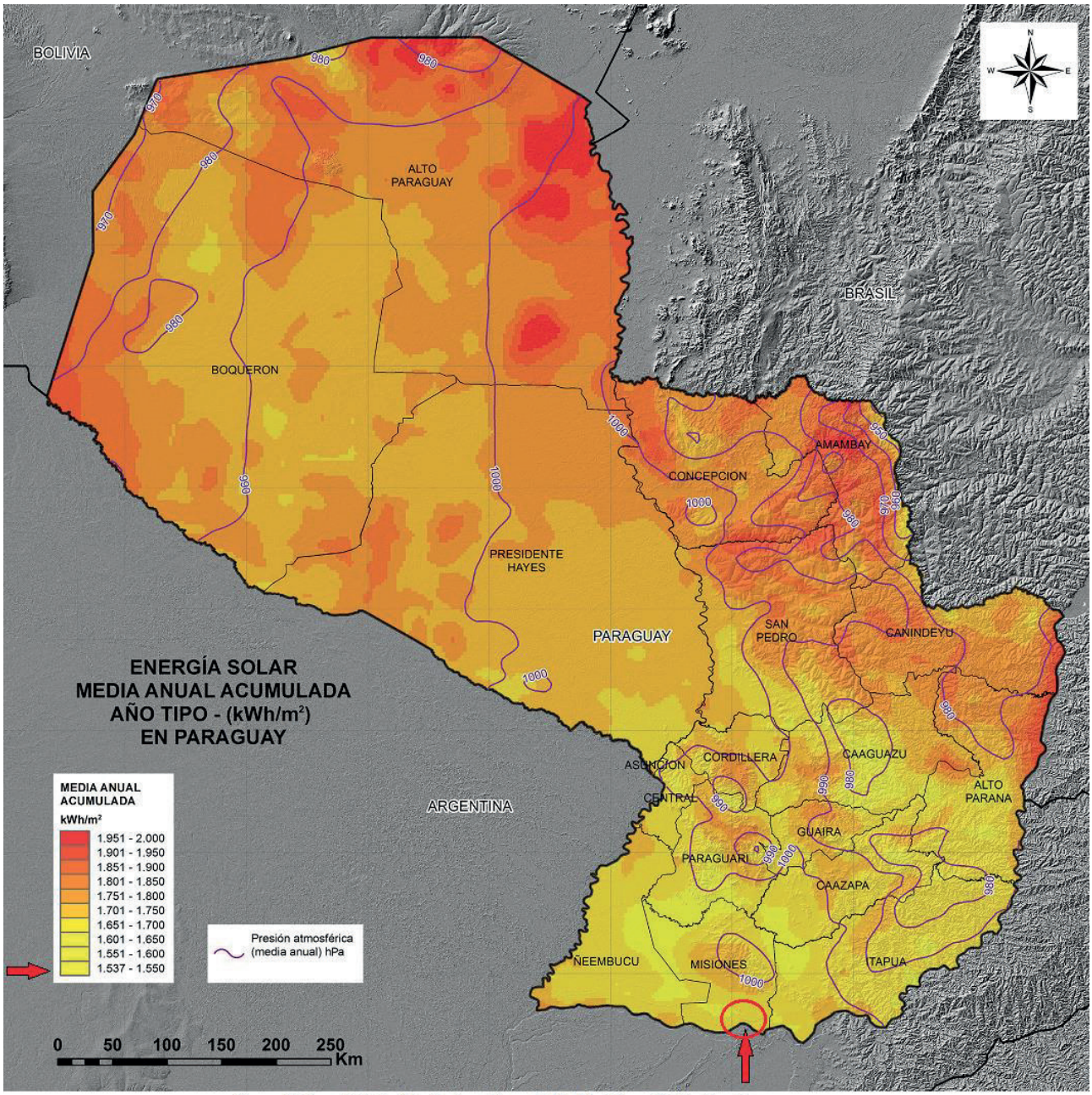


Figura 2. Energia Solar Media Anual Acumulada Año Tipo - (Kwh/m²) en Paraguay

5 POTENCIA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA LA ZONA 1 DEL COMPLEJO CHY

La densidad de superficie aprovechada en una granja solar depende de varios factores, como la tecnología de los paneles solares, la inclinación de las placas, el tipo de terreno y las condiciones climáticas del lugar. En general, las granjas solares están diseñadas para maximizar el uso del espacio disponible, pero no se aprovecha al 100% de la superficie debido a la necesidad de dejar espacio entre los paneles para evitar que se sombree entre sí y para permitir el mantenimiento.

En un terreno típico, una granja solar puede cubrir entre el 60% y el 90% del área disponible de manera efectiva. Algunos diseños pueden aprovechar un porcentaje mayor si se utilizan paneles bifaciales (que capturan luz en ambas caras) o si se optimizan las orientaciones y la distribución. Sin embargo, hay que considerar también las necesidades de espacio para infraestructura adicional, como cables, transformadores y caminos de acceso

Información Inicial: En la Zona 1 Estudiada existe una superficie disponible de 150 a 177 ha

Considerando una superficie disponible liberando camino de acceso y servicio propios para el mantenimiento de la Presa: 150 hectáreas (1 hectárea = 10.000 m², por lo tanto 150 hectáreas = 1.500.000 m²).

Radiación solar media diaria: Para la zona de Yacyretá, se puede considerar una radiación promedio de aproximadamente 5 kWh/m²/día.

Eficiencia de los paneles solares: Consideraremos paneles solares de silicio monocristalino con una eficiencia promedio de 18%.

Potencia instalada por panel: Un panel solar típico tiene una potencia de aproximadamente 300 W (0.3 kW).

Área que ocupa un panel: Un panel de 300 W ocupa aproximadamente 2 m²

Densidad de superficie utilizada para paneles: 80 % de la superficie disponible.

Área efectiva para paneles: 1.500.000 m² × 80% = 1.200.000 m².

Paso 1: Cálculo de la cantidad de paneles solares que caben en 150 hectáreas a un aprovechamiento del 80% de superficie dan 1.200.000 m²

Cada panel ocupa 2 m², por lo que podemos instalar aproximadamente:

1.200.000 m²/2 m²/panel = 600.000 paneles solares

Paso 2: Potencia total instalada

Si cada panel tiene una potencia de 0.3 kW, la potencia total instalada será:

600.000 paneles×0.3 kW/panel=180.000 kW=180 MWP

Paso 3: Estimación de la energía generada

Para obtener la energía generada, debemos considerar la radiación solar promedio y la eficiencia del sistema:

Radiación solar diaria promedio: 5 kWh/m²/día. (Redondeo a menos pues el valor según el atlas solar del Paraguay [1] esta entre 1537Wh/m² y 1550Wh/m²)

Área total de paneles: 1.200.000 m².

Energía captada por metro cuadrado de un panel fotovoltaico suponiendo una eficiencia del 18% en un día es:

5kWh/m²/dia×1.200.000m²=6.000.000 kWh/día*0,18=1.080.000 kWh/día

La expectativa de energía total generada por los 600.000 paneles en un día sería de aproximadamente 1,080 GWh/día. (Ver Tabla 1 y Figura 3)

Según el Atlas del Potencial Energético Solar y Eólico del Paraguay [1], desarrollado en el marco del Proyecto PTI-PY / Itaipú, la zona de Yacyretá tiene un promedio de aproximadamente 2.700 horas de sol al año, lo que se traduce en alrededor de 300 días de sol por año, dependiendo de las condiciones climáticas locales. Este cálculo tiene en cuenta el promedio de días con radiación solar significativa, es decir, aquellos días en los que la radiación solar es suficiente para generar energía de manera efectiva en una instalación solar fotovoltaica, por tanto:

Energía generada esperada al año en 300 días de sol seria multiplicando la energía diaria por 300:

1.080.000 kWh/dia×300 días = 324.000.000 kWh=324 GWh.

Hora	% de Producción Máxima	Generación (MW)	Energía Generada (MWh)
06:00	5%	9 MW	9
07:00	15%	27 MW	27
08:00	30%	54 MW	54
09:00	50%	90 MW	90
10:00	70%	126 MW	126
11:00	85%	153 MW	153
12:00	100%	180 MW	180
13:00	95%	171 MW	171
14:00	85%	153 MW	153
15:00	65%	117 MW	117
16:00	40%	72 MW	72
17:00	20%	36 MW	36
18:00	5%	9 MW	9

Tabla 1 Expectativa de produccion tipica de 1 dia

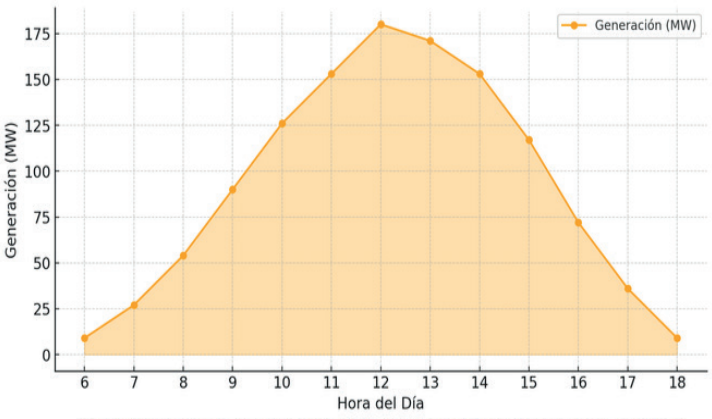


Figura 3 Expectativa de generacion diaria de la Planta Solar de Yacyreta de 180 MwP

6 INTEGRACION DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO CON EL COMPLEJO CHY

6.1 Características de la Central Hidroeléctrica Yacyretá

La Central Hidroeléctrica Yacyretá es una central de tipo fluyente o de pasada, lo que significa que opera aprovechando el caudal del río Paraná sin necesidad de embalsar grandes volúmenes de agua. Este diseño permite generar electricidad de manera continua mientras minimiza el impacto ambiental y mantiene un flujo estable aguas abajo. Al no contar con una gran capacidad de almacenamiento, su producción de energía depende directamente del caudal disponible en cada momento.

Actualmente, la generación bruta mínima de la central es de 1.350 MW, valor necesario para garantizar la navegabilidad del río y evitar fluctuaciones abruptas en el nivel del agua por debajo de la central. Según datos técnicos, el embalse de Yacyretá puede experimentar una variación aproximada de 1 centímetro por cada GWh generado o no generado.

La integración de un sistema de generación fotovoltaico en el complejo de la Central Hidroeléctrica Yacyretá representa una oportunidad estratégica debido a las condiciones técnicas favorables de la infraestructura existente. Una de las principales ventajas es la posibilidad de interconectar el sistema a las barras de la central mediante la Estación Intermedia de Yacyretá (EMY), actualmente en fase de proyecto, lo que permitiría su incorporación como una fuente adicional de entrada de energía. Asimismo, se podría aprovechar la línea de transmisión proyectada para la futura Central de Aña Cuá, optimizando la captación y distribución de la energía generada por el parque solar propuesto.

6.2 Beneficios de la Integración Fotovoltaica al Sistema de la CHY

El proyecto contempla la instalación de un sistema de generación fotovoltaico con una capacidad de 180 MWp, capaz de producir 1 GWh diarios en condiciones óptimas. Esta energía solar permitiría optimizar la gestión de los recursos hídricos de la central, modulando su operación en función de la radiación solar disponible.

En términos prácticos, durante las horas de mayor radiación, la generación fotovoltaica complementaría la producción hidroeléctrica (Tabla 1), permitiendo reducir el uso de agua en ese período. Posteriormente, el caudal no utilizado podría emplearse en horarios nocturnos o de menor radiación solar, aprovechando así el embalse de Yacyretá como una batería natural de almacenamiento de energía. De este modo, la capacidad de generar energía solar en horas de sol posibilita que Yacyretá pueda conservar un mayor volumen de agua en su embalse, para luego generar electricidad en momentos en los que no hay sol, optimizando aún más el uso del recurso hídrico.

Además de este beneficio energético, esta estrategia también permitiría crear ventanas de caudal con el agua ahorrada, lo que contribuiría a la navegabilidad del río Paraná, en especial durante períodos de estiaje o bajo caudal. Esto representa una ventaja clave no solo para la generación eléctrica, sino también para la operatividad de la hidrovía, beneficiando el transporte fluvial y fortaleciendo el desarrollo regional.

Esta integración no solo optimiza el uso de los recursos renovables disponibles, sino que también fortalece la seguridad energética y mejora la estabilidad operativa de la central, especialmente en períodos de bajo caudal del río Paraná. (Ver gráfico 1)

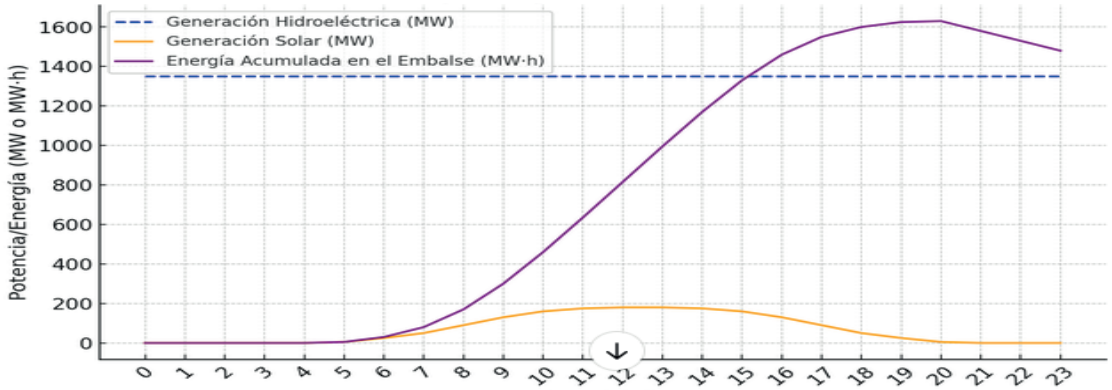


Grafico 1 Generacion Hidroelectrica, Solar y Energia acumulada en Embalse (1350Mw Hidroelectrico minimo)

7 ESTIMACIÓN DE COSTO DE LA PLANTA SOLAR

7.1 Costo de Instalación de un Parque Solar sin Baterías
El costo de instalación de plantas fotovoltaicas a gran escala varía según la región, disponibilidad de materiales, costos de mano de obra y permisos. En proyectos recientes, el costo promedio global de una planta solar sin almacenamiento se encuentra entre 800 y 1.200 USD/kWp.
Para una planta de 180 MWp (180.000 kWp):
Costo mínimo estimado: 180.000 kWp × 800 USD/kWp = 144 millones USD
Costo máximo estimado: 180.000 kWp × 1.200 USD/kWp = 216 millones USD
7.2 Desglose Aproximado de Costos
Los costos de una planta solar suelen dividirse en los siguientes rubros:
7.2.1 Módulos fotovoltaicos (50-60%) → ~80 a 120 millones USD
7.2.2 Inversores y equipamiento eléctrico (10-15%) → ~18 a 32 millones USD
7.2.3 Estructuras de montaje y trackers (10-15%) → ~18 a 32 millones USD
7.2.4 Ingeniería, instalación y mano de obra (10-20%) → ~18 a 40 millones USD
7.2.5 Interconexión y permisos (5-10%) → ~9 a 18 millones USD
7.3 Costo de Operación y Mantenimiento (O&M)
El mantenimiento anual de una planta solar se estima entre 10 y 20 USD/kWp/año, lo que implica:
7.3.1 Costo mínimo anual de O&M: 180.000 kWp × 10 USD/kWp = 1,8 millones USD/año
7.3.2 Costo máximo anual de O&M: 180.000 kWp × 20 USD/kWp = 3,6 millones USD/año
7.4 Costo Total Aproximado
7.4.1 Rango estimado de inversión inicial: 144 a 216 millones USD
7.4.2 Costo anual de operación y mantenimiento: 1,8 a 3,6 millones USD/año

8 Cálculos Energéticos y Estimación de Producción

Potencia total instalada: 180 MWp
Factor de capacidad estimado: 18%
Generación diaria esperada: Aproximadamente 1,080 GWh/día
Generación anual esperada: Aproximadamente 324 GWh/año

9 CONCLUSIÓN

La implementación de un sistema de generación fotovoltaica en las tres grandes áreas estratégicamente seleccionadas dentro del terreno de la Central Hidroeléctrica Yacyretá representa una solución integral y eficiente para maximizar el aprovechamiento de los recursos renovables. Al integrar la generación solar con la hidroeléctrica, se optimiza el uso del embalse como un sistema natural de almacenamiento de energía, garantizando una operación estable y evitando fluctuaciones abruptas en el nivel del agua debido a factores climáticos variables, como nubosidad o humareda.
Este enfoque permite que, durante las horas de mayor radiación solar, la generación fotovoltaica cubra una parte significativa de la demanda energética, reduciendo la necesidad de utilizar el caudal del río para la producción de electricidad. De esta manera, se conserva el recurso hídrico para su uso en horarios nocturnos o cuando la disponibilidad solar sea baja, promoviendo una gestión más eficiente del embalse y mejorando la estabilidad operativa de la central.
Además del beneficio energético, la posibilidad de aprovechar estas tres grandes áreas para la instalación del sistema fotovoltaico permite generar una mayor cantidad de energía renovable sin afectar la operación hidroeléctrica. A su vez, esta optimización del uso del recurso hídrico crea una ventana de caudal aguas abajo, beneficiando la navegabilidad del río Paraná, especialmente en épocas de estiaje. Esta característica es clave para fortalecer la hidrovía y garantizar un flujo adecuado para el transporte fluvial, impulsando así el desarrollo logístico y económico de la región.
La instalación fotovoltaica, al no requerir baterías, se complementa perfectamente con la generación hidroeléctrica, optimizando la rentabilidad del proyecto y reduciendo los costos de implementación y mantenimiento. La ubicación estratégica de la presa, orientada de este a oeste, garantiza una exposición óptima a la radiación solar, maximizando la eficiencia del parque fotovoltaico.
Además, el proyecto se integra de manera ideal con la Estación Intermedia de Yacyretá (EMY) y la futura línea de transmisión de la Central Aña Cuá, aprovechando al máximo tanto la infraestructura existente como la planificada en la región. La operación y gestión del sistema estará a cargo del Centro

de Control Técnico de Yacyretá, asegurando una coordinación eficiente entre ambas fuentes de energía.

En un contexto de creciente demanda eléctrica y transición hacia fuentes renovables, este proyecto no solo fortalece la seguridad energética de la región, sino que también contribuye significativamente a la mitigación del cambio climático. La combinación de energía solar e hidroeléctrica en Yacyretá establece un modelo innovador, sostenible y eficiente para el futuro energético de la región, al tiempo que optimiza el aprovechamiento del río Paraná para beneficio del sector energético y logístico.

10 REFERENCIAS

[1] Atlas Solar del Paraguay Web Site, https://informacionpublica.paraguay.gov.py/public/217436-InformeEnergaSolarpdf-InformeEnergaSolar.pdf

Comité de Estudios C6 – Sistema de Distribución Activa y Recursos Energéticos Distribuidos

IMPACTO DE LA LOGÍSTICA EN EL COSTO NIVELADO DE LA ENERGÍA (LCOE) DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN PARAGUAY. EXPERIENCIA DE LA FPTI-PY

F.P. LINDSTROM*
Fundación Parque Tecnológico Itaipu Paraguay
frankz.lindstrom@pti.org.py

G. RIVEROS
Fundación Parque Tecnológico Itaipu Paraguay
gustavo.riveros@pti.org.py

C.F. SODER
Fundación Parque Tecnológico Itaipu Paraguay
charles.soder@pti.org.py

M. ZARATE
Fundación Parque Tecnológico Itaipu Paraguay
marcelo.zarate@pti.org.py

Resumen *– La Administración Nacional de Electricidad – ANDE menciona en su plan maestro de generación 2021 – 2040 que las regiones centrales y noreste de la región del Occidental del Paraguay posee potencial de suplir sus necesidades energéticas por medio de sistemas de generación solar fotovoltaica que según los datos del informe del Mapeo del Potencial Energético Solar y Eólico del Paraguay, en la que participo la Fundación Parque Tecnológico Itaipu Paraguay – FPTI – PY en el año 2018, indica que la radiación solar promedio del Paraguay es de 5,56 kWh/m2/día. La FPTI – PY viene participando desde el año 2013 de diversas iniciativas para el desarrollo de proyectos para el acceso a la energía eléctrica de comunidades que se encuentran aisladas, es decir, distante de los puntos de distribución de energía eléctrica de la Administración Nacional de Electricidad - ANDE. Para la planificación, definición de tecnologías y propuesta de diseños de sistemas de generación fotovoltaica para estos proyectos, la FPTI – PY realiza estudios de factibilidad utilizando como criterio de toma de decisión el costo nivelado de la energía – LCOE. Datos de los estudios técnicos/económicos realizados entre la FPTI – PY y la Universidad de Genova - Italia, indican que las acciones asociadas a la logística para la instalación, puesta en marcha, operación y mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos impactan de manera significativa en los costos de capital – CAPEX y costos de operación – OPEX de estos sistemas. El objetivo de este trabajo es presentar la experiencia de la FPTI – PY en la ejecución de proyectos en el área de sistemas fotovoltaicos, mostrando el impacto en el LCOE de las soluciones desarrolladas por la FPTI – PY para minimizar los costos asociados a la logística. Así también, el fin de este trabajo es contribuir datos para la investigación y desarrollo de políticas energéticas y/o planes de acceso de la energía eléctrica para las comunidades aisladas del Paraguay.*

Palabras clave: Costo Nivelado de la Energía – Sistema Fotovoltaico – Planificación de sistemas de generación.

1 INTRODUCCIÓN

Según los datos del informe del Mapeo del Potencial Energético Solar y Eólico del Paraguay, elaborado por la Fundación Parque Tecnológico Itaipu Paraguay – FPTI en el año 2018, indica que la radiación solar promedio del Paraguay es de 5,56 kWh/m2/día, donde la región occidental del Paraguay posee potencial energético solar adecuado para la instalación de sistemas fotovoltaicos de distintos portes. Una de las experiencias de la FPTI – PY fue la instalación de sistema de fotovoltaicos de 40 kWp en las unidades

* Dirección del autor principal

militares ubicadas en las localidades de Joel Estigarribia y Pablo Lagerenza, que están en funcionamiento desde el año 2014 y 2016 respectivamente. Utilizando los datos económicos y energéticos de los mencionados proyectos, la FPTI-PY en conjunto con Universidad de Geneva – Italia, realizo en el año 2019 el estudio "Assessment of a solar plant solution interconnected to national grid system in Paraguay" cuya conclusión indico que el costo capital - CAPEX en Paraguay para la instalación de sistemas fotovoltaicos eran elevados para zona remotas, es decir, zonas de difícil acceso. Así también, la dificultad para la adquisición de los equipamientos de generación por la falta de incentivos económicos y políticas estratégicas para el desarrollo de estos sistemas de generación elevaba el costo de estos.

En otro estudio realizado por la FPTI – PY en el año 2021 denominado "Análisis de sensibilidad para sistemas fotovoltaicos conectados al SIN de la región occidental del Paraguay" se llegaron a las siguientes conclusiones:

- El Costo Nivelado de la Energía – LCOE para Paraguay en promedio es de 95 $/MW para sistemas fotovoltaicos mayores a 10 MWp que se deseaban instalar en la región central del Chaco Paraguayo, representando una diminución aproximada del 70 % al 55 % de los valores obtenidos en los años 2013 y 2016 respectivamente. Esto principalmente se debió al abaratamiento en la producción y la ampliación del mercado regional de equipos fotovoltaicos y a la implementación de leyes en Paraguay de incentivo fiscal para la importación de equipos de energías renovables.
- En el año 2021, el LCOE de Paraguay representaba casi el doble del LCOE de Brasil, país que es referencia en la región en la aplicación de políticas de incentivo para la instalación de sistemas fotovoltaicos.
- En Paraguay, el mayor impacto de variación en el LCOE se daba en los costos asociados a la logística interna y las obras civiles, es decir, cuanto menos este desarrollado y de difícil acceso sea la localidad, mayor será el LCOE. Esta situación se asemejaba a los datos obtenidos del LCOE de Argentina que, a diferencia de Paraguay, posee varias políticas energéticas, incentivos fiscales y arancelarios para la instalación de estos sistemas en comunidades aisladas de la red de distribución.
- Un dato relevante del estudio realizado es la variación del flete nacional para el traslado de los equipamientos para el montaje del sistema de generación, que disminuyo aproximadamente un 38 % entre los años 2018 y 2021 debido a las obras de mejoramiento de la ruta, en este caso de la ruta transchaco
- El costo de operación – OPEX, en un 70 % es impactado por la logística para mantener al personal técnico que realiza la operación y el mantenimiento del sistema de generación. Así también, el mayor porcentaje del costo para realizar mantenimientos de carácter correctivo está relacionado directamente por los costos de traslado del personal a las instalaciones.

En el año 2023, el Comando del Ejercito Paraguayo solicito a la Itaipu Binacional y a la FPTI-PY realizar una ampliación de los sistemas de generación de la unidad militar ubicado en la localidad de Pablo Lagerenza indicando los siguientes motivos:

- Entre los años 2016 al 2023, se realizaron varias obras civiles que aumentaron la capacidad edilicia y en consecuencias un aumento de las necesidades energéticas de la unidad militar.
- Esta situación implico la instalación de equipos eléctricos de consumo no eficiente y en algunos casos la instalación de equipos viejos que afectaban directamente en el funcionamiento del sistema de generación.
- La alta rotatividad del personal militar en la mencionada unidad tuvo como consecuencia practicas inadecuadas de operación y mantenimiento del sistema de generación, que sumado a las condiciones climáticas extremas de la zona donde se encuentra localizada la unidad militar, generaron un envejecimiento acelerado del sistema y en algunos casos daños a los componentes eléctricos.
- La Administración Nacional de electricidad – ANDE no tiene previsto en su Plan Maestro 2021 – 2030 trabajos de extensión de línea de distribución en la zona, cuyo último punto de conexión se encuentra a aproximadamente 250 km de la unidad militar.

2 DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA

Aplicando los conceptos de la gestión del conocimiento, la FPTI-PY desarrolló una solución integral que abarcó los aspectos operativos del sistema de generación fotovoltaica, la distribución de la energía a las dependencias que forman parte de la unidad militar, el uso eficiente de la energía eléctrica y la gestión del mantenimiento de los sistemas.

Como indicadores para la elaboración de la propuesta fueron utilizados los siguientes:

a) Disminuir el consumo de energía eléctrica de la unidad militar en un 40% sin comprometer el nivel de confort del personal militar.

b) Lograr un ahorro del 60 % en la adquisición de equipos de generación, aplicando medidas de eficiencia energética.

c) La gestión del mantenimiento preventivo y predictivo será realizada por el personal militar. Solamente en casos de mantenimiento correctivo será realizado por los técnicos de la FPTI-PY.

d) El sistema de monitoreo debe incluir los datos del sistema de generación, meteorológicos y de la demanda en cada dependencia de la unidad militar.

e) Para el cálculo del LCOE se utilizarán como referencia sistemas menores a 10 MWp.

Para la evaluación del LCOE de la propuesta técnica, el análisis fue divido en dos partes:

a) Análisis CAPEX: en este punto se evaluaron las soluciones técnicas relacionadas no solamente a la instalación del sistema de generación sino también al sistema de distribución de energía.

b) Análisis OPEX: en este punto se evaluaron la operación y mantenimiento del sistema de generación como así también el uso de los artefactos eléctricos en la unidad militar.

Así también, se tuvieron en cuenta los siguientes criterios:

- Para los cálculos de LCOE fueron analizados los costos relacionados a la ampliación del sistema de generación fotovoltaica.
- En los gastos de CAPEX se incluyeron los costos relacionados al arrendamiento del terreno en la zona para la instalación del sistema.
- Para el análisis CAPEX no se tuvo en cuenta los costos relacionados al sistema de almacenamiento, debido a que para la definición del banco de baterías fue utilizado el criterio de Costo Nivelado de Almacenamiento – LCOS.
- El periodo de análisis de operación del sistema de generación fue de 20 años, con un valor de degradación de los paneles fotovoltaicos de 0,03% anual.
- La característica de la instalación fotovoltaica son las siguientes:
    - Paneles fotovoltaicos del tipo policristalino, porque es la tecnología que mas se adapta a las condiciones de la localidad.
    - Estructura de los paneles fotovoltaicos del tipo fija y sobre superficie con una inclinación aproximada de 20°.
    - Las pérdidas relacionadas a la generación y conexión al sistema de distribución son de 14 %.

A nivel técnico, para la instalación del sistema de generación se presentaron tres propuestas para ser estudiadas:

a) Propuesta 1 – Sistema de generación centralizado:

- Ampliación del patio de paneles fotovoltaicos existente.
- Ampliar la sala de control existente.
- No modificar la línea de distribución de media tensión existente.
- Los trabajos civiles y de conexionado eléctricos, incluyen las protecciones eléctricas, serán realizados de manera local.

b) Propuesta 2 – Sistema de generación distribuido con gestión del sistema centralizado:

- Se instalará un sistema de generación fotovoltaica en otra zona de la unidad militar
- Para la infraestructura de la sala de control, será utilizando un contenedor marítimo adecuado a los requerimientos técnicos operativos de los equipos.

- La sala de control será pre-montado en Asunción, así también los tableros de protección, y traslado a la unidad militar.
- Los trabajos de conexionado eléctrico serán realizados en la unidad militar.
- Las bases de hormigón para los paneles fotovoltaicos y el contenedor serán prefabricados y traslados a la unidad militar
- No será modificado la línea de media tensión actual.

c) Propuesta 3 – Sistema de generación distribuido con gestión distribuida e independiente:

- Se instalará un sistema de generación fotovoltaica en otra zona de la unidad militar
- Para la infraestructura de la sala de control, será utilizando un contenedor marítimo adecuado a los requerimientos técnicos operativos de los equipos.
- La sala de control será pre-montado en Asunción, así también los tableros de protección, y traslado a la unidad militar.
- Los trabajos de conexionado eléctrico serán realizados en la unidad militar.
- Las bases de hormigón para los paneles fotovoltaicos y el contenedor serán prefabricados y traslados a la unidad militar
- Para la distribución de energía será utilizado un sistema de distribución en baja tensión.

En lo que se refiere a la operación y mantenimiento se presentaron dos propuestas para ser estudiadas:

a) Propuesta 1 – Trabajos de operación y mantenimiento realizados por el personal técnico especializado:

- La operación del sistema de generación estará a cargo del personal militar de la unidad.
- Los mantenimientos preventivos, predictivos y, caso se requiera, el correctivo será realizado por un equipo técnico de la FPTI-PY.
- La gestión del sistema eléctrico de la unidad militar estará a cargo exclusivamente del personal militar de la unidad y caso se requiera la FPTI-PY dará un soporte técnico local.

b) Propuesta 2 – Trabajos de operación y mantenimiento realizados por el personal militar local:

- La Operación del sistema de generación estará a cargo del personal técnico militar.
- El personal militar de la unidad estará responsable del mantenimiento preventivo y predictivo del sistema de generación con acompañamiento remoto del personal técnico de la FPTI-PY.
- Caso se requiera, el mantenimiento correctivo realizado por el PTI-PY.
- La gestión del sistema eléctrico de la unidad militar estará a cargo exclusivamente del personal militar de la unidad y caso se requiera la FPTI-PY dará un soporte técnico remoto.

3 RESULTADOS

En el análisis CAPEX, la propuesta 3 resulto ser la más factible con un valor aproximado de 2.500 USD/kW y la propuesta 1 la menos factible con un valor de CAPEX de 4.210 USD/kW. En la figura se muestra el impacto de los principales grupos de costos sobre el CAPEX de cada propuesta en donde en los análisis realizados el grupo de costo de la logística de la propuesta 1 fue 145 % mayor que la propuesta 3 debido principalmente a logística para el traslado de equipamientos y de los materiales civiles para la ejecución de los trabajos de forma local, donde los costos relacionados al flete para localidades aisladas con caminos de tierra en mal estado y una dependencia directa del estado del clima, las gran mayoría de las empresas consultadas para elaborar el presupuesto del proyecto presentaron propuesta de costos por día de traslado y no así valores por km. Así también el grupo de costo de la instalación del sistema de la propuesta 1 es superior en aproximadamente un 73 % con relación a la propuesta 3 debido a los costos logísticos para el traslado y mantenimiento del personal técnico para realizar los trabajos in situ.

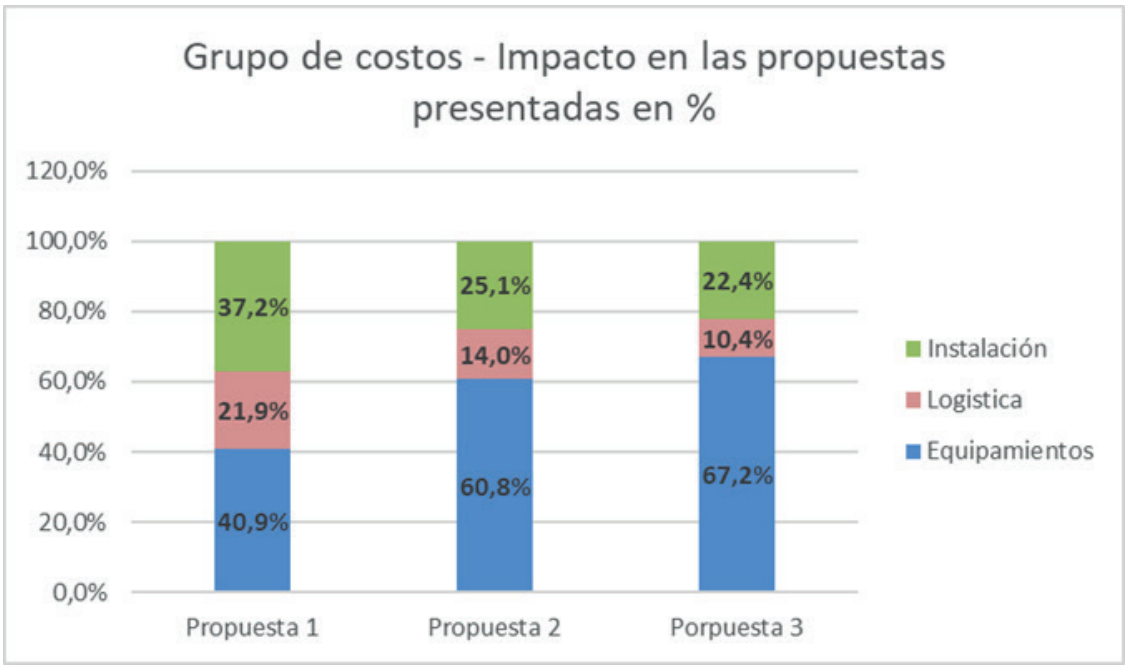


Fig. 1. Impacto en porcentaje de los grupos de costos en el CAPEX de cada propuesta.

En lo que se refiere a la operación y el mantenimiento del sistema de generación, la propuesta 2 comprendía el desarrollo de un sistema de monitoreo inteligente e integral cuya función principal es la de adquirir los datos de generación de energía, datos meteorológicos y de consumo de energía de cada dependencia de la unidad militar, esos datos son enviados al data center de la FPTI-PY para que los técnicos de la FPTI-PY realicen la gestión de la energía de forma remota de la unidad. Además, con los datos generados por el sistema, los técnicos de la FPTI-PY realizan la formación del personal militar local según la necesidad especifica y así también en varios niveles, desde el operador del sistema generación como el usuario final.
En el análisis OPEX, la propuesta 2 resulto la más factible, con un valor de OPEX mensual de 74 $/kW y como se indica en la figura, los costos logísticos comprenden al 41,3 % del costo total. En la propuesta 1 se tuvo un OPEX mensual de 228 $/kW, donde los costos lógicos corresponden a un 53,3 %.

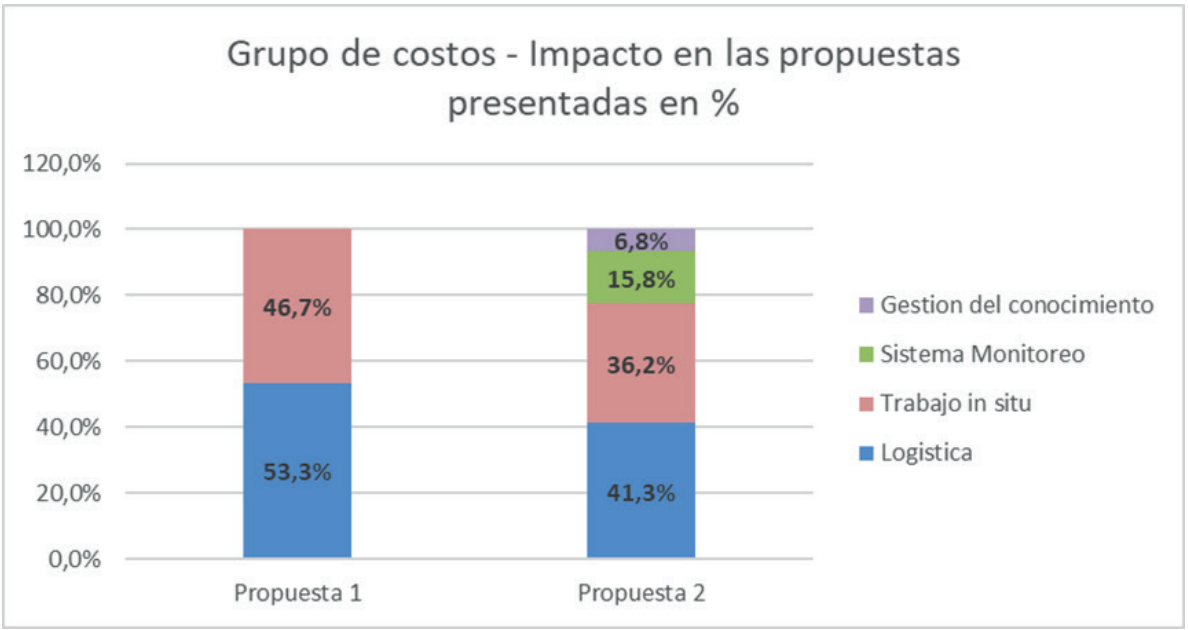


Fig. 2. Impacto en porcentaje de los grupos de costos en el OPEX de cada propuesta.

4 CONCLUSIONES

Este trabajo presento como la FPTI-PY realiza los estudios de factibilidad utilizando el criterio de toma de decisión del costo nivelado de la energía – LCOE, en donde se observa como definiciones técnicas de proyectos impactan en los costos de capital y de operación de los sistemas de generación. Para el caso de la ampliación del sistema de generación fotovoltaica de la unidad militar de Lagerenza, la propuesta de realizar un sistema de generación distribuido con gestión distribuida e independiente resulto ser la de mejor CAPEX, con un valor de 2500 USD/kW, este valor es superior aún a los sistemas del mismo porte instalados en localidades desarrolladas y con acceso sencillo a la tecnología, como por ejemplo Asunción que posee un CAPEX aproximado de 1.500 USD/kW o Loma Plata que tiene un CAPEX aproximado de 1.800 USD/kW.
En lo que se refiere al análisis OPEX, el impacto de la logística sobre los grupos de costos es superior al 50 %, pero con el desarrollo del sistema de monitoreo inteligente e integral y la gestión del conocimiento, la FPTI-PY logro disminuir los valores del OPEX mensual a un tercio en comparación a los trabajos de mantenimientos realizados tradicionalmente.
Los sistemas de generación fotovoltaicos para localidades aisladas son soluciones sustentables, sostenibles, asequible y escalables de fácil instalación y con costos operativos bajos en comparación a otros sistemas de generación pero con el poco desarrollo de la mano de obra calificada y del escaso desarrollo de políticas y estrategias de incentivos, en algunos casos no acordes a la realidad de estas comunidades, tiene como consecuencia un LCOE elevado y con una disminución muy lenta en comparación con los países que posee características similares a la de Paraguay.

5 CITAS BIBLIOGRAFICAS

[1] F. Lindstrom, G. Riveros, G. Arevalos y M. Rivarolo, "Assessment of a solar plant solution interconnected to national grid system in Paraguay" in SUPEHR19 Sustainable PolyEnergy generation and HaRvesting, Genova, 2019.

[2] F. Lindstrom, G. Riveros, "Análisis de sensibilidad para sistemas fotovoltaicos conectados al SIN de la región occidental del Paraguay" XIV SESEP Seminario del Sector Electrico Paraguayo – CIGRE, Asunción, 2022.

[3] Analisis de Viabilidad de Proyectos de Energía Renovable. Organización Latinoamericana de Energía - OLADE, Quito, 2020.

[4] Caderno de Preços da Geração 2021. Empresa de Pesquisa Energetica - EPE, Rio de Janeiro, 2023.

[5] Levelized Cost of Energy - LCOE. Office of Indian Energy - US Department of Energy, Estados Unidos, 2016.

[6] A. Castejon y G. Santamería, *Instalaciones Solares Fotovoltaicas.* Madrid: Editex, 2018.

[7] Diseño de Ingenieria, Plan de Construcción y Modelo O&M para proyectos de Energía Renovable. Organización Latinoamericana de Energía - OLADE, Quito, 2019.

XX ERIAC
VIGÉSIMO ENCONTRO
REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRE
Ciudad del Este, Paraguay
25 a 29 de maio de 2025
C6.24_3562
Comitê de Estudos C6 – Sistemas Ativos de Distribuição e Recursos Distribuídos de Energía

INSERÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM REDES RURAIS TIPO TRIFÁSICA A DOIS FIOS E USO DO CONTROLE VOLT-VAR PARA MITIGAÇÃO DO DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO

S. RABELO*
Universidade Federal de Santa Maria
Brasil
srabelo486@gmail.com

G. CARDOSO JUNIOR
Universidade Federal de Santa Maria
Brasil
ghendy@ufsm.br

A.P. MORAIS
Universidade Federal de Santa Maria
Brasil
adriano@ctism.ufsm.br

G. MARCHESAN
Universidade Federal de Santa Maria
Brasil
marchesan.gustavo@ufsm.br

A. BRAGA JUNIOR
Universidade Federal de Santa Maria
Brasil
adailton.braga@acad.ufsm.br

L. KRAULICH
Universidade Federal de Santa Maria
Brasil
leylakraulich3@gmail.com

Resumo *– Em localidades rurais distantes dos centros urbanos, é comum que a distribuição de energia seja feita pelo sistema monofásico a um fio, comumente denominado de Monofásico com Retormo por Terra (MRT). Em 2023, pesquisadores da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), apresentam estudos relativos às primeiras experiências de uma tecnologia que tende a revolucionar a eletrificação no meio rural, o sistema Trifásico a Dois Fios (T2F). Neste contexto, aliada à T2F, a Geração Distribuída (GD) fotovoltaica do meio rural pode ser integrada ao sistema de distribuição, de maneira que contribua com a demanda energética local, ofertando energia de qualidade aos consumidores integrados à rede. Alinhado a estes, a geração agrofotovoltaica (APV) pode ser apresentada como uma alternativa de solução para os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável ODS2 e ODS7 estabelecidos pela ONU, de forma que, a qualidade da energia entregue ao sistema de distribuição, se torna relevante. Assim, este trabalho visa apresentar um estudo de integração do sistema T2F e de uma micro/minigeração fotovoltaica, ou agrofotovoltaica à rede de distribuição rural, em locais onde a mesma seria predominantemente abastecida pelo sistema Monofásico com Retorno por Terra. Neste contexto, o trabalho apresenta um estudo dessa integração, onde são efetuadas simulações, através do software Matlab/Simulink. As simulações são efetuadas sem, e com o uso do controle Volt-Var (CVV), para diferentes tipos de cargas conectadas ao sistema de distribuição elétrico, com o intuito de verificar a capacidade do sistema manter o desequilíbrio de tensão (%DT), nos circuitos terminais, dentro dos parâmetros definidos em norma técnica.*

Palavras-chave: Trifásico a Dois Fios – T2F – Geração Distribuída – Instalações Rurais – Geração Fotovoltaica – Volt-Var – Desequilíbrio de Tensão – Agrofotovoltaica

1 INTRODUÇÃO

Em sistemas reais de distribuição de energia elétrica, é comum que haja desequilíbrio de tensão (%DT), devido à conexão de diferentes tipos de cargas, principalmente as monofásicas, em diferentes configurações. Estudos e pesquisas têm avançado grandemente, principalmente no que diz respeito a geração fotovoltaica. Ainda que haja a possibilidade de geração em sistemas desconectados da rede convencional (*offgrid)*, os sistemas conectados à rede elétrica convencional (*ongrid)*, se fazem dominantes na maior parte do cenário elétrico. Causado pela defasagem angular entre as fases, ou pela diferença entre suas amplitudes, o

percentual de desequilíbrio de tensão aceitável, em norma técnica, pode atingir o máximo de 2 % [1]. Uma análise da utilização do controle Volt-Var em sistemas de grande penetração fotovoltaica é feita por [2], onde foi modelada uma rede convencional a 13,8 kV, e o destaque foi dado às perdas do sistema, sem o controle e com o controle. Uma avaliação do impacto da utilização das curvas Volt-Var e Volt-Watt na capacidade de hospedagem de microgeração solar em sistemas de distribuição, é feita por [3] dando destaque à efetividade de cada curva, baseadas nas perdas técnicas e nas classes de violações técnicas ocorridas. Já, [4] avalia o impacto do controle da tensão e da potência reativa, devido a penetração fotovoltaica, em sistemas IEEE 33 barras, considerando cargas com diferentes fatores de potência, observando a possibilidade de mitigar os problemas de subtensão e sobretensão em conexões de baixa tensão e média tensão. O impacto do uso do controle Volt-Var para mitigar os problemas oriundos do fluxo de potência reverso advindo da penetração da geração distribuída na categoria fotovoltaica, é abordado por [5]. Com o objetivo de reduzir o problema da queda de tensão, e consequentemente, seu desequilíbrio, [6] realiza uma abordagem através do uso de uma impedância em série no caminho de retorno à terra e uma capacitância de derivação, conectada entre os dois fios do T2F. O controle pode ser feito pelo inversor fotovoltaico. Uma das formas de efetuar este controle, é através da metodologia Volt-Var, que consiste em injetar potência reativa no sistema para o caso de subtensão, ou consumir potência reativa para o caso de sobretensão. A metodologia utilizada neste trabalho, é baseada em simulações com o uso do software Matlab/simulink, de forma que se aproxime ao máximo possível de sistemas reais de distribuição. Os dados obtidos foram simulados a partir da utilização de um inversor *on-grid*, parametrizados a partir da curva Volt-Var categoria B, definida por [7]. As simulações são baseadas em dados obtidos em estudos anteriores que abordam o desbalanceamento no sistema T2F, como em [8] que aborda a eficácia das metodologias de compensação para os desequilíbrios de tensão para o T2F, em [9] que propõe uma metodologia baseada no espaçamento ideal entre os condutores aéreos, com o intuito de mitigar o desbalanço de tensão, entre outros. Dessa forma, os dados obtidos, através das simulações foram tabelados e plotados em gráficos, de maneira comparativa aos estudos anteriores, e que possam demonstrar as condições nas quais a metodologia é válida. Com o intuito de verificar o comportamento do sistema, como um todo, e verificar também a qualidade da energia a ser entregue para o consumidor final, as simulações consideraram valores nulos para a geração fotovoltaica, que pode ser uma situação noturna, até um limite de 300 kW.

2 O SISTEMA TRIFÁSICO A DOIS FIOS (T2F)

Baseado em estudos de antecessores, [10] realiza estudos voltados à repotencialização de uma rede de transmissão de eletricidade no meio rural, utilizando a terra como terceiro condutor. A partir deste estudo, ampliam-se as discussões a respeito do tema, referindo-se ao que Tesla já havia considerado há mais de 100 anos, com a "Arte" de conduzir eletricidade por meios naturais. Assim, surge o Trifásico a Dois Fios, o T2F, intitulado de "Repotencialização dos sistemas monofásicos com retorno por terra (MRT) ou neutro (MRN): Uma proposta não convencional para a transmissão trifásica rural que utiliza somente dois condutores aéreos", instalado em processo experimental, no câmpus da Universidade Federal de Santa Maria.

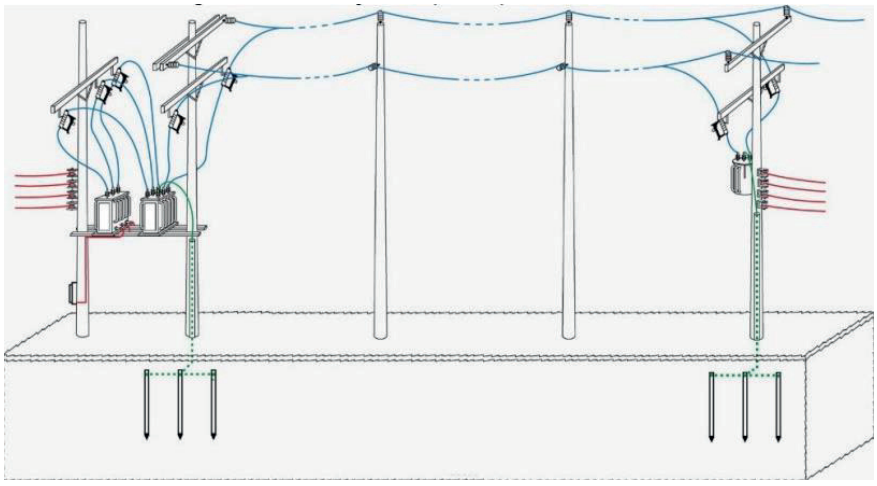


Fig. 1. Ilustração do protótipo do Sistema Trifásico a Dois Fios [12]

A Fig. 1 ilustra o Sistema Trifásico a Dois Fios, que é composto de duas fases aéreas e uma fase aterrada, ou seja, o solo é o condutor responsável em conduzir a corrente da terceira fase, sendo esta de retorno ou não. Neste sistema, a injeção de eletricidade no solo, é feita pela fase aterrada do transformador isolador (TI), e a mesma eletricidade é coletada pelo aterramento da fase do transformador do consumidor (TC). Os resultados experimentais da proposta foram reportados em [11].

3 A GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E SUA INTEGRAÇÃO AO SISTEMA T2F

A proposta deste trabalho consiste em integrar o Sistema Trifásico a Dois Fios (T2F), a uma planta de geração fotovoltaica, com o controle do Desequilíbrio de Tensão (%DT) pela metodologia Volt-Var, considerando diferentes cenários de geração. Em *Three-Phase-Two-Wire Rural Distribution Network: Influence of Design Characteristics on Voltage Unbalance* [10], propõe um método para diminuir o desequilíbrio de tensão escolhendo o espaçamento correto entre os condutores aéreos do Sistema Trifásico a Dois Fios (T2F), mostrando que o desequilíbrio de tensão pode ser relativamente baixo ao se alcançar o espaçamento ideal. O destaque, para este caso, é que o sistema T2F é naturalmente desequilibrado, visto que uma das fases é conduzida pelo aterramento, e sua impedância é muito diferente dos cabos aéreos. A diferença entre as impedâncias de solo e dos cabos aéreos, naturalmente resultam em desequilíbrio de tensão, por isso há a necessidade de minimizar esse desequilíbrio, o que pode ser feito com o uso do modelo matemático proposto por [12]. O desequilíbrio de tensão pode ser mitigado com a injeção ou absorção de potência reativa ao sistema. A Fig. 2(a) ilustra a potência reativa necessária, em função do comprimento da rede, e considerando o espaçamento ideal entre os condutores aéreos, e a Fig. 2(b) mostra o %DT para o cabo 2 AWG, utilizado no T2F, para cada tipo de compensação, e para distância ideal entre os condutores, onde NC representa o sistema não compensado, C representa a compensação de derivação do capacitor e RC refere-se à compensação de resistor em série e compensação de capacitor de derivação.
Baseado no método das imagens de Carson, [12] apresenta um método de cálculo computacional para a obtenção de impedâncias que visam diminuir o desequilíbrio de tensão, equalizando o sistema quando dispostas de forma longitudinal e transversal ao mesmo. O estudo mostra que fatores tais como o das impedâncias implementadas, e a disposição das mesmas, têm a capacidade de influenciar nos valores do %DT, para as cargas acopladas ao circuito.

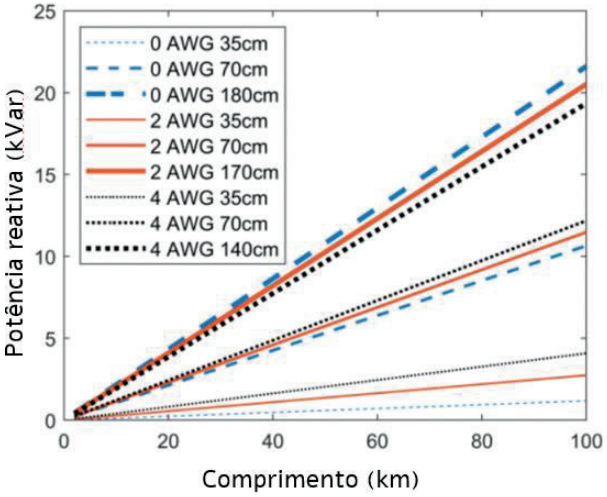


Fig. 2(a). Compensação de Potência reativa no T2F

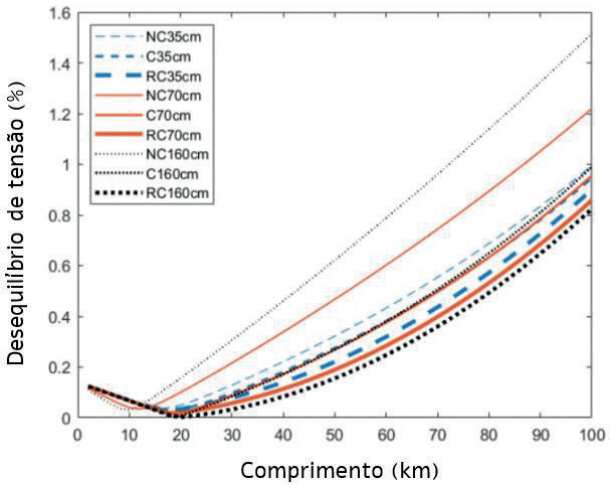


Fig. 2(b). Efeito da compensação da impedância.

De acordo com [7], quando o sistema de geração distribuída, conectado à rede, estiver no modo de potência reativa à tensão, ou controle Volt-Var, ele deverá controlar ativamente sua saída de potência reativa em função da tensão seguindo uma característica linear por partes da potência reativa-tensão. Ainda, a questão da disponibilidade de potência reativa pode ser mitigada através do sobredimensionamento do inversor [4]. A Fig. 3 mostra a curva característica de potência reativa *versus* tensão.

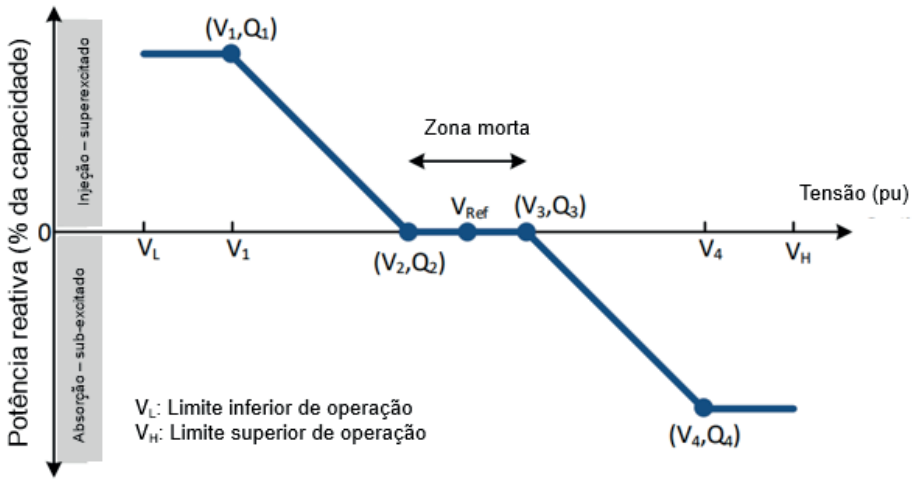


Fig. 3. Curva Volt-Var (adaptado de [7])

4 METODOLOGIA E RESULTADOS SIMULADOS

Esta seção trata da proposta metodológica que visa integrar a geração fotovoltaica (FV) ao sistema Trifásico a Dois Fios (T2F) considerando diferentes cenários, de forma que eles se aproximem ao máximo possível de situações que possam representar a realidade. Como a proposta de integração com o T2F é inovadora, inicialmente o trabalho está baseado em simulações, com a utilização do software Matlab Simulink. Inicialmente, é utilizado um inversor trifásico sem qualquer tipo de controle de tensão terminal, o que normalmente é feito a partir da injeção de potência reativa na rede, pelo próprio inversor, pois a ideia é a de observar o comportamento do sistema com a utilização de uma planta fotovoltaica de baixa geração. A Fig. 4 mostra a configuração inicial do sistema, sem o controle Volt-Var.

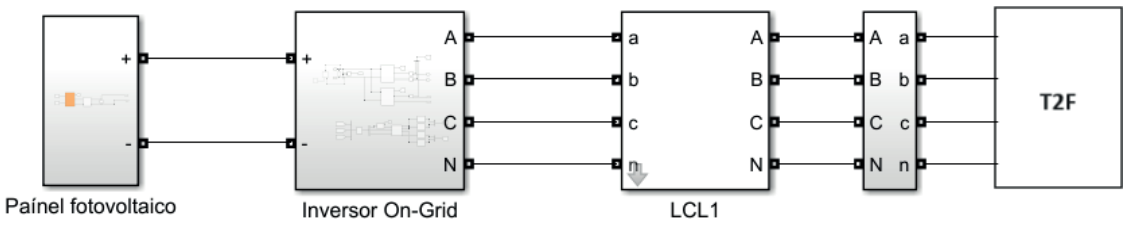


Fig. 4. Representação do Sistema FV conectado ao T2F

À medida que há um aumento na geração, verifica-se a necessidade de controle da tensão, pois a injeção de potência na rede elétrica faz com que a tensão passe a apresentar valores fora dos padrões aceitáveis em norma técnica. A Fig. 5 mostra o esquema simplificado da planta fotovoltaica conectada ao inversor, agora com o controle Volt-Var integrado.

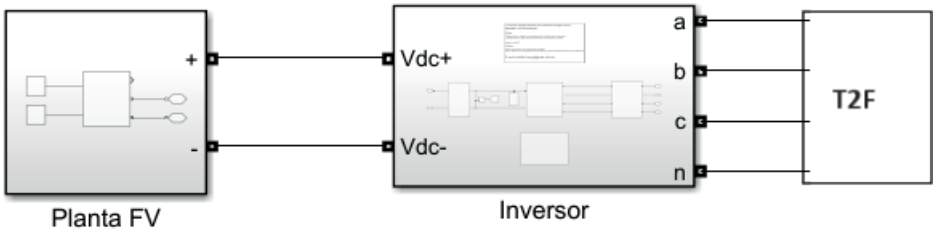


Fig. 5. Representação do sistema com o controle Volt-Var

Os cenários de simulação pretendidos apresentam situações de geração que possa ser de um pequeno consumidor, que tenha baixa geração em seu próprio telhado, até que ultrapasse o limite da microgeração e passe a configurar uma minigeração com a utilização de um único inversor trifásico. Para o sistema T2F, inicialmente, foram mantidas as configurações originais descritas em [11]. Para o estudo, os valores adotados para a curva Volt-Var da Fig. 3, estão descritos na Tabela I.

TABELA I. VALORES ADOTADOS PARA A CURVA VOLT-VAR DA FIG. 5

V_{Linha}	$V_{Fase} = V_{Ref}$	V_1	V_2	V_3	V_4	$Q_{Máx} = Q_1$	$Q_{mín} = Q_4 = -Q_{máx}$
380 V	220 V	$0,95V_{Fase}$	$1,0V_{Fase}$	$1,03V_{Fase}$	$1,05V_{Fase}$	$0,2S_{nom}$	- 60 kVar

Simulado e testado pelo Grupo de Estudo e Desempenho de Sistemas Elétricos da Universidade Federal de Santa Maria [8], demonstra que o T2F mantém a distribuição de energia elétrica dentro dos parâmetros de qualidade e confiabilidade, principalmente no que concerne ao desequilíbrio de tensão. Portanto, de implementação viável. Para esta situação, os transformadores estão com a configuração original do T2F, onde ambos os transformadores possuem a capacidade de 120 kVA, ou seja, $S_{TI} = S_{TC} = 120$ kVA, conforme descrito em [11].

Inicialmente, o T2F possui uma extensão de 50 km, e é conectado a FV por meio de um inversor *On-Grid*, sem o controle Volt-Var. Os resultados para a tensão e o %DT estão descritos na Tabela II.

TABELA II. TENSÕES DE LINHA E %DT PARA CARGA TRIFÁSICA RESISTIVA

CARGA BT 50 kW sem CVV								
Geração FV	0 kW	5 kW	10 kW	25 kW	50 kW	100 kW	200 kW	300 kW
Vab (V)	365,5	365,5	365,4	366,5	365,5	365,5	365,5	363,8
Vbc (V)	365,9	365,9	365,9	365,9	365,8	365,9	365,8	364,5
Vca (V)	366,5	366,5	366,5	366,5	366,5	366,5	366,5	365,2
%DT	0,1588	0,1588	0,1738	0,1588	0,1619	0,1588	0,1619	0,1588

O gráfico da Fig. 6, ilustra o comportamento do %DT para as gerações FV de 0 kW a 300 kW. Os valores simulados corroboram com os resultados apresentados no gráfico da Fig. 2(b), para a compensação RC e o distanciamento de 1,60 m entre os condutores aéreos.

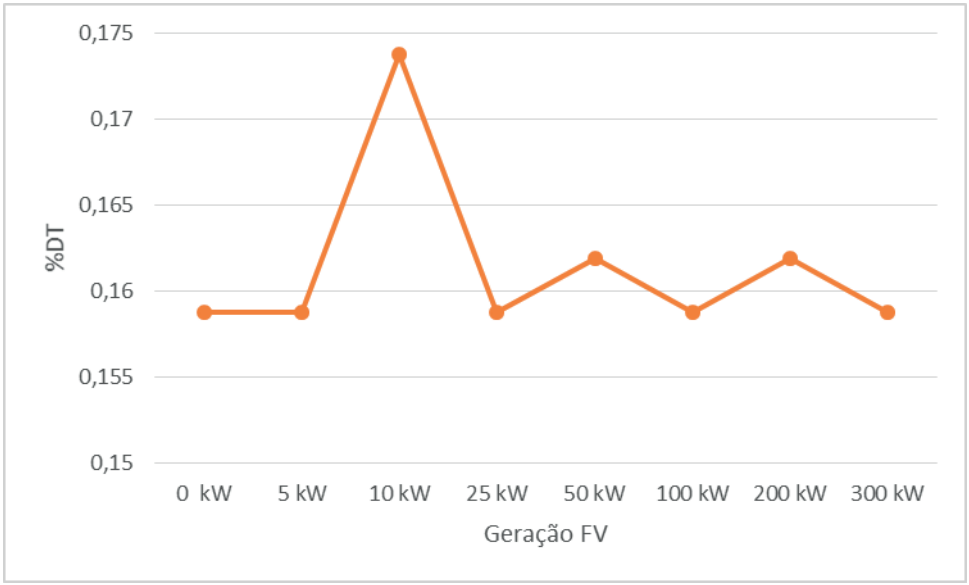


Fig. 6. %DT sem o controle de tensão

Com o controle de tensão implantado no inversor, e considerando a produção FV em nível máximo de irradiância solar (1000 W/m^2), foram simulados diferentes cenários de cargas geração, para a carga resistiva de 100 kW. Para efeitos comparativos da geração sem o controle CVV, a Tabela III mostra os resultados para o desequilíbrio de tensão em cada nível de geração. De acordo com os resultados simulados, fica evidente a eficiência do CVV na manutenção dos valores de tensão programados.

TABELA III. TENSÕES DE LINHA E %DT PARA CARGA TRIFÁSICA RESISTIVA

CARGA BT 100 kW com CVV								
Geração FV	0 kW	5 kW	10 kW	25 kW	50 kW	100 kW	200 kW	300 kW
Vab (V)	380,8	380,8	380,8	380	380,8	380,8	381,3	380,7
Vbc (V)	376,7	376,9	377,1	377,7	378,5	379,9	382,9	384
Vca (V)	373,0	373,5	373,9	374,9	376,5	379	384	386,6
DT%	1,1959	1,1190	1,0572	0,7809	0,6564	0,2735	0,4094	0,8893

Os resultados do %DT apresentados no gráfico da Fig. 7 ilustram a atuação do CVV na mitigação do desequilíbrio de tensão, principalmente quando a geração FV tem valores próximos do valor da carga no sistema. Os resultados corroboram com os dados apresentados na Fig. 2(b), para o cabo 2 AWG, na distância "ótima" entre os condutores, de 1,60 m, para o sistema compensado e o comprimento de linha de 50 km.

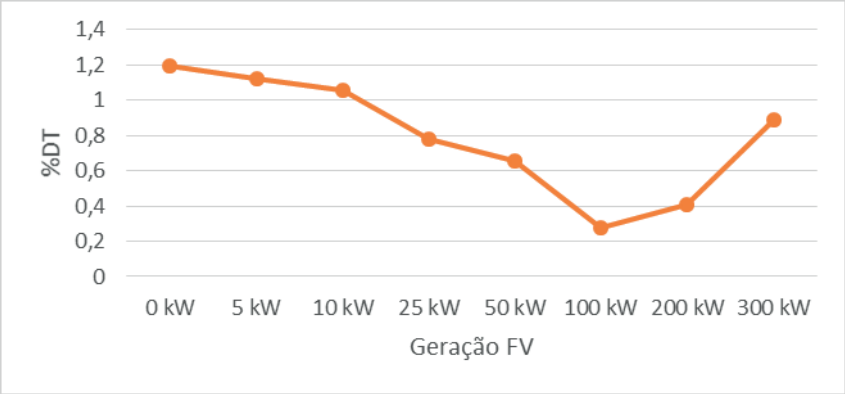


Fig. 7 . %DT com o controle Volt-Var (CVV)

5 CONCLUSÕES

O trabalho apresentou estudos iniciais por meio de simulações com o uso do *software* Matlab Simulink para observar o comportamento do desequilíbrio de tensão em um sistema que conecta o T2F a uma planta de geração fotovoltaica. Sabe-se que a entrega de energia que atenda aos requisitos de qualidade, são essenciais para o bom funcionamento de máquinas e equipamentos, principalmente pelo fato de que há muita eletrônica nos equipamentos elétricos da atualidade. O T2F representa uma proposta inovadora que pode vir a contribuir na solução para a entrega de energia que atenda os quesitos citados, a médio e longo prazo, em áreas rurais distantes, ou que ainda possuam baixa taxa de fornecimento de energia elétrica. A geração fotovoltaica tem apresentado inúmeros benefícios, e contribuído grandemente para a malha energética em praticamente todo o globo terrestre. Unir estes dois fatores, significa auxiliar em grande escala para a busca de solução no fornecimento de energia àqueles que ainda não a possuem em abundância, desde que atenda aos fatores de qualidade e estabilidade. E, neste caso, a utilização do controle Volt-Var tem a capacidade de contribuir significativamente na manutenção dos níveis de tensão parametrizados em norma técnica. Os rumos apresentados pela legislação brasileira, através da lei 14.300/2022, têm apresentado uma direção a ser seguida, na qual são vislumbradas soluções buscadas há décadas, que é o de que todos tenham acesso ao fornecimento de energia elétrica, com qualidade, o que impacta grandemente em sua qualidade de vida. Por

meio dos resultados até aqui adquiridos, é possível vislumbrar uma sequência positiva no trabalho, que permita a análise e o estudo de diferentes cenários. A utilização do sistema agrofotovoltaico (APV) pode trazer muitos benefícios aos produtores rurais, entre eles destacam-se a segurança energética e a segurança alimentar, além do que, vai de encontro aos objetivos pautados pela ONU. No caso, ao ODS2 que trata da fome zero e agricultura sustentável, e ao ODS7 que trata da produção de energia acessível e limpa. A utilização de situações recorrentes da conexão de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica de distribuição pode ser um balizador para prosseguimento da pesquisa.

6 REFERÊNCIAS

[1] P. Gilson, "Desequilíbros de Tensão", http://www.osetoreletrico.com.br/wp-content/uploads/2013/03/Ed86_fasc_qualidade_cap3.pdf

[2] E. Bao de Oliveira, R. M. Martins, G. Marchesan, J. Parizzi, C. Lazaro, "Análise de Utilização do Controle Volt-Var em Sistemas com Grande Penetração de Geração Fotovoltaica" Artigo de evento: 15th Seminar on Power Electronics on Control (SEPOC 2023).

[3] R. M. Silva, "Avaliação de Alternativa para Eletrificação Rural no Contexto dos Programas de Universalização do Atendimento de Energia no Brasil", 187f, Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais. 2006.

[4] R. Martins, "Impacto do Controle de Tensão e Potência Reativa (Volt-Var) em Sistemas de Distribuição com Alta Penetração de Geração Distribuída Fotovoltaica", Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Maria, 2023. https://repositorio.ufsm.br/bitstream/handle/1/28696/DIS_PPGEE_2023_MARTINS_RENATA.pdf?sequence=1&isAllowed=y

[5] G. de M. V. Rosa, R. m. Martins, G. Marchesan, J. B. Parizzi, C. A. L. Menco, C. R. Ramos, "Impacto do controle Volt/Var por inversores nos reguladores de tensão", 15th seminar on power electronics and control (SEPOC 2023), https://repositorio.ufsm.br/bitstream/handle/1/30554/Final_123.pdf?sequence=1&isAllowed=y

[6] E. Giuliani, A. de L. Oliveira, G. Cardoso Junior, G. Marchesan, L. de F. Silveira, G. D. Nunes Filho, "Análise do desequilíbrio de tensão para sistema de distribuição de energia elétrica não convencional", Proceedings of the 13th Seminar on Power Electronics and Control (SEPOC 2021), https://repositorio.ufsm.br/handle/1/21792

[7] "IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces," in *IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003)* , vol., no., pp.1-138, 6 April 2018, doi: 10.1109/IEEESTD.2018.8332112.

[8] L. de F. Silveira, A. de L. Oliveira, G. C. Junior e G. Marchesan, "Sistema de Distribuição T2F: Verificação da Efetividade das Metodologias de Compensação de Desequilíbrio de Tensão", IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE 2022, 10 a 13 de Julho de 2022.

[9] G. Marchesan, A. de L. Oliveira, G. C. Junior, D. B. Ramos, L. Kraulich, L. Mazzorani e L. de F. Silveira, "Three-Phase-Two-Wire Rural Distribution Network: Influence of Design Characteristics on Voltage Unbalance", IEEE Transactions on Power Delivery, Brasil, p. 09, 2022. 76

[10] P.R.O. Borgs, "Repotencialização de Sistemas de Distribuição Rurais Monofásicos por Meio de Dois Cabos Aéreos e o Solo como a Terceira Fase", 2017, Tese (Doutorado Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria).

[11] L. Kraulich, "Análise técnica e de custo-benefício do sistema não convencional trifásico a dois fios para a distribuição de energia elétrica em média tensão no meio rural", Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Santa Maria, 2024, https://repositorio.ufsm.br/handle/1/31852

[12] L. de F. Silveira, "Análise do Desbalanço de Tensão em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Trifásica a Dois Fios", TCC de Graduação, Universidade Federal de santa Maria, 2023, https://repositorio.ufsm.br/handle/1/27949

Comité de Estúdios C6 - Sistema de Distribución Activa y Recursos Energéticos Distribuidos

OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE INVERSORES INTELIGENTES PARA LA MAXIMIZACIÓN DE LA PENETRACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSIÓN

L.F. LEON*
Instituto de Energía Eléctrica- UNSJ-CONICET
Argentina
lleon@iee-unsjconicet.org

M. MARTINEZ
Instituto de Energía Eléctrica- UNSJ-CONICET
Argentina
lleon@iee-unsjconicet.org

Resumen *– Este artículo presenta una metodología para optimizar la configuración de inversores inteligentes y la posición del tap del transformador en redes de distribución de baja tensión, abordando los desafíos de regulación de tensión provocados por la alta penetración de generación distribuida fotovoltaica (GD-FV). El algoritmo propuesto, compuesto por tres etapas, incluye: una búsqueda exhaustiva para determinar la posición óptima del tap del transformador (Etapa 0), la optimización de las tensiones de referencia para cada inversor con el objetivo de minimizar la energía demandada del transformador (Etapa 1), y la optimización de parámetros adicionales del Modo Combinado Q(V)+P(V) para reducir los picos de tensión (Etapa 2).*

La metodología se aplica a un sistema de prueba de 6 nodos, utilizando simulaciones anuales con perfiles realistas de demanda e irradiancia. Los resultados demuestran que, bajo configuraciones optimizadas, la penetración de GD-FV aumenta en un 50 % en comparación con configuraciones de factor de potencia unitario, manteniendo niveles aceptables de sobretensiones por debajo del 1 % de las tensiones nodales. Las pérdidas de energía son ligeramente mayores, pero los beneficios en la generación y la reducción de la demanda del transformador compensan este incremento.

Esta solución no requiere sistemas de comunicación adicionales, lo que la hace práctica para regiones con recursos limitados. El uso combinado de las funciones de control Q(V) + P(V) y la optimización del tap del transformador equilibran eficazmente la generación de potencia activa y minimizan las violaciones de los límites de tensión, ofreciendo un enfoque escalable y eficiente para mejorar la integración de energías renovables en redes de distribución...

Palabras clave: Control Autónomo, Regulación de Tensión, Inversores Inteligentes, Optimización, Fotovoltaica, Sistemas Descentralizados, Baja Tensión

1 INTRODUCCIÓN

El crecimiento de las fuentes renovables de energía, especialmente la solar, impulsa la instalación de generadores distribuidos fotovoltaicos (GD-FV) en redes de distribución de baja tensión, presentando desafíos técnicos significativos como sobretensiones y flujos de potencia inversos [1] [2]. Estas redes, diseñadas originalmente para transportar potencia desde transformadores hacia los consumidores, enfrentan limitaciones debido a la variabilidad de la generación fotovoltaica y la falta de automatización en los TAP de los transformadores [3]. Para mitigar estos problemas, se destacan estrategias como la limitación de potencia activa (*power curtailment*) y el uso de esquemas de control autónomos y centralizados [4][5], siendo los inversores inteligentes con modos de operación Q(V) y P(V), definidos en la norma IEEE 1547-2018, una solución clave [6] [7] [8].

* Dirección del autor principal

Diversos métodos en el estado del arte optimizan parámetros de dispositivos para minimizar pérdidas, reducir *power curtailment* y cumplir objetivos múltiples, como evitar desviaciones de tensión y picos de potencia reactiva [9] [10] [11] [12] [13].. Sin embargo, muchas de estas estrategias no han considerado el contexto de redes residenciales, su falta de automatismos y las limitaciones del TAP del transformador de distribución. Este trabajo propone una metodología, basada en simulaciones, que optimiza la configuración de inversores inteligentes y la posición del TAP fijo del transformador, logrando minimizar sobretensiones, mantener la potencia activa inyectada y evitar incrementos en pérdidas. La propuesta constituye una herramienta de planificación para distribuidoras, permitiendo la integración efectiva de GD-FV, mayor estabilidad en la red y operación eficiente en escenarios de alta penetración fotovoltaica.

Este artículo está organizado de la siguiente manera: la Sección 2 describe la metodología propuesta, enfocándose en la formulación del problema, la función objetivo y las restricciones. La Sección 3 detalla el marco de aplicación y simulación. La Sección 4 presenta los resultados obtenidos al aplicar la estrategia de control autónomo en una red de prueba de 6 nodos, comparándolos con configuraciones de referencia. Finalmente, la Sección 5 expone las conclusiones.

2 PROPUESTA METODOLÓGICA

Esta metodología está diseñada para redes de baja tensión residenciales alimentadas por un transformador con TAP manual tipo ULTC y usuarios conectados mediante inversores inteligentes capaces de gestionar autónomamente la potencia activa y reactiva según la tensión medida. Los inversores inteligentes combinan los modos de control Q(V) y P(V) especificados en la norma IEEE 1547:2018 en un Modo Combinado Q(V) + P(V), que regula la tensión gestionando simultáneamente la potencia reactiva y activa. Los valores por defecto y el rango permitido, que pueden tomar los parámetros, para la función combinada se especifican en lanorma IEEE 1547:2018

La Fig 1 muestra los parámetros del Modo Combinado. V_{ref}, y los pares ordenados son (V_1,Q_1), (V_2,Q_2), (V_3,Q_3), (V_4,Q_4), (V_5,P_1), (V_6,P_1).

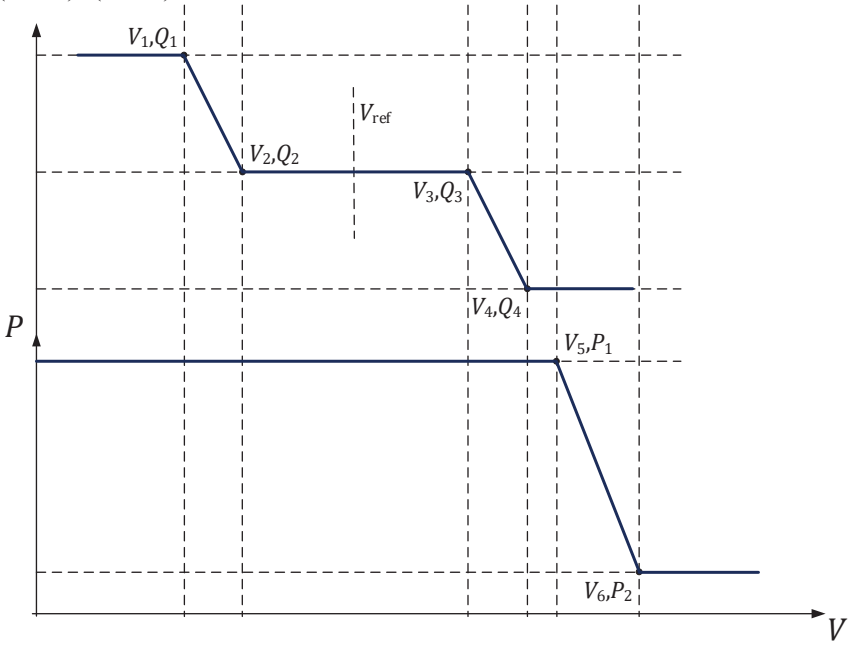


Fig 1 Modo Combinado Q(V) + P(V)

2.1. Algoritmo de búsqueda y formulación del problema

El objetivo principal de la metodología es minimizar el número de violaciones a los límites de tensión (sobretensiones y subtensiones) en la red, maximizar la energía fotovoltaica inyectada y evitar incrementos significativos en las pérdidas de potencia. Para alcanzar este objetivo, se propone un algoritmo de búsqueda estructurado en tres etapas, cada una diseñada para abordar desafíos específicos.

En la Etapa 1, se busca determinar la posición óptima del tap (t_{tap}) del transformador para minimizar las sobretensiones (U) en la red. Durante esta etapa, los parámetros del modo combinado de los inversores y la tensión de referencia (V_{ref}) permanecen en sus valores por defecto.

La Etapa 2 se centra en optimizar, V_{ref}, de los inversores para minimizar la energía demandada por el transformador. En esta etapa, t_{tap}, encontrada en la Etapa 1 se mantiene fija, mientras que los parámetros de la función combinada de los inversores permanecen en sus valores por defecto.
Finalmente, en la Etapa 3, se ajustan los parámetros del modo combinado para minimizar la tensión pico, V_{pico}. La tensión pico es el máximo valor de tensión medido entre todos los nodos. Tanto t_{tap} como la V_{ref} óptima, obtenidas en las etapas previas, permanecen constantes. Un esquema simplificado que resume los escenarios y las interacciones entre las variables optimizadas en cada etapa se presenta en la.Fig 2.

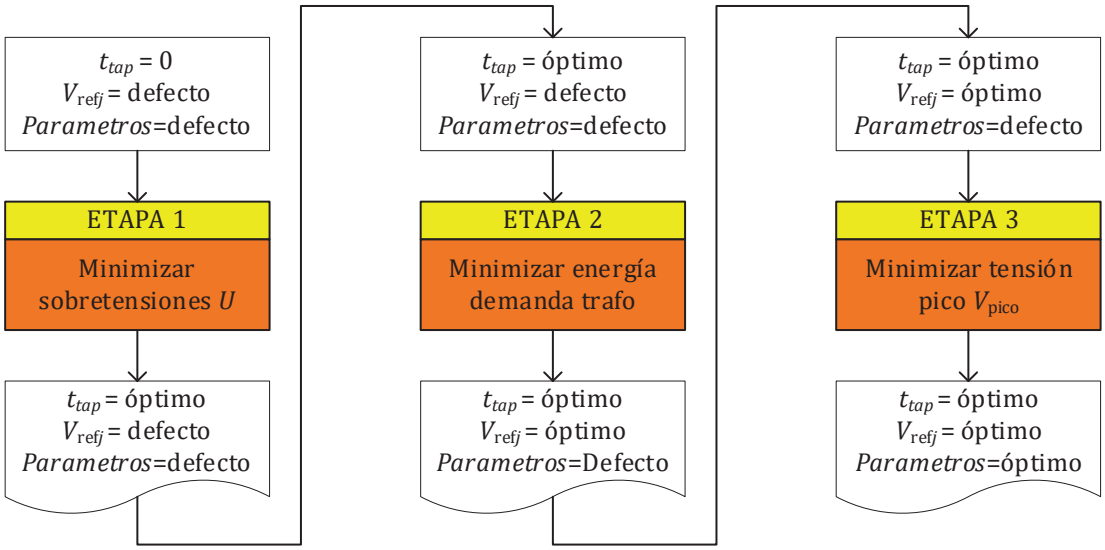


Fig 2 Escenarios planteados en la metodología

A continuación, se profundiza en las etapas:

2.1.1. Etapa 1:

Función Objetivo de la etapa: Identificar t_{tap} del transformador que minimiza □ en la red de distribución durante un año.

$$\text{Minimizar } U_{\text{etapa0}} = \sum_{\text{t=1}}^{\text{T}} \sum_{i=1}^{N} \mathbb{I}\left(V_i^t < V_{\text{min}}\right) \tag{1}$$

Donde:

- V_i^t: tensión en el nodo i en la hora t ,
- $\mathbb{I}$: Función que toma el valor de 1 si cumple con la condición de $V_i^t < V_{\text{min}}$, y 0 en otros casos.
- N : número total de nodos. T número total de intervalos horarios durante el periodo de análisis.

Restricciones de la posición del TAP:

- t_{tap}: variable entera definida en el dominio:

$$t_{tap} \in \{-a, -(a-1), \dots, 0, \dots, a-1, a\} \tag{2}$$

Donde:

- a: posición del TAP expresada como un entero positivo o negativo. El número total de posiciones del TAP es:

$$A = 2a + 1 \tag{3}$$

- ΔV_{tap}: Incremento en tensión (en p.u.) por cada cambio de posición del TAP.

$$\Delta V_{\text{tap}} = \frac{V_{\text{tap,max}} - V_{\text{tap,min}}}{A} \tag{4}$$

Donde:

- $V_{\text{tap,min}}$: tensión mínima que el TAP puede regular, expresada en p.u.
- $V_{\text{tap,max}}$: tensión máxima que el TAP puede regular, expresada en p.u.

2.1.2. Etapa 2:

Función objetivo de la etapa: Reducir la energía demandada desde el transformador de distribución. La variable de decisión es $V_{\text{ref}j}$ de la curva Q(V) para cada inversor j.

$$\text{Minimize } f\left(V_{\text{ref}_1}, V_{\text{ref}_2}, \dots, V_{\text{ref}_M}\right) = E_{\text{trafo}} \tag{5}$$

$$E_{\text{trafo}} = \sum_{t=1}^{T} P_{\text{trafo}}^{t} \tag{6}$$

- E_{trafo}: Energía suministrada por el transformador de distribución.
- P_{trafo}^{t}: Potencia active suministrada por el transformador de distribución en la hora t
- M: Número total de inversores en la red.
- T: Número total de intervalos de t durante el periodo de análisis.

Restricciones de tensión

$$V_{\text{min}} \leq V_i^t\left(V_{\text{ref}_j}\right) \leq V_{\text{max}}, \quad \forall i, t, j \tag{7}$$

Donde V_{min} y V_{max} son los límites de tensión en la red.

Restgricciones según la norma IEEE 1547:2018

$$V_{1_j} = V_{\text{ref}_j} - 0.08 \tag{8}$$

$$V_{2_j} = V_{\text{ref}_j} - 0.02 \tag{9}$$

$$V_{3_j} = V_{\text{ref}_j} + 0.02 \tag{10}$$

$$V_{4_j} = V_{\text{ref}_j} + 0.08 \tag{11}$$

Los demas parámetros san los valores por defecto especificados en la norma.

Restricciones de V_{ref_j} (Según la norma IEEE 1547:2018):

$$0.95 \leq V_{\text{ref}_j} \leq 1.05\,\text{pu} \tag{12}$$

Restricciones de sobretensiones:

$$SV_{\text{etapa1}} \leq 1.4 \times SV_{\text{etapa0}} \tag{13}$$

Donde:

- SV_{etapa1} Número de sobretensiones durante el periodo de estudio en la Etapa 1::

$$SV_{\text{etapa1}} = \sum_{t=1}^{\text{N}} \sum_{i=1}^{N} \mathbb{I}\left(V_i^t > V_{\text{max}}\right) \tag{14}$$

- SV_{etapa0} Número de sobretensiones durante el periodo de estudio en la Etapa 0:

$$SV_{\text{etapa0}} = \sum_{t=1}^{N} \sum_{i=1}^{N} \mathbb{I}\left(V_i^t > V_{\text{max}}\right) \tag{15}$$

- $\mathbb{I}$ Indicator function that takes the value 1 if the condition is true and 0 otherwise.

2.1.3. Etapa 3: Optimización de los parámetros del Modo Combinado Q(V) + P(V).

Función Objetivo de la Etapa: Minimizar la tensión pico V_{pico}, que es la máxima tensión medida durante el periodo. Se utiliza la tensión de referencia V_{refj} de la Etapa 1 y la posición del TAP encontrada en la Etapa 0. **Variables decisión:** Parámetros del modo combinado (excepto V_{refj}) para cada inversor j: V_{1j}, V_{2j}, V_{3j}, V_{4j}, $V_{5j}V_{6j}$, P_{1j}, P_{2j}, Q_{1j}, Q_{2j}, Q_{3j}, Q_{4j}.

$$\text{Minimizar } V_{\text{pico}} = \max_{t\in[1,T]}\left\{\max_{i\in[1,N]} V_i^t\right\} \tag{16}$$

Donde:

- V_i^t: tension en el nodo i en el intervalo t

Restricciones que dependen de V_{refj}:

$$V_{\text{refj}} - 0.18 \le V_{1j} \le V_{\text{refj}} - 0.02 \tag{17}$$

$$V_{\text{ref}j} - 0.03 \le V_{2j} \le V_{\text{refj}} \tag{18}$$

$$V_{\text{refj}} \le V_{3j} \le V_{\text{refj}} + 0{,}03 \tag{19}$$

$$V_{\text{refj}} + 0.02 \le V_{4j} \le V_{\text{refj}} + 0{,}18 \tag{20}$$

Restricciones de los otros parámetros según la Norma IEEE1547:208 (Q_2 y Q_3 son 0 para disponer de una banda muerta, en donde no hay potencia reactiva)

3 IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA Y MARCO DE SIMULACIÓN.

Se utilizó la red de prueba de 6 nodos, 6 usuarios trifásicos (240 V), para evaluar la metodología propuesta. La red propuesta se muestra en la Fig. 1. Se considera que todos los usuarios tienen las mimas demanda instalad y la misma GDFV instalada. Las simulaciones se realizaron considerando límites de tensión entre $V_{max} = 1.05$, $V_{min} = 0.95$ manteniendo constante la configuración básica de la red para que las diferencias observadas fueran atribuibles únicamente a las configuraciones de los inversores. Además, se utilizaron perfiles horarios de temperatura e irradiancia obtenidos del National Solar Radiation Database (NSRDB) [14] y simulaciones anuales discretizadas en intervalos horarios (8,760 horas).

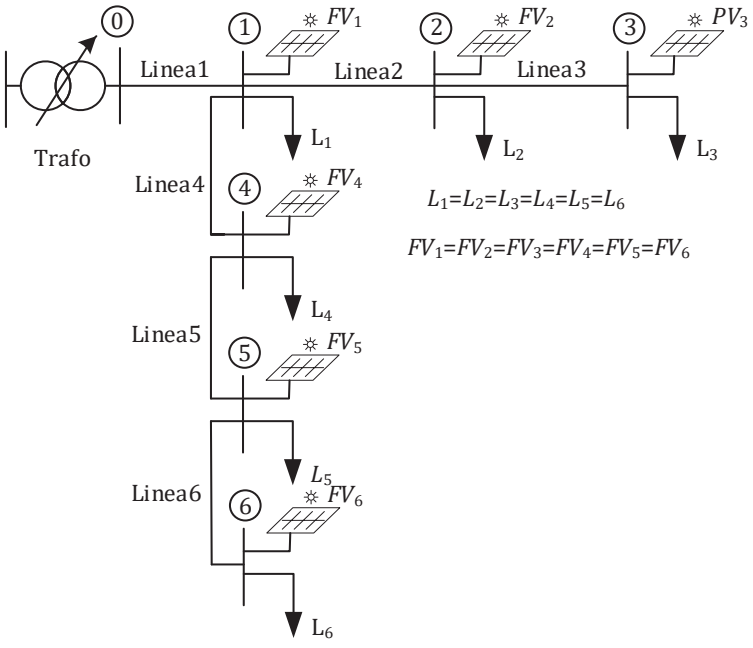


Fig. 1 Red de 6 nodos utilizada

Los perfiles de demanda, obtenidos de un conjunto de datos desarrollado por el NREL, introdujeron variabilidad al asignarse aleatoriamente a cada usuario residencial con valores normalizados entre 0 y 1. Cada usuario contó con un sistema GD-FV con inversores sobredimensionados un 10% para cumplir con el 44% de provisión de potencia reactiva según la norma IEEE 1547-2018. En todos los escenarios, la potencia nominal de GD-FV se incrementó en intervalos de 500 W hasta que ocurrieron sobretensiones, registrándose estas como porcentaje aceptable (%SV). Los escenarios evaluados incluyeron: Escenario 1: inversores con factor de potencia unitario, Escenario2: inversores con Q(V) según parámetros por defecto y Escenario 3: inversores con parámetros optimizados y TAP ajustado. Las métricas de evaluación abarcaron la potencia nominal instalada de cada GD-FV, energía generada por la GD-FV en el año, energía demandada al transformador y pérdidas de potencia en la red, permitiendo analizar la eficiencia de cada configuración.

4 RESULTADOS

A continuación, se presentan los resultados obtenidos para el sistema de 6 nodos. Se han considerado los tres escenarios previamente descritos y se comparan los principales indicadores mencionados. La TABLA 1 resume los principales indicadores de rendimiento en los tres escenarios, destacando el impacto de los parámetros optimizados en la operación de la red y la integración de la GD-FV.

- **Porcentaje de sobretensiones** (%$\boldsymbol{SV}$)**:** Las sobretensiones en todos los escenarios son inferiores al 1%.

Potencia nominal instalada GD-FV ($\boldsymbol{PMPP}$): En el escenario 3, los parámetros optimizados permitieron elevar la potencia nominal hasta 2.5 kW lo que significa un incremento de 50% en comparación con el Escenario 1 (4 kW).

- **Energía Generada ($\boldsymbol{E_{GDFV}}$):** El escenario 3 logró un 50% de incremento en comparación con el escenario 1. Ver Fig 3.

Energía demandada del transformador ($\boldsymbol{E_{Trafo}}$): la energía demandada redujo un **2%** en el Escenario 3, reduciendo la dependencia de la red. (Fig 4_izquierda)

- .**Perdidas ($\boldsymbol{L}$):** hay un reducción del **2%** en el Escenario 3. Ver Fig 4(derecha).

TABLA 1: RESULTADO COMPARATIVO ENTRE ESCENARIOS

Escenario	$\boldsymbol{PMPP}$	%$\boldsymbol{PMPP}$	$\boldsymbol{E}_{\text{trafo}}$ (kWh)	%$\boldsymbol{E}_{\text{trafo}}$	$\boldsymbol{E}_{\text{GDFV}}$(kWh)	%$\boldsymbol{E}_{\text{GDFV}}$	$\boldsymbol{L}$(kWh)	%$\boldsymbol{L}$
1	4		249537,43		42749,72		7618,21	
2	4,5	13%	244018,40	−2%	48093,43	12%	7441,54	−2%
3	6	50%	228040,40	−9%	64124,46	50%	7494,46	−2%

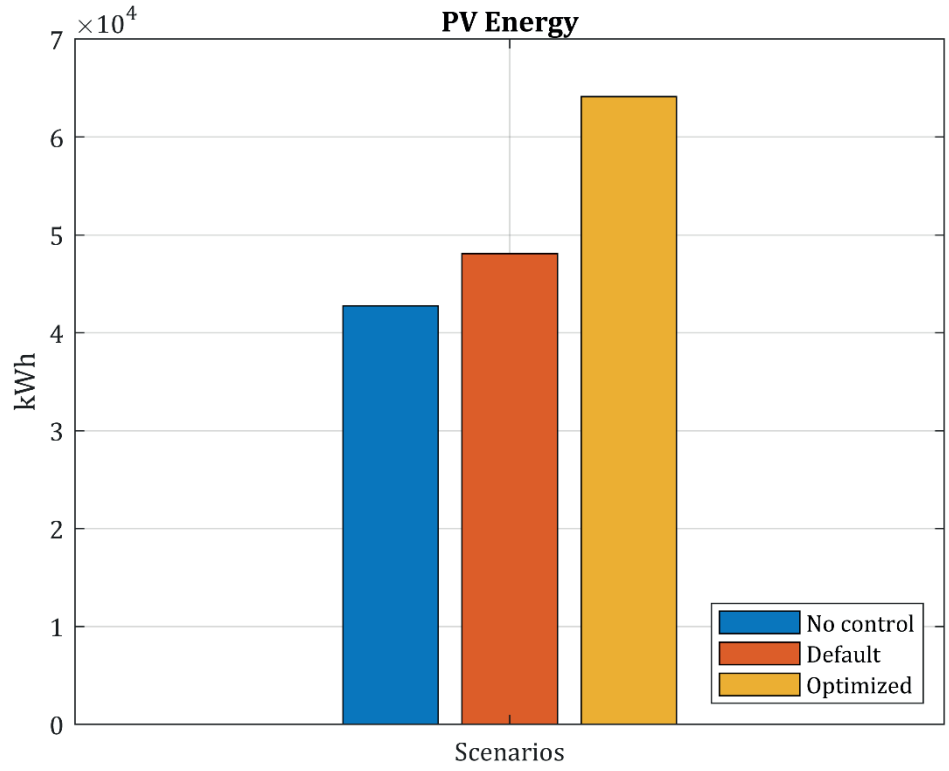


Fig 3 Enegía generada por el total de GD-FVs en cada escneario

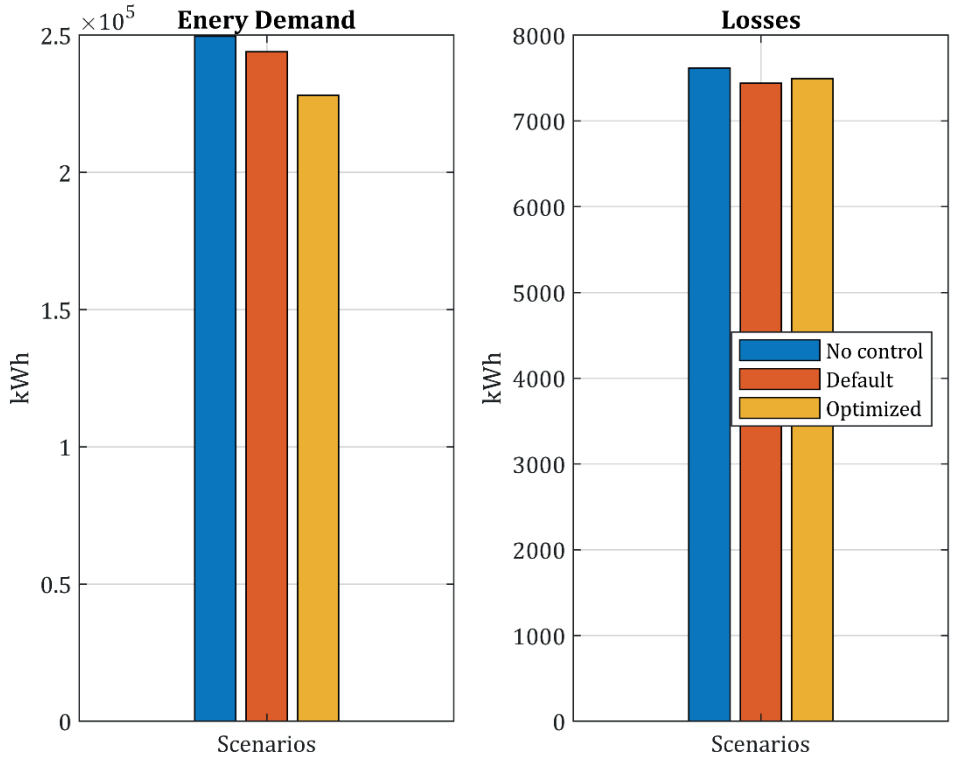


Fig 4 Energía demandada (izquierda) y pérdidas (derecha) en lost res escenarios

- .

Finalmente, La Fig 5 presenta las curvas optimizadas individuales de cada inversor.

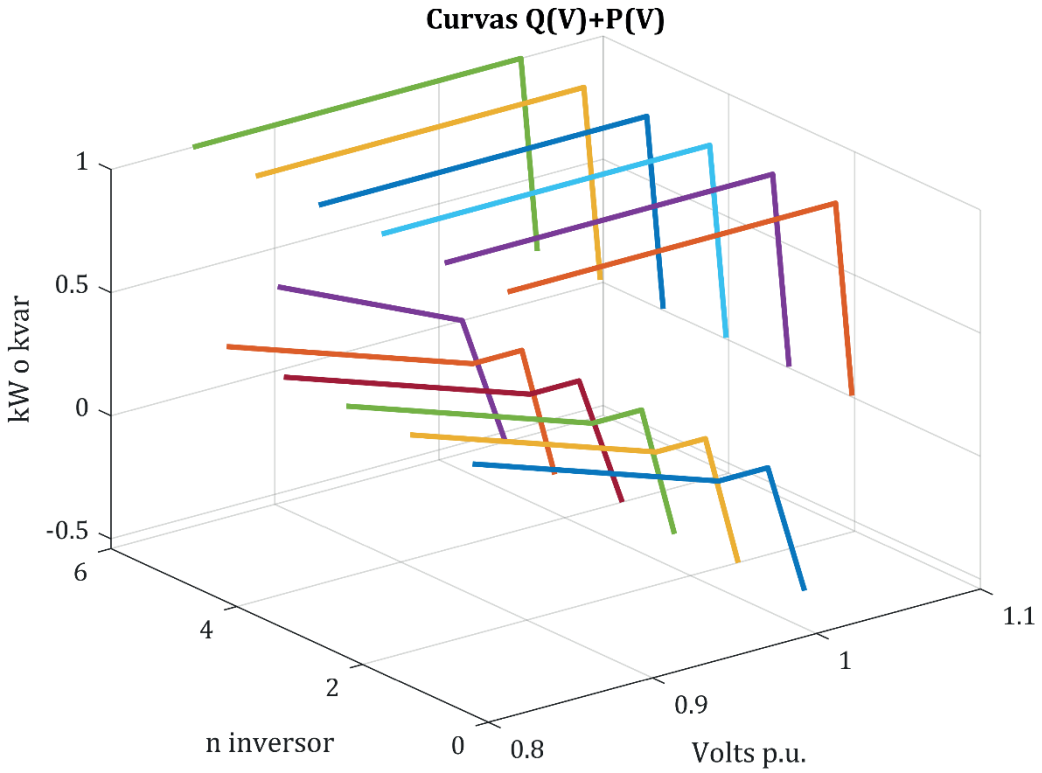


Fig 5 Vista 3D de las curvas Q(V)+P(V) para los 6 inversores (Escenario 3)

5 CONCLUSIONES

La investigación desarrolló una metodología para eliminar las sobretensiones y aumentar la penetración de la GD-FV en redes de distribución mediante la optimización de la configuración de los inversores inteligentes y la posición del TAP del transformador. Los resultados demuestran que es posible maximizar la capacidad instalada y la generación de energía de la GD-FV, evitando violaciones de tensión sin necesidad de sistemas de comunicación adicionales, lo que convierte esta solución en una opción práctica y viable para redes de baja tensión en áreas con recursos limitados. La combinación de las funciones de control Q(V) + P(V) con la optimización del TAP del transformador resultó eficaz para equilibrar la generación de potencia activa y las pérdidas asociadas.

6 REFERENCIAS

[1] W. G. J. H. M. van Sark, "Introduction to Photovoltaic Technology," in *Comprehensive Renewable Energy*, vol. 1, Elsevier, 2012, pp. 5–11. doi: 10.1016/B978-0-08-087872-0.00150-5.

[2] S. E. Razavi *et al.*, "Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 105, no. January, pp. 157–167, 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.01.050.

[3] R. Yan, B. Marais, and T. K. Saha, "Impacts of residential photovoltaic power fluctuation on on-load tap changer operation and a solution using DSTATCOM," *Electric Power Systems Research*, vol. 111, pp. 185–193, Jun. 2014, doi: 10.1016/j.epsr.2014.02.020.

[4] L. Collins and J. K. Ward, "Real and reactive power control of distributed PV inverters for overvoltage prevention and increased renewable generation hosting capacity," *Renew Energy*, vol. 81, no. Supplement C, pp. 464–471, Sep. 2015, doi: 10.1016/j.renene.2015.03.012.

[5] S. Hashemi and J. Østergaard, "Methods and strategies for overvoltage prevention in low voltage distribution systems with PV," *IET Renewable Power Generation*, vol. 11, no. 2, pp. 205–214, 2017, doi: 10.1049/iet-rpg.2016.0277.

[6] L. F. Leon, M. Martinez, L. J. Ontiveros, and P. E. Mercado, “Devices and control strategies for voltage regulation under influence of photovoltaic distributed generation. A review,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 20, no. 5, pp. 731–745, May 2022, doi: 10.1109/TLA.2022.9693557.
[7] E. Electric Power Research Institute, “Common Functions for Smart Inverters: 4th Edition,” 2016.
[8] IEEE Standard Association and IEEE, *IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*. 2018. doi: 10.1109/IEEESTD.2018.8332112.
[9] A. T. Procopiou, K. Petrou, and L. N. Ochoa, “Advanced Planning of PV-Rich Distribution Networks – Deliverable 4: Non-Traditional Solutions,” 2020.
[10] V. T. Dao, H. Ishii, and Y. Hayashi, “Optimal parameters of volt-var functions for photovoltaic smart inverters in distribution networks,” *IEEJ Transactions on Electrical and Electronic Engineering*, vol. 14, no. 1, pp. 75–84, Jan. 2019, doi: 10.1002/tee.22766.
[11] M. Jafari, T. O. Olowu, and A. I. Sarwat, “Optimal Smart Inverters Volt-VAR Curve Selection with a Multi-Objective Volt-VAR Optimization using Evolutionary Algorithm Approach,” in *2018 North American Power Symposium (NAPS)*, IEEE, Sep. 2018, pp. 1–6. doi: 10.1109/NAPS.2018.8600542.
[12] M. Bello, D. Montenegro, B. York, and J. Smith, “Optimal Settings for Multiple Groups of Smart Inverters on Secondary Systems Using Autonomous Control,” in *2017 IEEE Rural Electric Power Conference (REPC)*, IEEE, Apr. 2017, pp. 89–94. doi: 10.1109/REPC.2017.18.
[13] H. Lee, K. Yoon, J. Shin, J. Kim, and S. Cho, “Optimal Parameters of Volt–Var Function in Smart Inverters for Improving System Performance,” *Energies (Basel)*, vol. 13, no. 9, p. 2294, May 2020, doi: 10.3390/en13092294.
[14] M. Sengupta, Y. Xie, A. Lopez, A. Habte, G. Maclaurin, and J. Shelby, “The National Solar Radiation Data Base (NSRDB),” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 89, no. September 2017, pp. 51–60, Jun. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.03.003.

XX ERIAC
VIGÉSIMO ENCONTRO
REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRE
Ciudad del Este, Paraguay
25 a 29 de maio de 2025
C6.26_3633

Comitê de Estudos C6 - Sistemas Ativos de Distribuição e Recursos Distribuídos de Energía

AVALIAÇÃO DOS RECURSOS ENERGÉTICOS DO LADO DA OFERTA EM UM SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA COMPLEMENTAR A UMA USINA FOTOVOLTAICA.

F.S. NASCIMENTO
Universidade de São Paulo
Brasil
fabricio.s.nascimento@hotmail.com

M.E.M. UDAETA
Universidade de São Paulo
Brasil
udaeta@pea.usp.br

A.L. GIMENES
Universidade de São Paulo
Brasil
gimenes@pea.usp.br

V.T. NASCIMENTO
Universidade de São Paulo
Brasil
viviane.tav.nascimento@gmail.com

V.M. MASSARA
Universidade de São Paulo
Brasil
vanessa.massara@gmail.com

M.J. GIOVANNI
Universidade de São Paulo
Brasil
manassero@usp.br

Resumo *– Este trabalho tem como objetivo avaliar, pelo lado da oferta, os recursos energéticos de uma usina de geração fotovoltaica complementada por um sistema de armazenamento de energia. Busca-se estabelecer a previsibilidade da energia a ser entregue ao sistema elétrico interconectado, tomando como base os estudos preliminares de energia programada para a unidade geradora.*
Para esse propósito, a metodologia funcional utilizada é o Cômputo e Valoração do Potencial Completo de um recurso energético de sistema de armazenamento de energia por baterias, em associação com um conjunto de usinas pertencentes a um complexo fotovoltaico localizado no cinturão solar brasileiro. A metodologia abrange a conceituação, o dimensionamento e a avaliação em quatro dimensões: técnico-econômica, ambiental, social e política. Essas dimensões, analisadas de forma isonômica em condições postuladas e factuais, trazem à luz elementos não triviais sobre a eficácia dos recursos energéticos envolvidos na promoção da confiabilidade da energia ofertada. Dessa forma, busca-se motivar o debate sobre o emprego sinérgico dos recursos energéticos em questão e sua implantação ad hoc.
Em um cenário amplo, o trabalho desenvolvido e a conclusão apresentada propõem-se a ser uma entre inúmeras possibilidades para a utilização de um recurso energético híbrido pelo lado da oferta. A eficiência desse recurso depende da aplicação de análises metódicas que, como as realizadas neste estudo, adotem uma perspectiva multifocal, conforme demandado em um contexto global de transição da matriz energética.

Palavras-chave: Sustentabilidade; bateria; PIR; Planejamento; Recursos Energéticos; confiabilidade; intermitência; armazenamento de energia; BESS; distribuição elétrica.

1 INTRODUÇÃO

O objetivo deste trabalho é calcular e avaliar os potenciais completos do Sistema de Armazenamento de Energia por Baterias (BESS) hipoteticamente aplicados a um conjunto de usinas de geração fotovoltaica em um complexo solar.
A motivação para este estudo surge do crescimento exponencial das fontes renováveis de energia, como a solar fotovoltaica, que apresentam desafios relacionados à sua intermitência e confiabilidade no fornecimento. Os Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias, BESS (sigla derivada da língua inglesa para “Battery Energy Storage System”) destacam-se como uma solução tecnológica viável para

enfrentar essas limitações, assegurando maior estabilidade às redes elétricas e otimização no uso das energias renováveis.
Para alcançar os objetivos propostos, este trabalho realiza uma análise baseada na conceituação, dimensionamento e avaliação de quatro dimensões fundamentais: técnico-econômica, ambiental, social e política. Assim, a proposta busca contribuir com subsídios técnicos para o planejamento e a aplicação de tecnologias de armazenamento em larga escala no setor elétrico brasileiro.

2 PAISAGEM ATUAL SOBRE A TECNOLOGIA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

2.1 Os acumuladores eletroquímicos de energia e os sistemas elétricos de potência.

Os acumuladores eletroquímicos de energia são referidos como baterias, desempenham um papel central na transição do modelo energético atual, baseado em combustíveis fósseis, para um sistema sustentável e de fontes renováveis. Esse conceito é respaldado por instituições como o Banco Internacional [1], que destacam o papel das baterias no contexto da transição energética. No âmbito dos sistemas elétricos de potência, essas baterias são implementadas através do recurso BESS, que compreendem um núcleo de armazenamento constituído por um banco de baterias e seus sistemas auxiliares para otimização operacional.
A importância da tecnologia de baterias de íons de lítio foi laureada em 2019, pelo recebimento do prêmio Nobel de Química para os pesquisadores John B. Goodenough, M. Stanley Whittingham e Akira Yoshino. A operação das baterias baseia-se em reações de oxidação e redução, onde a transferência de elétrons entre dois eletrodos, mediada por um eletrólito, gera energia elétrica. A diferença de potencial entre os materiais que compõem os eletrodos determina a tensão elétrica da bateria, enquanto a corrente elétrica gerada está relacionada à quantidade de material reativo e à eficiência das reações. Estas constatações convergem em termos práticos que, baterias de maior volume tendem a armazenar mais energia e fornecer mais corrente, dependendo do projeto e da geometria dos eletrodos.

2.1.1 As tecnologias de acumuladores

As principais tecnologias de baterias atualmente incluem lítio, níquel-metal híbrido e chumbo-ácido, cada uma com características e aplicações específicas. As baterias de lítio se destacam por sua alta densidade de energia (300 Wh/kg), baixa autodescarga e suporte a carregamentos rápidos, embora apresentem riscos de sobrecarga, instabilidade em temperaturas extremas e um custo elevado por kWh armazenado.
Em uma comparação objetiva, as principais características de cada tecnologia, comparando sua densidade energética e custo por kWh. As Fig 1 e Fig 2 apresentam uma comparação das características de densidade energética e valor do kW para as tecnologias de acumuladores e outras de menor relevância disponíveis no mercado.

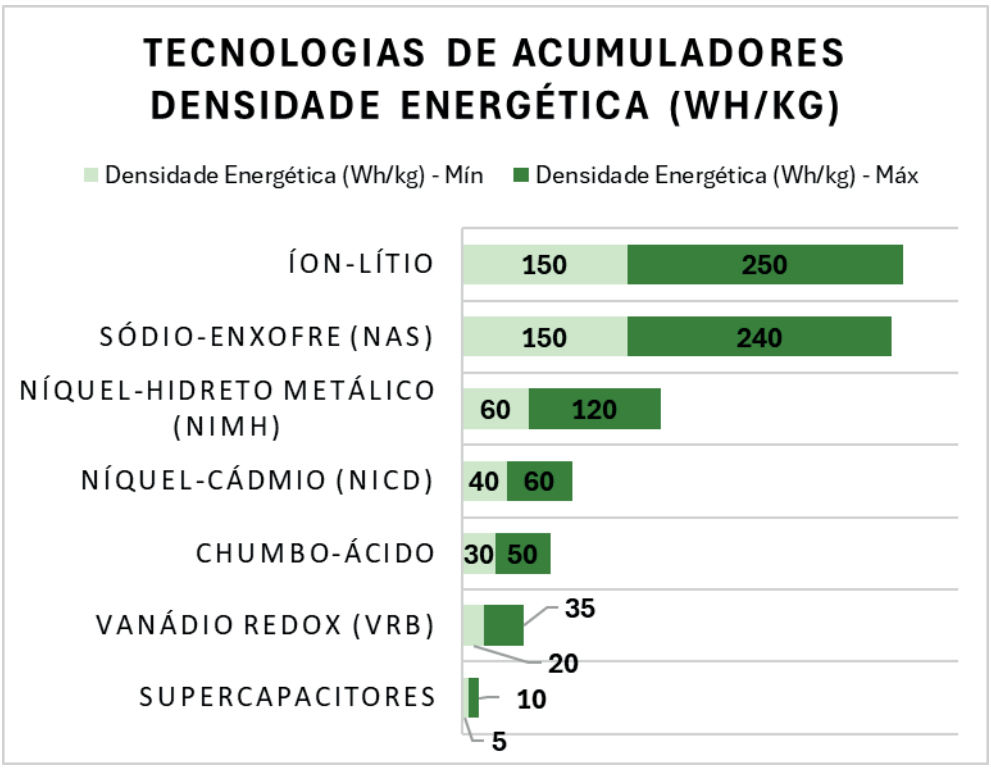


Fig 1. Densidade energética. Capacidade aproximada de geração de energia de diferentes tecnologias de baterias por massa empregada. Fonte: Elaborado pelo autor a partir de [25] e [27] .

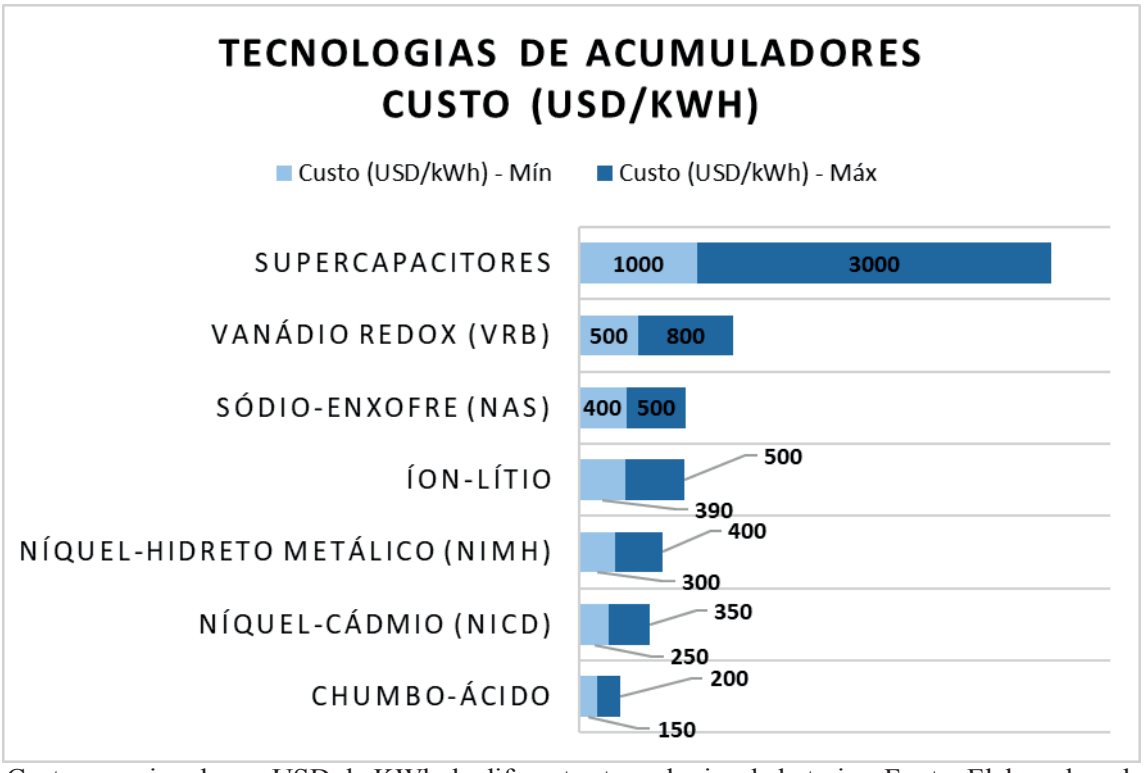


Fig 2. Custo aproximado em USD de KWh de diferentes tecnologias de baterias. Fonte: Elaborado pelo autor a partir de [25] e [27] .

As tecnologias de armazenamento de energia também podem ser comparadas com base em uma análise crítica dos respectivos valores de CAPEX (abreviação do inglês para *Capital Expenditure*, que se refere ao capital gasto por uma entidade visando lucro como aumento de produção, pesquisas, aquisições e outros) em

relação à capacidade de armazenamento [28]. A Fig 3, apresenta de forma clara essa relação de análise, além de mostrar particularidades sobre o comportamento da curva CAPEX vs Capacidade, quando estabelecida uma temporalidade para a análise.
Em especial para a tecnologia de LIBs (Sigla do inglês para "*Lithium Ion Battery(ies)*"), a figura apresenta de forma factual que o valor associado a essa tecnologia tem decaído nos últimos cinco anos analisados e que, de acordo com esse comportamento, o valor desses acumuladores tende a cair no mercado mundial até que se atinja o platô da maturidade técnico-econômica.

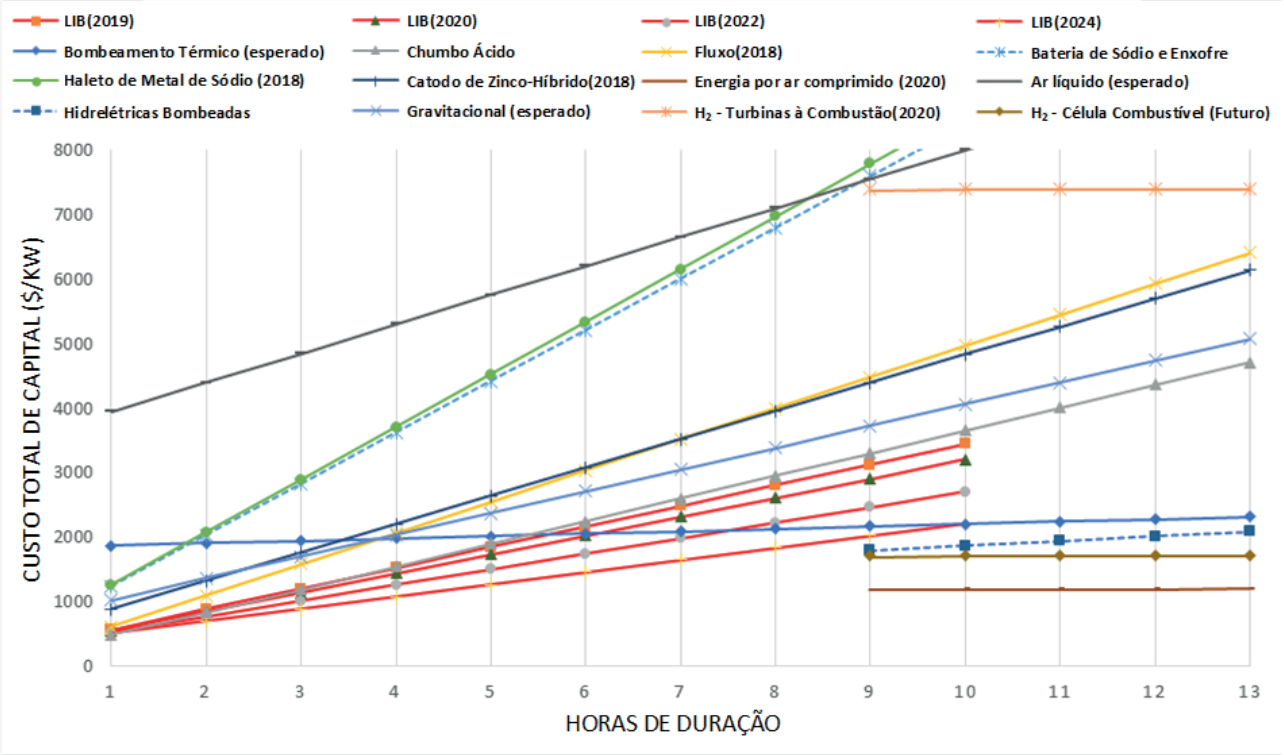


Fig 3. Relação de $/KW x horas para acumuladores de energia. Fonte: Adaptado pelo autor a partir de [28].

3 DIMENSIONAMENTO, ARQUITETURA E APLICAÇÕES DO RECURSO ENERGÉTICO BESS

3.1 Métodos de dimensionamento

Durante a prospecção de literatura para a elaboração deste trabalho, foram identificadas as seguintes metodologias de dimensionamento de um BESS:
Método Baseado no Perfil de Geração e Demanda [5]; Método Baseado na Otimização de Custos e Benefícios [6]; Método Baseado no Dimensionamento pela Energia Necessária (Energy Shifting) [7]; Método de Análise de Confiabilidade [8] e o Método de Dimensionamento pela Capacidade Nominal de Geração (Sizing by Installed Capacity) [9].
Em virtude das particularidades de cada método, o mais indicado para ser desenvolvido neste trabalho demonstrou ser baseado no perfil de geração e demanda. Este é um método de complexidade moderada, e que demanda de informações para a análise que já foram preliminarmente obtidas na etapa de levantamento bibliográfico como os perfis de geração de energia da usina fotovoltaica e os perfis de demanda da rede ou da instalação que consome essa energia, para fins de identificar os períodos de subgeração e calcular a capacidade necessária do BESS para garantir a oferta planejada.

3.2 Arquitetura mínima de um BESS

A estrutura mínima de um BESS é composta por cinco elementos, que garantem a eficiência, segurança e estabilidade do sistema. Estes elementos desempenham papéis distinto para sistemas de armazenamento de energia em larga escala, particularmente na integração com redes elétricas ou aplicações isoladas. Com base em [24][25], estes elementos são:

Baterias: São o núcleo de armazenamento eletroquímico de energia do BESS. Entretanto, a seleção da tecnologia de baterias deve considerar o perfil de carga e as necessidades específicas do sistema, com atenção a outras tecnologias disponíveis, conforme discutido anteriormente.
Sistema de Gerenciamento de Baterias (BMS): É responsável por monitorar parâmetros como tensão, corrente e temperatura das células. Ele previne falhas decorrentes de sobrecarga, superaquecimento ou descarga profunda e garante o balanceamento das células, prolongando a vida útil do sistema.
Conversores de Potência: São responsáveis pela conversão da energia de corrente contínua (CC) armazenada nas baterias em corrente alternada (CA). Além disso, auxiliam na gestão da potência reativa e na regulação de tensão, aspectos auxiliando na estabilidade do sistema elétrico.
Sistema de Controle e Monitoramento: Gerencia o fluxo de energia entre o BESS e a rede, ajustando as operações de carga e descarga conforme a demanda e as condições operacionais. Influência na eficiência e confiabilidade do sistema aumentando a eficiência e confiabilidade do sistema.
Sistema de Climatização: Responsável pela prevenção do superaquecimento e a degradação das células, assegurando a integridade e a eficiência contínua do BESS.

3.3 O emprego do BESS no sistema de geração intermitente

O BESS, quando carregado, é capaz de entregar energia elétrica de maneira espontânea conforme seu propósito operacional, podendo ser utilizadas em aplicações como "peak shaving", "load shifting" e regulação de frequência.
Mesmo após perder eficiência no armazenamento de carga, o BESS pode ser reutilizado em sistemas de geração de energia para regular a tensão da rede elétrica pois, mesmo com a redução da capacidade de retenção, a diferença de potencial entre os eletrodos permanece constante, o que permite seu uso na segunda vida para estabilizar oscilações da rede [32].

3.4 O PIR e o CVPC

O PIR é uma metodologia de planejamento que integra opções de oferta e demanda de energia, sendo adotada no Brasil para a modernização do setor elétrico. No presente estudo, o Cômputo Valorado de Potenciais Completos (CVPC) é uma metodologia que visa a análise integrada dos impactos técnico-econômicos, ambientais, sociais e políticos de um recurso energético específico, no contexto do PIR. Realizar um CVPC no âmbito do PIR significa considerar não apenas a viabilidade técnica e econômica, mas também os efeitos sistêmicos do recurso em questão, abrangendo desde questões ambientais e sociais até aspectos políticos e regulatórios. Essa metodologia permite a tomada de decisões estratégicas e fundamentadas, essenciais para a modernização e sustentabilidade do setor elétrico. A metodologia detalhada do CVPC pode ser consultada em [20] e consiste na análise direcionada dos impactos nas dimensões técnico-econômicas, ambientais, sociais e políticas para um recurso energético específico em análise para um conjunto de usinas de geração fotovoltaica em um complexo de geração solar no nordeste do Brasil, que serão apresentados a diante neste trabalho.

4 A ANÁLISE MULTIDIMENSIONAL DO CVPC.

4.1 Premissas adotadas.

A análise da tecnologia de geração principal destaca que os recursos energéticos que mais se beneficiam do uso do BESS são a energia eólica e a fotovoltaica. No contexto brasileiro, embora o país possua um extenso litoral, ainda não há usinas eólicas offshore, o que inviabiliza a análise desta modalidade. Por outro lado, a escolha da energia fotovoltaica como foco deste estudo é justificada por sua ampla presença no território nacional e sua significativa capacidade de geração.
Do ponto de vista ambiental, conforme o framework do PIR, os impactos ambientais associados à cadeia de produção dos recursos energéticos são considerados e incorporados nos custos de obtenção dos equipamentos. Nesse sentido, a mitigação de impactos decorrentes da extração de substratos minerais foi excluída da presente análise, uma vez que já está contemplada no cálculo econômico de aquisição.
Quanto ao suporte à geração, a principal função atribuída ao BESS neste estudo é suprir a defasagem entre a potência programada e a potência verificada, excluindo os períodos em que a potência programada seja nula. Essa metodologia permite uma avaliação mais precisa do potencial do BESS para garantir a confiabilidade do sistema em situações de intermitência das fontes renováveis.

Por fim, a análise baseia-se em dados históricos registrados com resolução horária, os quais foram agregados conforme necessário para o desenvolvimento do estudo. Essa metodologia visa garantir a consistência e a representatividade dos dados utilizados na modelagem e nas conclusões apresentadas.

4.2 Características de geração no complexo solar fotovoltaico assumido.

O presente estudo utiliza como base o Complexo de Usinas Fotovoltaicas, localizado em Quixeré, Ceará, que possui uma potência total de 132 MWp. O complexo, composto por sete usinas, tem uma capacidade instalada total de 210 MWp, sendo cada UFV equipada com 117.900 módulos fotovoltaicos de 320 Wp, ocupando uma área de 856,14 hectares [31]. A energia gerada é transmitida através de uma linha aérea de 230 kV, com 215 metros de extensão, conectando-se à Subestação de Quixeré [10].
A SE Calcário está conectada à Rede Básica na SE Quixeré, através da LT 230 kV Calcário/Quixeré – C1(P1). À SE Calcário se conecta o Conjunto Eólico Calcário [30].
Quixeré possui uma área territorial de 613,099 km², população de 20.874 habitantes, e um IDH de 0,622. O PIB per capita do município é de R$ 28.397,62, e 97,5% das crianças entre 6 e 14 anos estão matriculadas em escolas [29].

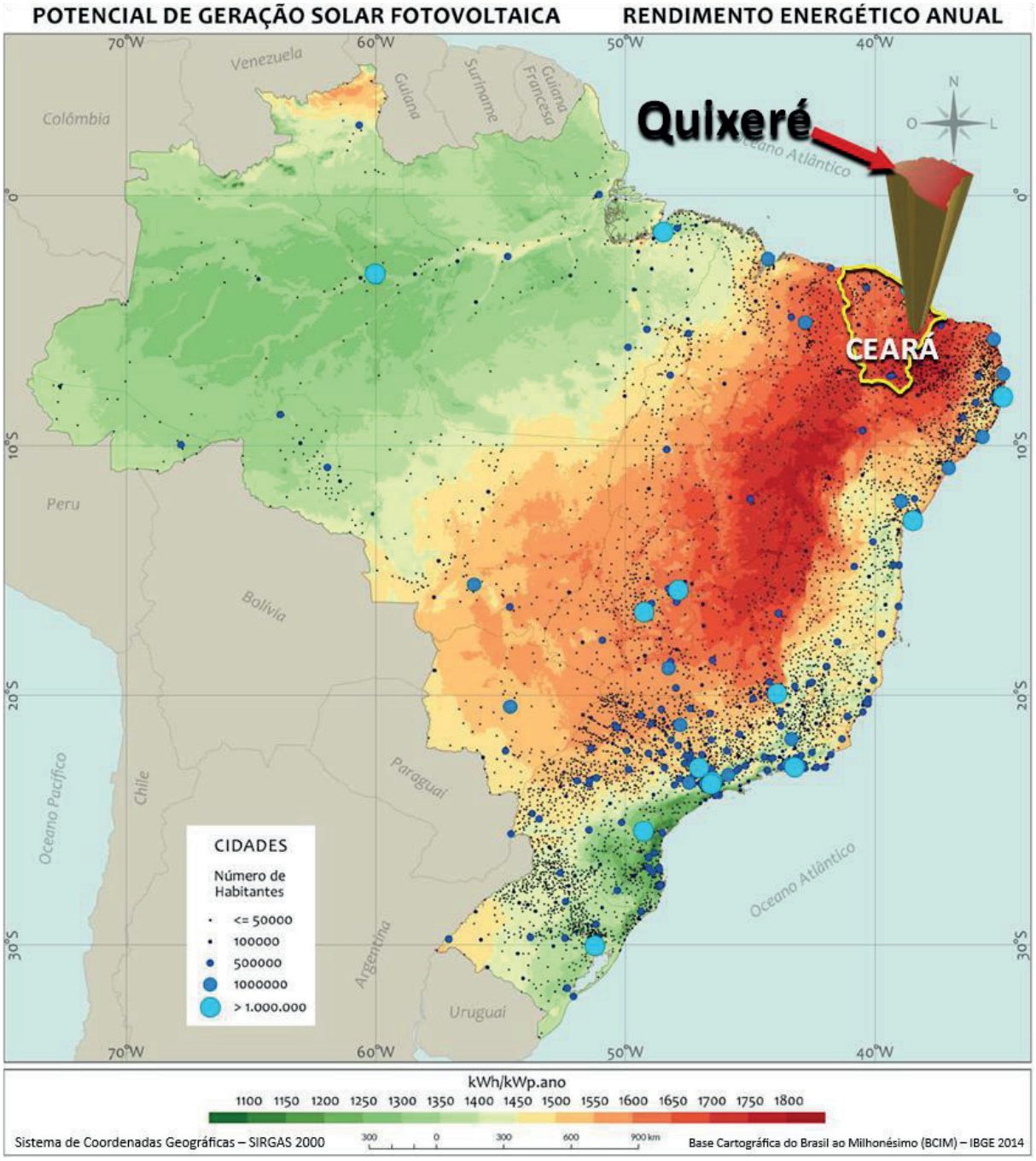


Fig 4. Potencial de geração solar fotovoltaica – rendimento energético anual. Fonte: Adaptado pelo autor a partir de [30]

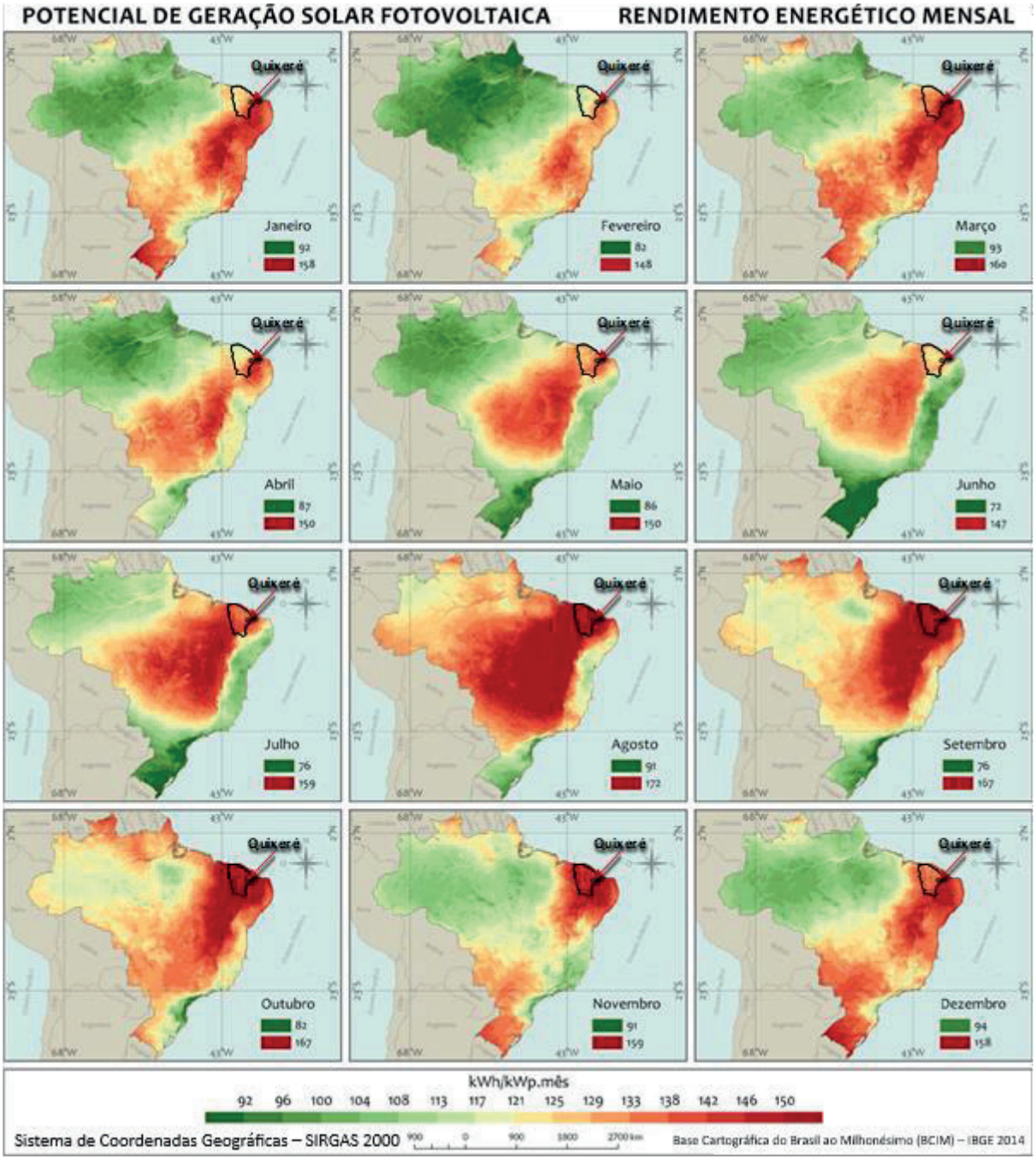


Fig 5. Potência de geração solar fotovoltaica – potencial de geração mensal. Fonte: Adaptado pelo autor a partir de [30]

TABELA I. TABELA RESUMO DO COMPLEXO FOTOVOLTAICO EM ESTUDO.

Item	Informações
Complexo Fotovoltaico	Complexo UFV Apodi I a VII
Potência Instalada Total (MWp)	210 MWp
Número de Usinas	7 centrais geradoras
Painéis Fotovoltaicos por Usina	117.900 por usina
Potência Outorgada de cada UFV (MWp)	33 MWp por usina
Área Total Ocupada (hectares)	856,14 hectares
Número de Propriedades Rurais	4 propriedades rurais (Sítio Bom Sucesso)
Localização do Complexo	Município de Quixeré, Ceará
População de Quixeré	20.874 habitantes
Densidade Demográfica (hab/km²)	34,05 hab/km²
IDH de Quixeré	0,622
PIB per capita (R$)	R$ 28.397,62
Linha de Transmissão (kV)	230 kV
Extensão da Linha de Transmissão (metros)	215 metros
Subestação Conectada	SE Quixeré
Conjunto Conectado	Conjunto Eólico Calcário
C.E.G. - APODI I	UFV.RS.CE.033917-2
C.E.G. - APODI II	UFV.RS.CE.033918-0
C.E.G. - APODI III	UFV.RS.CE.033919-9
C.E.G. - APODI IV	UFV.RS.CE.033920-2

4.2.1 A geração fotovoltaica – análise histórica do ano de 2023.

A análise apresentada a seguir é feita para as 24 horas do dia 01 de janeiro de 2023, primeiro dia de registro da série histórica do ano de 2023 [29].

A **Fig 6** apresenta as curvas de valores médios de geração programada e de geração verificada para o complexo solar assumido. É possível observar, a existência de uma divergência entre os dados da geração programada e os aferidos, compatível com a geração de uma fonte intermitente. Também é possível observar que o valor verificado oscila positiva e negativamente com base no programado.

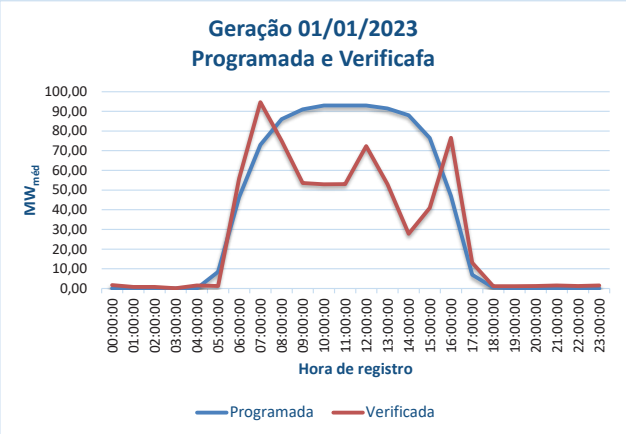


Fig 6. Curva de potência com resolução de horas. Fonte: Elaborado pelo autor com base em [29].

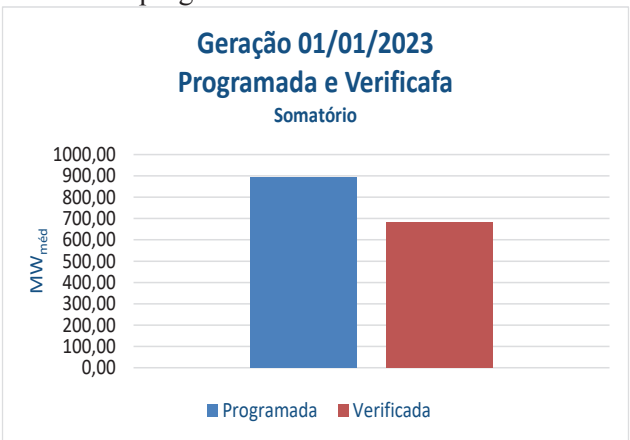


Fig 7. Gráfico de barras (valor médio) para potência com resolução diária. Fonte: Elaborado pelo autor com base em [29].

TABELA II. REGISTRO DE VALORES DE POTÊNCIA PROGRAMADA, VERIFICADA E DA DIVERGÊNCIA CONSTATADA PARA O DIA 01/01/2023. FONTE: ELABORADO PELO AUTOR COM BASE EM [35].

Hora de referência	Valor programado	Valor verificado	Valor de diferença
00:00:00	0,00	1,73	~~1,73~~
01:00:00	0,00	0,81	~~0,81~~
02:00:00	0,00	0,78	~~0,78~~
03:00:00	0,00	0,12	~~0,12~~
04:00:00	0,00	1,54	~~1,54~~
05:00:00	8,50	1,22	-7,28
06:00:00	46,50	55,90	~~9,40~~
07:00:00	73,00	94,64	~~21,64~~
08:00:00	86,00	75,09	-10,91
09:00:00	91,00	53,58	-37,42
10:00:00	93,00	52,93	-40,07
11:00:00	93,00	53,04	-39,97
12:00:00	93,00	72,34	-20,66
13:00:00	91,50	52,99	-38,51
14:00:00	88,00	27,76	-60,24
15:00:00	76,50	40,97	-35,53
16:00:00	47,00	76,60	~~29,60~~
17:00:00	7,00	13,05	~~6,05~~
18:00:00	0,50	1,15	~~0,65~~
19:00:00	0,00	1,13	~~1,13~~
20:00:00	0,00	1,23	~~1,23~~
21:00:00	0,00	1,55	~~1,55~~
22:00:00	0,00	1,23	~~1,23~~
23:00:00	0,00	1,50	~~1,50~~
			-290,58

Na análise da série referente ao dia 01/01/2023, a usina geradora terminou o dia com a defasagem de 290,585 MWméd para o seu fornecimento de acordo com a premissa assumida em.4.1, não entregando à rede a quantidade programada. Já os horários de geração superavitária são desconsiderados mediante a ausência de unidade de armazenamento de energia.

A Fig 8 estende o entendimento para o mês de janeiro.

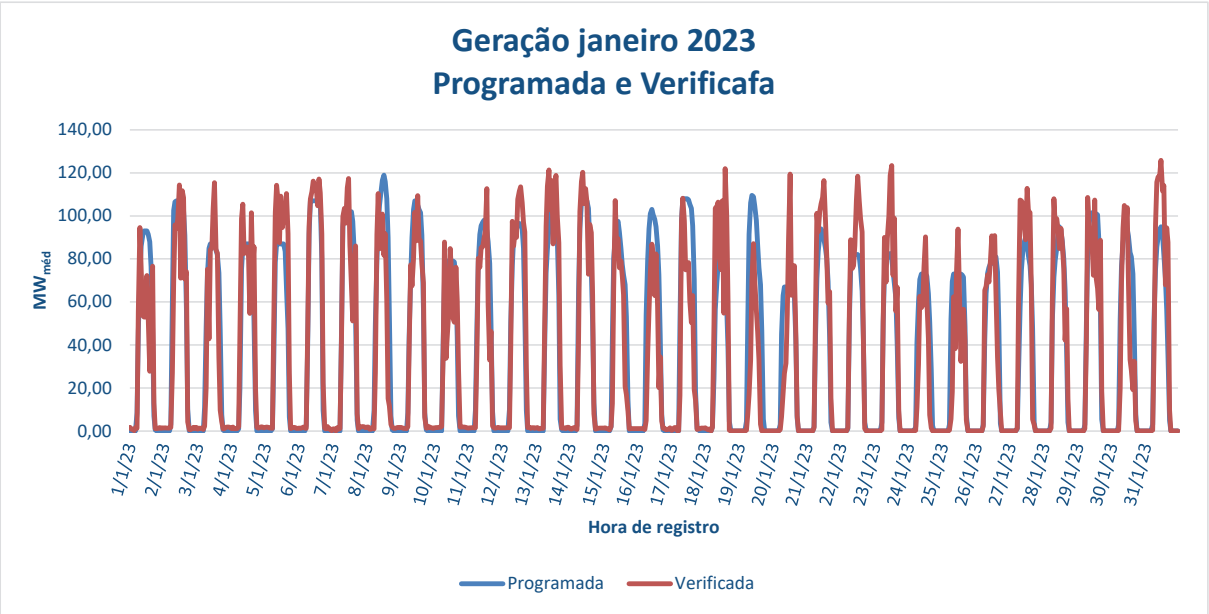


Fig 8. Curva de valores de potência programadas e verificados para o mês de janeiro de 2023. Fonte: Elaborado pelo autor com base em [29].

A análise anual é apresentada na Fig 9.

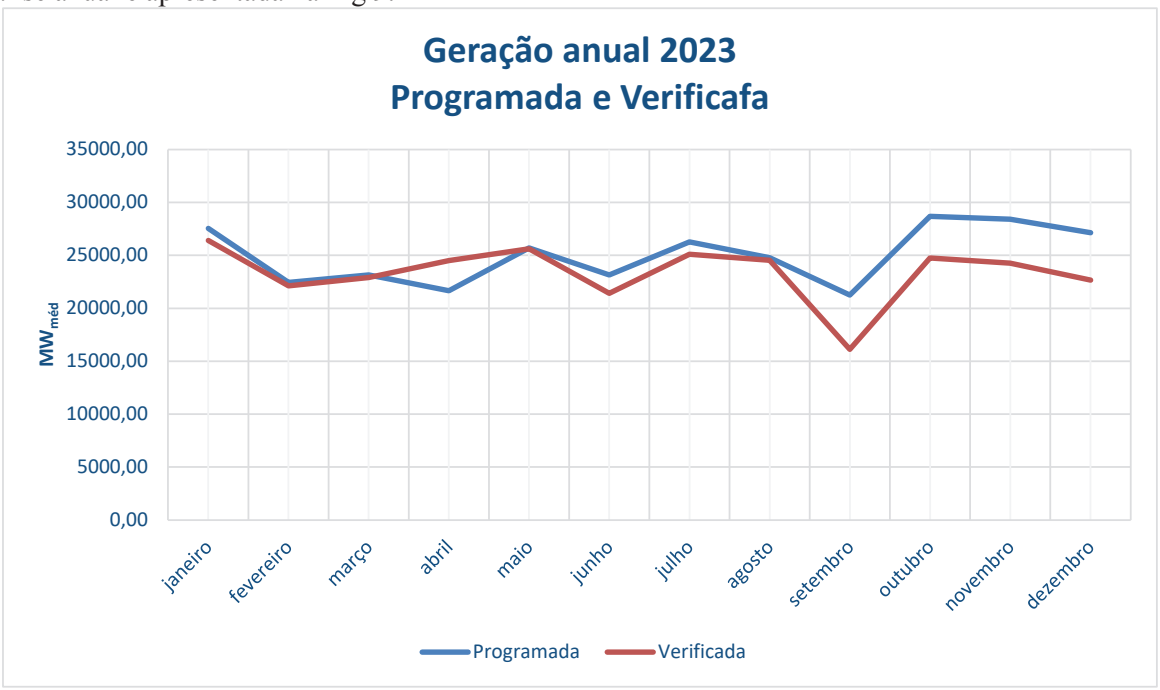


Fig 9. Curva de valores de potência programadas e verificados para o ano de 2023. Fonte: Elaborado pelo autor com base em [29].

4.2.2 A geração fotovoltaica com a hipótese do BESS– análise histórica do ano de 2023.

As seguintes considerações sobre o acúmulo de energia elétrica serão feitas para a análise com um acumulador ideal hipotético:

- O acumulador possui um rendimento de 90%;
- O acumulador não suporta valor negativo de carga;
- O percentual da energia acumulada estará disponível a partir da próxima hora; e
- A energia acumulada se mantém entre dias e meses até o fim do ano comercial.

A Fig 10 reproduz a análise da seção anterior. Nesta figura os valores de geração superavitários são armazenados no acumulador ideal, porém sem as descargas da demanda nos eventos de subgeração.

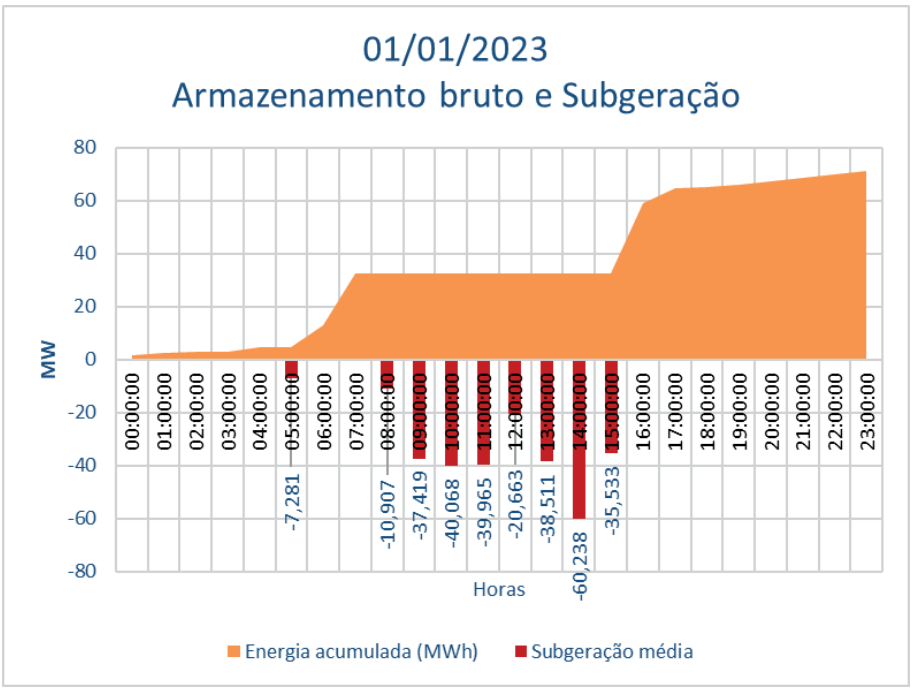


Fig 10. Armazenamento em função do tempo e eventos de subgeração para o dia 01/01/2023. Elaborado pelo autor com base em [29].

Na sequência, a Fig 11, apresenta o comportamento esperado da carga do acumulador para o dia 01/01/2023, porém contabilizando a subgeração.

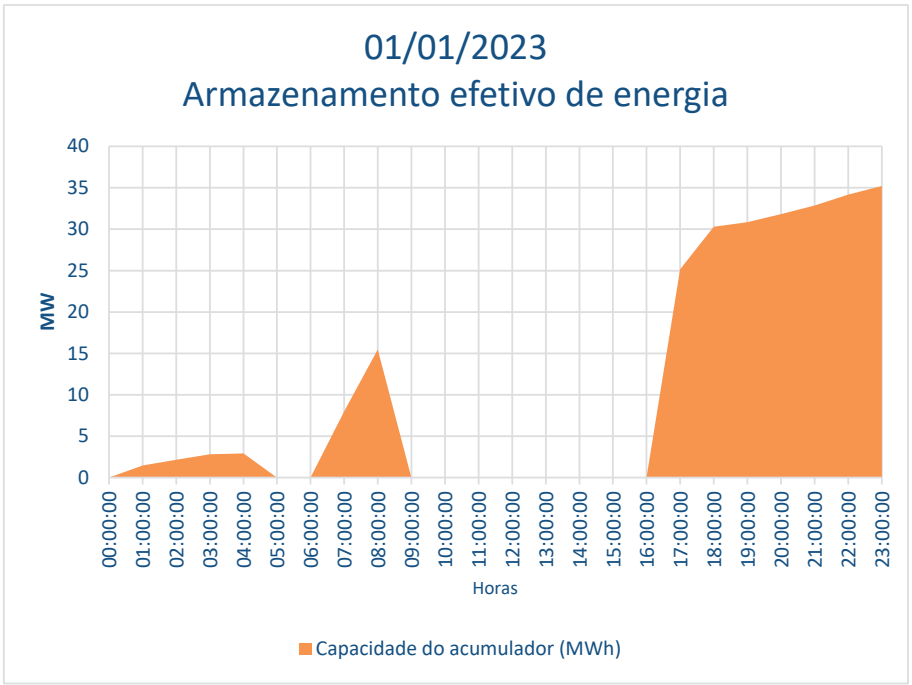


Fig 11. Energia armazenada efetiva no acumulador. para o dia 01/01/2023. Fonte: Elaborado pelo autor com base em [29].

A TABELA III faz um paralelo com o apresentado na TABELA II.

TABELA III. REGISTRO DE VALORES ACUMULADOS DE DIFERENÇA DE POTÊNCIAS 01/01/2023. FONTE: ELABORADO PELO AUTOR COM BASE EM [35].

Hora de referência	Valor de diferença		
00:00:00	0	12:00:00	125,6809
01:00:00	0	13:00:00	164,1919
02:00:00	0	14:00:00	224,4299
03:00:00	0	15:00:00	259,9629
04:00:00	0	16:00:00	259,9629
05:00:00	3,04035	17:00:00	259,9629
06:00:00	3,04035	18:00:00	259,9629
07:00:00	3,04035	19:00:00	259,9629
08:00:00	3,04035	20:00:00	259,9629
09:00:00	24,9849	21:00:00	259,9629
10:00:00	65,0529	22:00:00	259,9629
11:00:00	105,0179	23:00:00	259,9629
12:00:00	125,6809	Total	259,9629

Observando as TABELA II e TABELA III, nota-se a redução do déficit de energia em 30,62 MW.

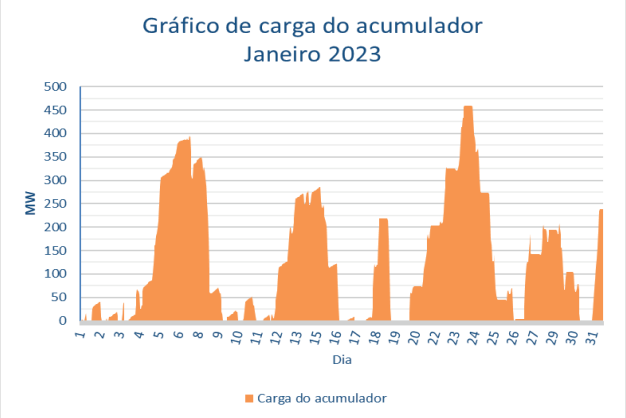


Fig 12. Dinâmica de carga do acumulador para o mês de janeiro de 2023. Fonte: Elaborado pelo autor com base em [29].

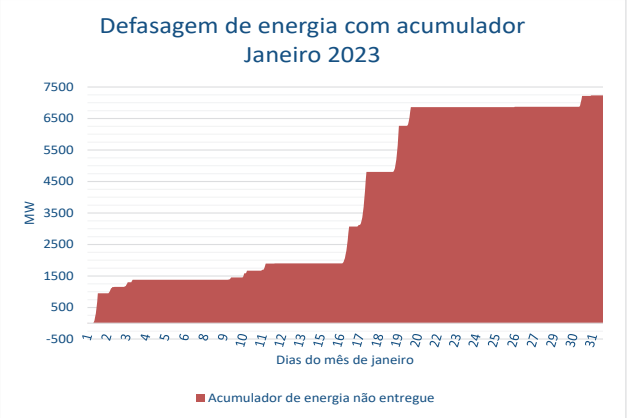


Fig 13. Dinâmica de energia não fornecida no mês de janeiro de 2023. Fonte: Elaborado pelo autor com base em [29].

A Fig 12 e a Fig 13 apresentam o comportamento do acumulador e o somatório da defasagem da carga não entregue para o período, ambos contemplam o binomial de carga e descarga do acumulador. Em uma conclusão preliminar, é possível observar que para o período, não há viabilidade, mesmo com o armazenamento infinito do acumulador ideal, de fornecer toda a energia necessária para suprir a carga.
A análise é então expandida para o ano de 2023 por meio da apresentação dos dados para os 12 meses registrados na Fig 14.

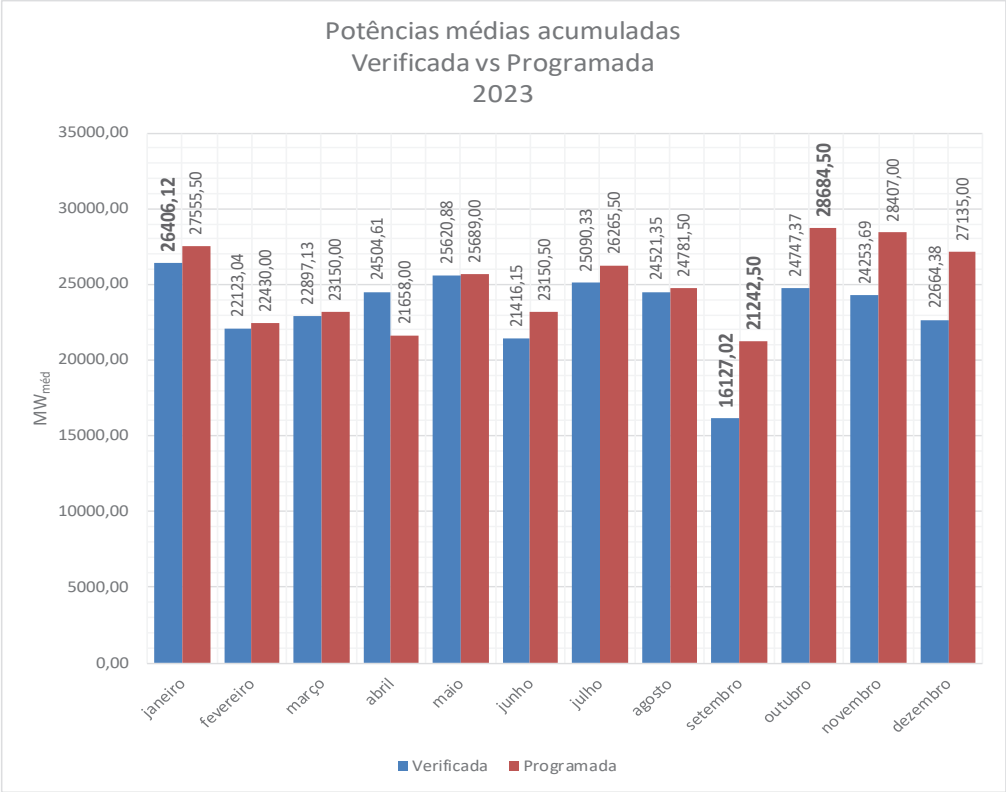


Fig 14. Gráfico comparativo das potências programadas e verificadas. Fonte: Elaborado pelo autor com base em [35].

Esta informação é replicada na Fig 15 com a resolução de horas. Também é apresentada a curva da potência divergente acumulada. Para esta curva, os valores positivos representam as horas em que a carga do acumulador é superavitária, enquanto os valores da curva no eixo negativo apresentam o déficit, tendo o zero de referência no eixo direito da figura.

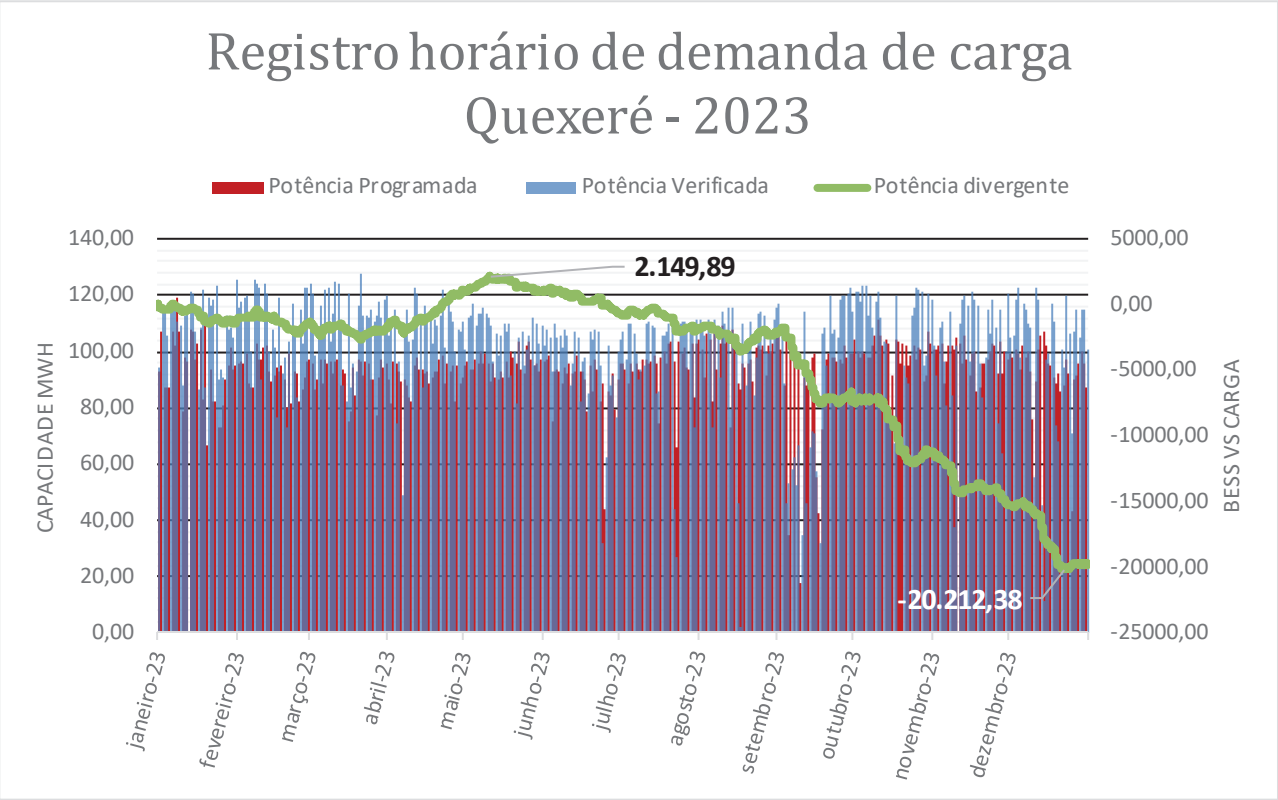


Fig 15. Curvas de capacidade a partir dos registros de potência programada e verificada. Fonte: Elaborado pelo autor a partir de [2]

A análise apresentada neste capítulo será utilizada como alicerce para o dimensionamento do BESS.

4.3 A implementação do BESS para o caso de estudo

4.3.1 Dimensionamento

4.3.1.1 Potência máxima do BESS

A quantidade de energia efetivamente demanda pela rede, aqui considerada a energia programada, e a energia entregue pelo Recurso Energético (RE) fotovoltaico que se acumula ao longo da série analisada para o ano de 2023 é apresentada na Fig 16. As áreas positivas da figura indicam momentos em que houve armazenamento pela geração superavitária. Por outro lado, as áreas negativas indicam momentos de subgeração, quando a potência programada foi inferior à verificada, demandando da descarga do BESS.

A potência máxima do BESS é determinada pela maior diferença entre geração e demanda programada, garantindo que o sistema cubra as flutuações da geração fotovoltaica.

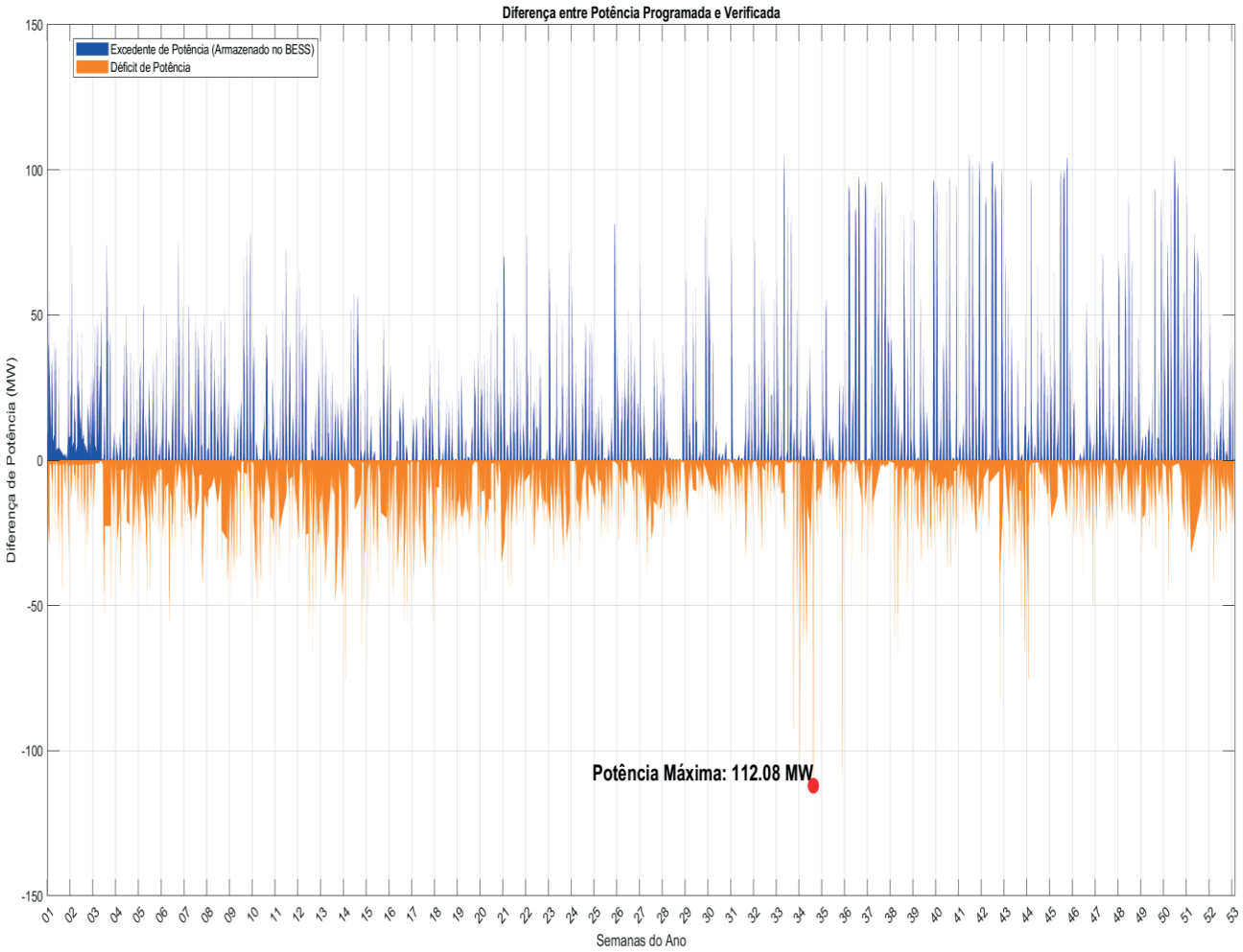


Fig 16. Diferença entre potências médias para a série histórica de 2023. Fonte: Elaborado pelo autor com base em [35].

4.3.1.2 A capacidade de armazenamento

A quantidade de energia que o BESS precisará acumular para suprir a demanda é obtida a partir do acumulado de valores de potência, que correspondem a geração de energia e a demanda programada. Esta quantidade é apresentada na Figura 1. A curva de derivada positiva indica geração excedente para carregar o BESS, e a negativa, a necessidade de descarga.

O saldo acumulado mínimo reflete a energia necessária para suprir a subgeração. Se continuar caindo, indica que o BESS precisa ser reavaliado. Dessa forma, este gráfico permite o dimensionamento da capacidade de armazenamento, garantindo que o sistema tenha a resiliência necessária para operar de forma confiável ao longo de diferentes condições sazonais e eventos de intermitência.

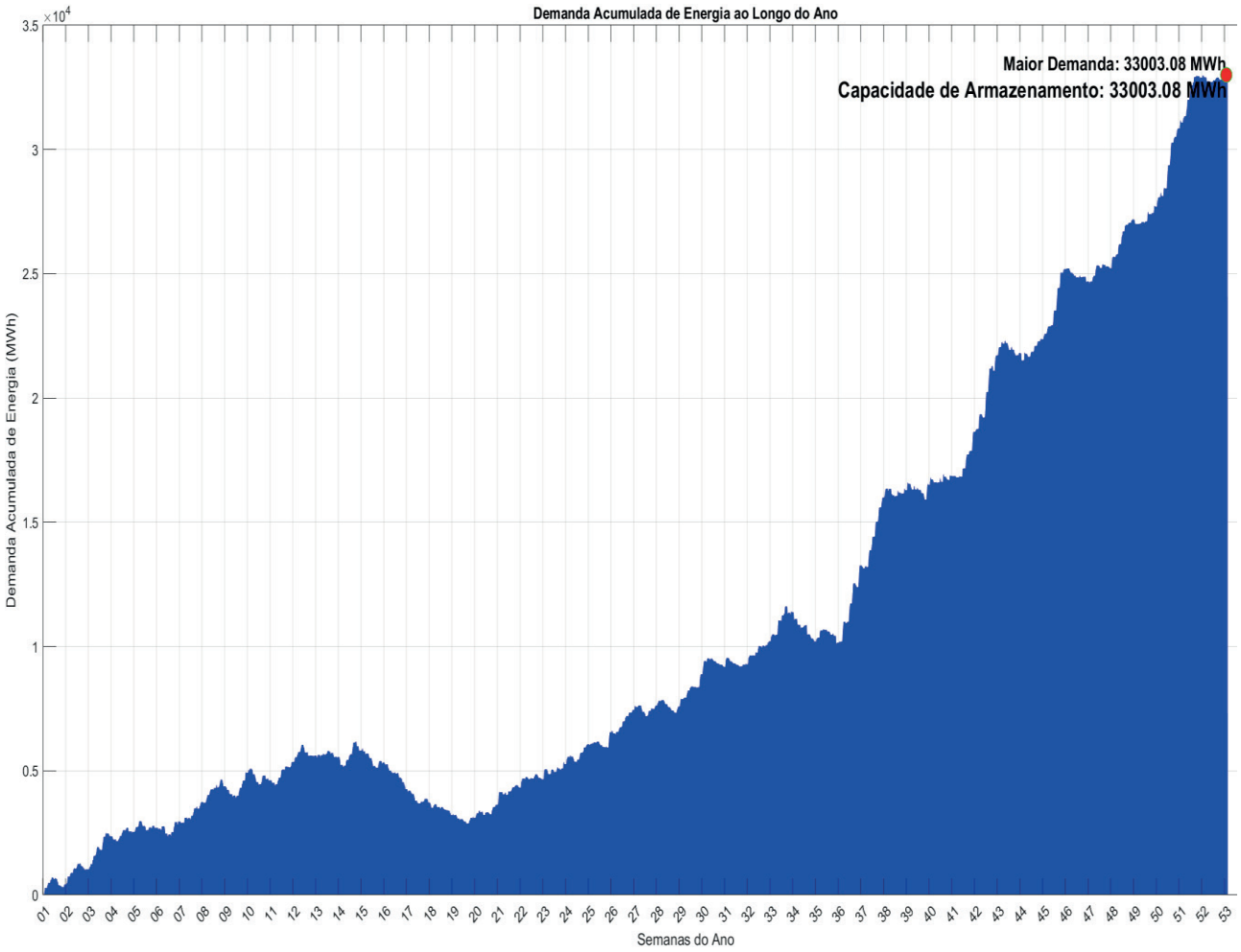


Figura 1 – Gráfico do comportamento da potência demandada com a introdução do BESS no sistema. Elaborado pelo autor com base em [35].

4.3.2 Consideração adicionais

Este capítulo apresentou as condições de contorno operacionais, com base em suas variáveis de potência e capacidade, para premissas de orçamento do BESS. Estas informações se encontram reunidas na TABELA IV.

TABELA IV. RESULTADO DO DIMENSIONAMENTO DO BESS PARA O COMPLEXO DE SOLAR ASSUMIDO– FONTE: ELABORADO PELO AUTOR.

RESULTADOS DO DIMENSIONAMENTO DO BESS:	
Capacidade de Armazenamento Necessária:	33.003,08 MWh
Potência Máxima Necessária:	112,08 MW
Considerando a eficiência de 90% do BESS:	36.670,09 MWh
Capacidade Ajustada Necessária:	124,53 MW

5 VALORAÇÃO DO SISTEMA

5.1 A Dimensão Técnico-econômica

5.1.1 Estimativa da geração fotovoltaica.

Nesta primeira etapa da estimativa da dimensão Técnico-econômica, teremos como foco a quantidade de energia elétrica que a usina será capaz de gerar diariamente, vide TABELA IV.

5.1.2 Custo de Geração

Nesta análise, é relevante mencionar que o custo de implementação de um BESS deverá ser somado ao custo hipotético de geração do complexo solar.
Para o cálculo dos valores associados ao BESS, recorreu-se à ferramenta "2024 Electricity ATB", disponibilizada em [11]. A ferramenta apresenta a valoração para a tecnologia referida como "Utility -Scale Battery Storage", que é a tecnologia BESS implementada para fins que incluem aumento da disponibilidade e confiabilidade de uma fonte intermitente. Os valores obtidos são:

TABELA V. CUSTOS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BESS. FONTE: [11]

CUSTO ASSOCIADOS AO BESS (Geração por 10 horas) – US$/kW			
Parâmetro	Sistema genérico	BESS dimensionado	
LCOE	4.151,00	92.868.923,26	Custo nivelado de energia, usado para comparar custos de diferentes tecnologias.
Fixed O&M	97,61	2.183.530,89	Custos fixos de operação e manutenção, essenciais para manter o sistema.
CFC	146;30	3.272.335,14	Custo de firmamento de capacidade, associado ao uso do BESS para tornar a geração mais confiável
OCC	3.904,00	87.298.624,64	Custo de capital imediato, usado para estimar o custo inicial do projeto sem fatores financeiros.

Dos valores obtidos, o OCC (do inglês, "Overnight Capital Cost") é um parâmetro utilizado para o planejamento do investimento, o que é aplicável ao estudo que queremos desenvolver. Em outras palavras, o valor da implantação do BESS conforme dimensionado anteriormente é de aproximados US$ 87,3 milhões, valor a ser somado aos R$ 840.000.000,00 (aproximadamente US$ 145,00 milhões) de implantação do complexo [10].

5.1.3 Confiabilidade

De acordo com [12] e [13], a confiabilidade de um BESS depende de diversos fatores, como a vida útil dos componentes eletrônicos de potência e a degradação das baterias ao longo do tempo.
Os conversores eletrônicos de potência, como IGBTs (do inglês, "Insulated Gate Bipolar Transistor") e capacitores, são fundamentais para a confiabilidade dos BESS, com sua vida útil variando conforme a aplicação. Para a função de Reserva de Contenção de Frequência, a vida útil de um conversor pode alcançar 24 anos, enquanto em aplicações de Aumento do Autoconsumo e Redução de Picos de Carga, é reduzida para 13 e 15 anos, respectivamente. A confiabilidade desses componentes pode ser modelada por distribuições de Weibull e simulações de Monte Carlo.
Além dos conversores, as baterias são outro componente crucial para a confiabilidade de um BESS. Este fato está diretamente relacionado ao modo de utilização do acumulador, podendo ser simulado computacionalmente, porém o impacto na confiabilidade do BESS é significativo, posto que a perda de capacidade reduz a quantidade de energia disponível para atender à demanda.

Ainda, [14] ratifica que a confiabilidade de um BESS depende da topologia do sistema e das estratégias de gerenciamento, fato que a literatura justifica pela introdução de um modelo convencional e um reconfigurável mais otimizado ao uso.

5.1.4 Domínio tecnológico

A tecnologia de BESS se encontra em um grau ideal para utilização em sistemas elétricos de potência. Embora, amplas frentes de estudos ainda especulam na otimização de seus recursos [15][16], heuristicamente, é possível acreditar que sua curva de maturidade já esteja próxima ao ápice, o que representa de fato um recurso com aplicações amplamente dominadas.

5.1.5 Potencial Energético

Embora haja grande influência da tecnologia de acumulador a ser utilizada, o BESS é um recurso comprovadamente de alto potencial energético, especialmente quando consideradas as LIBs, porém a utilização de outras tecnologias, conforme necessidade, reduz, porém sem invalidar, seu emprego pelo potencial energético.

5.1.6 Conclusões sobre a dimensão técnico-econômica

Conforme a metodologia do CVPC, para fins de valoração da dimensão, a escala de valores, presente na TABELA VI, será adotada para a dimensão técnico-econômica.

TABELA VI. ESCALA DE VALORAÇÃO DA DIMENSÃO TÉCNICO-ECONÔMICA. FONTE: ELABORADA PELO AUTOR.

Impacto			Dimensão
Classificação	Valor de Impacto	Equivalência relativa	Técnico-Econômica
Insignificante	1	0% – 20%	O recurso funciona dentro dos parâmetros planejados, sem alterar custos ou desempenho de forma relevante.
Baixo	2	21% – 40%	Pequenas variações nos custos ou na eficiência, exigindo ajustes mínimos.
Moderado	3	41% – 60%	Variações perceptíveis nos custos e eficiência. Exige revisões no planejamento e ajustes periódicos.
Alto	4	61% – 80%	Desvios significativos nos custos e desempenho. Pode comprometer a viabilidade econômica.
Crítico	5	81% – 100%	Falhas graves ou custos proibitivos tornam o projeto inviável sem revisão completa do planejamento técnico e financeiro.

TABELA VII. TABELA DE AVALIAÇÃO DA DIMENSÃO TÉCNICO-ECONÔMICA. FONTE: ELABORADA PELO AUTOR.

Técnico-econômica	Classificação	Justificativa
Custo de Geração	ALTO	Observando a **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**. É a fonte mais barata na faixa de $ 1000 e a mais cara na faixa de $ 8000, para 10 horas de duração, a LIB se encontra abaixo de $ 2000, o que a posiciona o impacto de custo como insignificante para tecnologias de armazenamento de energia. Entretanto, quando comparado ao custo total do complexo, o valor do BESS oscila próximo à 70% do valor total do complexo, apresentado por [10]. Assumindo faixas incrementais de valor, relativo ao custo de implantação da usina, de 20% para cada pontuação de impacto, o impacto do custo de geração pode ser considerado como **ALTO**.

Técnico-econômica	Classificação	Justificativa
Confiabilidade	BAIXO	É possível afirmar, empiricamente, que os sistemas BESS são confiáveis, porém o aumento da confiabilidade está diretamente relacionado a fatores de MTTF, MTTR, disponibilidade dos componentes do sistema e do correto dimensionamento em virtude da modalidade de geração escolhida. Mesmo sem a posse destes dados, a confiabilidade da modelagem dos sistemas com base no emprego de ferramentas computacionais é grande, o que leva a conclusão de que o impacto em virtude da confiabilidade é **BAIXO.**
Domínio Tecnológico	INSIGNIFICANTE	O domínio tecnológico do RE BESS é alto, embora a tecnologia de LIB, reconhecidamente, ainda não esteja no seu auge de maturidade. Atualmente, países como China, Polônia, Estado Unidos, Hungria e Alemanha possuem fábricas com o mais alto índice de maturidade dessa tecnologia, logo, embora haja a dependência da importação de tecnologia, ela é uma tecnologia cujo domínio para estes fins, já foi atingido. Desta forma o impacto de implementação em função do domínio tecnológico é considerado **INSIGNIFICANTE.**
Potencial Energético	INSIGNIFICANTE	É, entre as tecnologias aqui apresentada, a de maior densidade energética, passível de uso em sistemas elétricos de potência, é inferior somente à tecnologia nuclear. Por este fato, o impacto da implementação do RE BESS, decorrente de seu potencial energético é **INSIGNIFICANTE**.
Valoração dimensional	SCORE 8/20	
	0,4	

5.2 A Dimensão ambiental

Este estudo considerou um BESS com tecnologia de acumuladores de lítio, assumindo as características e valores médios apresentados anteriormente.

5.2.1 Meio terrestre

O BESS não apresenta impactos significativos sobre o meio terrestre, não interferindo diretamente na fauna ou flora da região. A análise territorial focará na área superficial ocupada pelo sistema. No capítulo 5, foi definida a potência necessária para a implementação do BESS, e aqui será estimada a extensão territorial necessária para essa potência.
Considerando também o subsolo, a análise considera a dispersão de contaminantes como metais pesados e fluidos, que podem poluir o lençol freático e afetar os meios bióticos e abióticos subterrâneos.
Analisando [17], um único BESS (modelo MegaPack) armazena até 3,9 MW, com dimensões de 7168 mm de largura, 1659 mm de profundidade e 2522 mm de altura. Para atender à potência calculada no capítulo 4.3 seriam necessárias 32 unidades, ocupando um volume total de 959,04 m³ e uma área de 380,8 m². Considerando uma distância conservadora de 4 metros entre fileiras, a área total seria de 1.068,37 m², com quatro fileiras de 8 módulos
Quanto à contaminação do solo, a tecnologia de baterias de íon-lítio (LIB) tem baixa tendência à emissão de fluidos ou sólidos [28]. No entanto [18] alerta para o risco de erosão do solo, podendo afetar a qualidade da água local. A radiação emitida na forma de calor também é insignificante.

5.2.2 Meio aquático

A análise do meio aquático apresenta uma perspectiva favorável para o emprego do BESS baseado na tecnologia de lítio. Porém, [34] apresenta ressalvas sobre possíveis, porém pouco prováveis contaminações com metais pesados.

Segundo [18], os impactos residuais sobre os recursos hídricos, tanto durante a construção quanto a operação, são considerados "mínimos e gerenciáveis" com as medidas de mitigação propostas. Desta forma, construção em áreas de grande sensibilidade hídrica e proximidade a infraestruturas críticas deve ser evitado. Implementação em áreas sujeitas a inundações também deve ser evitado, embora esta não seja a realidade da região em estudo.

5.2.3 Meio aéreo

Sob a ótica da análise para o meio aéreo, [18] ressalta que durante a fase de implementação, são previstos níveis moderados de ruídos, associados ao uso de maquinários pesados. Durante a operação, o BESS poderá gerar ruídos contínuos, especialmente por conta do sistema de resfriamento, transformadores e inversores, embora seja de se assumir que as áreas ao redor não sejam afetadas, mediante medidas de mitigação como estabelecimento de zonas e amortecimento de ruído e planejamento de horas de trabalho.
Por fim, a referência não associa emissões de gases ao BESS, havendo somente possíveis riscos de incêndio e de campos eletromagnéticos (EMF), respectivamente de baixa probabilidade e pouca interferência.

5.2.4 Conclusões sobre a dimensão ambiental

Analogamente ao realizado para a dimensão técnico-econômica, a TABELA VIII será utilizada na valoração da dimensão ambiental

TABELA VIII. ESCALA DE VALORAÇÃO DA DIMENSÃO AMBIENTAL. FONTE: ELABORADA PELO AUTOR.

Impacto			Dimensão
Classificação	Valor de Impacto	Equivalência relativa	Ambiental
Insignificante	1	0% – 20%	Não há efeitos perceptíveis no meio ambiente. Emissão de poluentes e uso de recursos naturais são desprezíveis.
Baixo	2	21% – 40%	Efeitos ambientais mínimos, como ligeiro aumento de ruído ou consumo de recursos. Mitigação simples.
Moderado	3	41% – 60%	Impactos moderados, como poluição controlável ou consumo de recursos que requerem medidas de mitigação contínua.
Alto	4	61% – 80%	Danos ambientais relevantes, como poluição, desmatamento ou perda de biodiversidade. Mitigação complexa.
Crítico	5	81% – 100%	Danos severos e irreversíveis, como destruição de habitats ou poluição de corpos d'água.

TABELA IX. TABELA DE AVALIAÇÃO DA DIMENSÃO AMBIENTAL. FONTE: ELABORADA PELO AUTOR.

Ambiental	Classificação	Justificativa
Terrestre	BAIXO	O RE pode contaminar o solo com metais pesados, porém passível de eliminação por medidas protetivas. A área de utilização do solo é relativamente pequena pelo armazenamento energético potencial.
Aquático	INSIGNIFICANTE	Não existe ameaça iminente, eventos isolados são gerenciáveis. Não há utilização de recursos hídricos.
Aéreo	INSIGNIFICANTE	Perturbações temporárias durante a implantação. Não emite espúrios sonoros, particulados ou fumos durante a operação.
Valoração dimensional	4/15	
	0,26	

5.3 Dimensão Social

A dimensão social retrata a alteração, de uma forma ampla, da percepção do indivíduo humano em virtude da instauração de um determinado RE. Para esta análise, recomenda-se ter em mente os valores apresentados em 4.2 , no tocante às informações obtidas da região por recurso do IBGE [31], a fim de facilitar compreensão da complexidade da região de Quixeré.

5.3.1 Percepção de conforto

Os BESS, quando considerada a tecnologia de LIBs, possuem uma relação de kW/m³ superior a maioria dos RELO, em uma primeira análise, inferior somente a uma planta de geração nuclear. Decorre disto que a área utilizada pelos BESS é inferior as da própria usina, sendo horizontal. Espúrios sonoros gerado por motores e conversores minimamente perturbadores. Também não há a emissão de particulados ou fumos.
Recorrendo a [18], nota-se que na região onde aquela foi implementada o impacto visual foi considerado, entretanto, segundo [19], a vegetação da região é do tipo de bosques gramíneos e florestas secas esclerófilias. Esta vegetação possui grande divergência da vegetação de caatinga do município de Quixeré. Naquela localidade, para fins de aumento no conforto visual, recorreu-se ao platino de vegetação, a exclusão de áreas de maior impacto visual (cumes, áreas descampadas...) e utilização de cores apropriadas para os BESS. Com relação aos impactos e suas mitigações, estes foram classificados como baixos à moderados e de moderados a significativos.
Para a região de Quixeré a vegetação não possibilita a adoção do plantio para fins de redução do impacto visual, sendo esta solução inviável, porém as demais alternativas permanecem válidas.

5.3.2 Efeitos na sociedade devido alteração ambiental

A alteração ambiental oriunda do emprego dos BESS é desprezível em face do seu benefício como RE. Este fato, baseia-se principalmente nos argumentos apresentados em 5.2. Naquele capítulo não existe argumento desfavorável análise de CVPC para o BESS.
Quixeré, segundo [31], é um município agrícola, e com vocação para o cultivo de ovinos e caprinos, animais bem adaptados a caatinga. A implementação de um BESS em áreas utilizadas para os fins de cultivo mencionados, tendem a desalojar estas culturas em caráter permanente, causando neste cenário uma necessidade de migração da cultura e do manuseio rural.

5.3.3 Impactos no desenvolvimento e Empregos

Embora a tecnologia de baterias já seja difundida, e em especial as de LIBs estejam em um grau de alta maturidade em países como os Estado Unidos, Japão e China, no Brasil o emprego do BESS se encontra em maturação. Porém, é de se esperar que novas oportunidades e nichos laborais surjam pela implementação de sistemas de BESS em suporte a outros recursos energéticos, em especial na área de serviços como alimentação e hotelaria.
Contudo, sendo Quixeré um município predominantemente agrícola, é de se estimar que o desenvolvimento majoritário de empregos em virtude dos incentivos ao comércio e à indústria relacionados ao RE BESS sejam os munícipios próximos, de maior aptidão ao ensino técnico e superior, como os municípios de Sobral e Fortaleza, com IDH 0,714 e 0,754 respectivamente, considerados altos para os padrões nacionais, já municípios como Limoeiro do Norte (IDH 0,688) e Mossoró (IDH 0,720), que estão a menos de 200 km de distância, oferece uma fonte de mão de obra mais qualificada para funções técnicas e gerenciais necessárias à operação do BESS.
A referência [18], também relata o aumento do fluxo de pessoas e veículos na região durante o período de implementação do RE, havendo a necessidade da implementação de um plano de gerenciamento de tráfego e manutenção da malha viária. Ela ainda ressalta que este impacto é temporário. Algo semelhante aconteceria em Quixeré, demandando das mesmas ações de contingência.
Porém, segundo [35] os projetos de plantas híbridas que combinam geração de energias renováveis e BESS estão crescendo significativamente. Na América do Norte, a Enel Green Power (EGP) planeja investir 1,5 bilhões de euros até 2024 para atingir 2,2 GW de capacidade no Texas. Essas usinas exigem mão-de-obra qualificada para projeto, instalação e manutenção, fomentando a demanda por profissionais especializados
Complementarmente, a mesma reforça que os BESS beneficiam áreas rurais, proporcionando renda adicional a proprietários de terras e agricultores, estabilidade financeira e maior arrecadação tributária para obras públicas e serviços locais.
Portanto é factual crer que haja a criação de empregos em Quixeré em municípios vizinhos, postulado na experiência com projetos de BESS em diferentes localidades. Como exemplo, no projeto da Bonshaw Solar Farm, onde se implementou um BESS, foram gerados 180 empregos durante implementação e 10 empregos permanentes durante a operação [20]. Analogamente, na New England Solar Farm, também integrada com BESS, foram criados 1.071 empregos diretos e indiretos no pico de construção, com 39 empregos anuais

estimados durante a operação [18].Em contexto similar, na África do Sul, o projeto de um BESS gerou 572 empregos diretos, embora a meta inicial estimasse 800 empregos [21].

5.3.4 Conclusões sobre a dimensão social

A TABELA X será utilizada para apresentar a valoração da dimensão social.

TABELA X. ESCALA DE VALORAÇÃO DA DIMENSÃO SOCIAL. FONTE: ELABORADA PELO AUTOR.

Impacto			Dimensão
Classificação	Valor de Impacto	Equivalência relativa	Social
Insignificante	1	0% – 20%	Nenhum impacto perceptível nas comunidades locais. Não gera empregos ou mudanças significativas.
Baixo	2	21% – 40%	Efeito mínimo, como a criação de poucos empregos ou impacto marginal nos serviços públicos.
Moderado	3	41% – 60%	Efeitos moderados na comunidade, como geração de empregos temporários ou preocupações sociais.
Alto	4	61% – 80%	Impacto social considerável, como deslocamento de comunidades ou preocupações sociais amplas.
Crítico	5	81% – 100%	Impactos sociais severos, aumento nos níveis de desemprego, extinção de posições de trabalho e atividades comerciais com deterioração da qualidade de vida ou crises locais.

TABELA XI. TABELA DE AVALIAÇÃO DA DIMENSÃO SOCIAL. FONTE: ELABORADA PELO AUTOR

Social	Classificação	Justificativa
Percepção de conforto	INSIGNIFICANTE	A área destinada é pequena perto das áreas destinadas às atividades rurais. Também, em função do bioma, a utilização de cores secas e terrosas e o relevo plano, são favoráveis a mitigação destes impactos.
Efeitos na sociedade devido alteração ambiental	INSIGNIFICANTE	A área destinada ao BESS é irrelevante quando comparada às áreas de exploração da atividade rural.
Impactos no desenvolvimento	MODERADO	Há possibilidade do aumento no fluxo de veículos e pessoas na região, prevendo a criação de novas indústrias e nichos de comércio, com destaque para o de serviços.
Empregos	MODERADO	Potencial criação de empregos temporários e permanentes, entretanto, pelos dados estatísticos, é provável que a mão de obra majoritária provenha de outros municípios.
Valoração dimensional	8/20	
	0,4	

5.4 Dimensão política

A análise da dimensão política reflete o entendimento regulatório sobre os impactos da viabilização de uma tecnologia em território nacional. Estes impactos podem expressar a aceitação, reprovação ou neutralidade do governo e de suas instituições normativas e reguladoras sobre o RE. Esta dimensão também afirma a visão geopolítica da independência energética do país entre as demais nações. Ela também é capaz de regular o incentivo à indústria e a permeabilidade de uma determinada tecnologia em solo nacional. A dimensão política possui a particularidade entre as outras de ser a mais decisiva na permanência de uma tecnologia em território nacional pois ela tem a autonomia para proibir a circulação de tecnologias ou mercadorias entre os entes federados nacionais. Para fins de exemplificação, no Brasil, não existe gasolina com chumbo ou isenta de álcool anidro, da mesma forma que a exploração da tecnologia nuclear encontra-se restrita ao controle do Estado.

5.4.1 Apoio governamental

A legislação brasileira, por meio de consultas públicas como a nº 39/2023 [36], demonstra um movimento inicial, mas ainda insuficiente, para regulamentar de forma abrangente o uso de sistemas de armazenamento de energia elétrica. Há uma crescente demanda por clareza normativa em áreas como remuneração de serviços ancilares, integração de baterias na geração e transmissão, e otimização do uso da infraestrutura existente. Os diversos subsídios apresentados, apontam que o país está avançando, mas ainda enfrenta desafios relacionados à adaptação das regras para apoiar a transição energética e aumentar a flexibilidade do SIN.

5.4.2 Nível de aceitação

Durante o a fase de levantamento bibliográfico, não foi possível encontrar nenhum movimento mundial contundente contrário a utilização do RE BESS. Os pontos negativos a sua utilização foram tocantes aos processos de reciclagem ainda em desenvolvimento e em sua grande maioria, até o presente momento economicamente inviáveis, e as questões atinentes a extração do minério de lítio, já apresentadas neste trabalho.

5.4.3 Propriedade do recurso

O cerne do BESS são baterias, que no presente estudo incidirá sobre a tecnologia de íons de lítio. A maior concentração das reservas globais de lítio está localizada na América do Sul, Fig 17, nas regiões fronteiriças da Bolívia, Argentina e Chile, conhecidas como o "triângulo do lítio".

País	Representatividade nas reservas mundiais	Reserva de Lítio (Tons)
Bolívia	21,89%	23.000.000,00
Argentina	20,94%	22.000.000,00
Estados Unidos	13,32%	14.000.000,00
Chile	10,47%	11.000.000,00
Austrália	8,28%	8.700.000,00
China	6,47%	6.800.000,00
Alemanha	3,62%	3.800.000,00
Canadá	2,86%	3.000.000,00
Congo (Quinxassa)	2,86%	3.000.000,00
México	1,62%	1.700.000,00
República Tcheca	1,24%	1.300.000,00
Sérvia	1,14%	1.200.000,00
Peru	0,95%	1.000.000,00
Russia	0,95%	1.000.000,00
Mali	0,85%	890.000,00
Brasil	0,76%	800.000,00
Zimbábue	0,66%	690.000,00
Espanha	0,30%	320.000,00
Portugal	0,26%	270.000,00
Namíbia	0,22%	230.000,00
Gana	0,19%	200.000,00
Finlandia	0,06%	68.000,00
Austria	0,06%	60.000,00
Casaquistão	0,05%	50.000,00

Fig 17. Reservas mundiais de lítio 2024. Fonte elaborado pelo autor a partir de [4].

Embora o Brasil não esteja entre os maiores detentores de reservas, com aproximadamente 800 mil toneladas, ele se posiciona confortavelmente em relação a outros países.

A Propriedade do recurso depende não apenas dos recursos naturais, mas também da capacidade industrial de produção e transformação. Assim, é necessária uma análise global da indústria de transformação deste material no RE.

China, Polônia e Estados Unidos são os principais países com capacidade industrial para processar o lítio e produzir eletrodos, enquanto o Brasil tem uma participação insignificativa. As projeções consolidadas na Fig 18 indicam que, até 2027, o Brasil continuará com números ainda insignificantes dentre 6% da capacidade industrial global

Rank	País	Capacidade de fabricação de células de bateria em 2022, GWh	% do Total
#1	China	893	77%
#2	Polonia	73	6%
#3	Estados unidos	70	6%
#4	Hungria	38	3%
#5	Alemanha	31	3%
#6	Suécia	16	1%
#7	coreia do sul	15	1%
#8	Japão	12	1%
#9	França	6	1%
#10	Índia	3	0%
	Outros	7	1%
		1.164	**100%**

Rank	País	Capacidade de fabricação de células de bateria em 2027(Projetado), GWh	% do Total
#1	China	6.197	69%
#2	Estados Unidos	908	10%
#3	Alemanha	503	6%
#4	Hungria	194	2%
#5	Suécia	135	2%
#6	Polônia	112	1%
#7	Canadá	106	1%
#8	Espanha	98	1%
#9	França	89	1%
#10	México	80	1%
	Outros	523	6%
		8.945	**100%**

Fig 18. Capacidade de produção de células de bateria de lítio em 2022 e a projeção para 2027. Fonte Adaptado pelo autor a partir de [3].

O Sistema de Gerenciamento de Bateria (BMS) é essencial para o funcionamento eficiente e seguro das baterias em sistemas BESS, com soluções comerciais prontas (COTS) que otimizam o controle e monitoramento. No entanto, embora o BMS ofereça uma vantagem tecnológica, os demais componentes, como inversores e sistemas de refrigeração, também exigem elevado detalhamento técnico para garantir a operação segura e eficiente do sistema, contrariando a ideia de uma implementação simplificada e criando uma condição de dependência tecnológica exterior.

5.4.4 Conclusões sobre a dimensão política

A valoração da dimensão é apresentada na TABELA XII

TABELA XII. ESCALA DE VALORAÇÃO DA DIMENSÃO POLÍTICA. FONTE: ELABORADA PELO AUTOR.

Impacto			Dimensão
Classificação	**Valor de Impacto**	**Equivalência relativa**	**Política**
Insignificante	1	0% – 20%	Sem necessidade de novas políticas ou regulamentações. Sem implicações legais.
Baixo	2	21% – 40%	Pequenos ajustes em políticas públicas ou regulamentações são necessários.
Moderado	3	41% – 60%	Revisão de políticas e regulamentações, com debates moderados sobre o projeto.
Alto	4	61% – 80%	Gera controvérsias políticas, exigindo novas legislações ou regulamentações mais rígidas.
Crítico	5	81% – 100%	Conflitos políticos intensos, podendo levar à suspensão ou cancelamento do projeto.

TABELA XIII. TABELA DE AVALIAÇÃO DA DIMENSÃO POLÍTICA. FONTE: ELABORADA PELO AUTOR

Política	Classificação	Justificativa
Apoio governamental	MODERADO	O impacto é moderado porque, embora não haja proibição, a falta de incentivos limita o crescimento rápido da tecnologia no país.
Nível de Aceitação	BAIXO	A aceitação é relativamente alta, e as principais preocupações não inviabilizam o uso da tecnologia. Portanto, o impacto de barreiras à aceitação é baixo.

Política	Classificação	Justificativa
Propriedade do recurso	ALTO	A baixa capacidade industrial do Brasil cria um impacto alto, pois a dependência de tecnologias e componentes de outros países dificulta o desenvolvimento autônomo do setor de BESS no país.
Valoração dimensional	9/15	
	0,6	

6 CONCLUSÃO

Pela análise apresentada segundo o CVPC para o RE BESS, foi possível estabelecer um ranking para a comparação das dimensões. Este ranking é apresentado na e pode ser considerado como uma retratação numérica da efetividade da implementação do recurso segundo aquela determinada dimensão.

TABELA XIV. RESUMO DA AVALIAÇÃO. FONTE: ELABORADO PELO AUTOR.

Análise das dimensões			
Técnico-Econômica	Ambiental	Social	Política
0,4	0,26	0,4	0,6

A escala utilizada considera que os valores das dimensões mais próximos de um possuem mais criticidade no processo decisório.

6.1 Justificativa para a dimensão política (0,6)

Esta dimensão recebeu a maior nota devido à sua importância no contexto da implementação do BESS em Quixeré, Ceará. A postura do governo brasileiro, marcada pela neutralidade regulatória, permite a instalação do sistema sem grandes obstáculos. A neutralidade política facilita o processo, mas a falta de incentivos específicos limita o crescimento acelerado da tecnologia. Isso é relevante para uma região como Quixeré, com baixo IDH e limitada capacidade industrial, que depende de incentivos governamentais para fomentar o desenvolvimento tecnológico e reduzir a dependência de importações, especialmente em relação à produção de baterias de lítio. Globalmente, o BESS é aceito, e sua implementação contribui para a redução de gases de efeito estufa, algo essencial para o desenvolvimento sustentável da região.

6.2 - Dimensão Técnico-Econômica (0,4)

Na dimensão técnico-econômica, a região se beneficiaria diretamente da confiabilidade energética que o sistema oferece. O BESS não só permite o armazenamento da energia gerada excedente pelo complexo solar, mas também auxilia na mitigação da intermitência, reduzindo a dependência de fontes fósseis e as emissões de GEE. Considerando o cenário econômico de Quixeré, onde o IDH é baixo e a infraestrutura industrial é limitada, a implementação de um BESS pode gerar impacto significativo na otimização do uso da energia renovável local, melhorando a eficiência energética e contribuindo para a sustentabilidade da região. Embora o custo de implementação seja elevado, os benefícios ambientais e a contribuição para a segurança energética justificam o investimento. Além disso, a confiabilidade do sistema, garantida por tecnologias avançadas como baterias de íons de lítio e simulações robustas, é um ponto positivo na mitigação de riscos em uma área que ainda carece de infraestrutura robusta.

6.3 - Dimensão Social (0,4)

A dimensão social é significativa no contexto de Quixeré, uma região predominantemente rural e com baixo IDH. A implementação do BESS pode trazer oportunidades de desenvolvimento social, como a criação de empregos e o aumento da atividade comercial e industrial na região. No entanto, devido às limitações educacionais e à falta de mão de obra qualificada localmente, grande parte dos empregos mais técnicos pode ser preenchida por trabalhadores de municípios vizinhos com melhores indicadores educacionais, como Sobral e Fortaleza. Mesmo assim, a introdução do BESS não causaria impactos sociais negativos significativos, já que sua área de implementação é reduzida em comparação com as atividades rurais predominantes, como o cultivo e a pecuária. Além disso, o impacto visual e sonoro da instalação seria minimizado devido às características planas da região e à adoção de medidas de mitigação apropriadas. O BESS, ao contribuir para a segurança energética, também poderia fortalecer a economia local, gerando uma melhoria indireta nas condições de vida da população.

6.4 - Dimensão Ambiental (0,26)

A dimensão ambiental apresenta a menor criticidade em Quixeré, uma vez que o impacto direto do BESS no meio ambiente é mínimo e gerenciável. A região de Bonsucesso, onde o BESS seria instalado, é uma área composta por 53 famílias que dependem de poços artesianos para o abastecimento de água, o que ressalta a importância da preservação dos recursos hídricos. Felizmente, o BESS não apresenta riscos significativos de contaminação para o solo ou os lençóis freáticos, e as medidas de mitigação podem gerenciar os riscos residuais. O BESS também não impacta a fauna ou flora locais, sendo a área superficial necessária para a instalação considerada pequena. Embora a instalação gere ruídos moderados durante a fase de construção, esses impactos podem ser minimizados por meio de barreiras acústicas. Além disso, a contribuição do BESS para a redução das emissões de GEE reforça seu papel positivo na mitigação das mudanças climáticas, o que beneficia diretamente uma região como Quixeré, onde a preservação ambiental é essencial para a sustentabilidade das atividades agrícolas locais.

O dimensionamento do BESS, conforme a proposta deste trabalho, demonstra que, embora o sistema tenha capacidade, ele não seria capaz de acumular, a partir dos superávits de energia, toda a energia demandada pela carga ao longo do ano. Na prática, apenas um percentual seguro da potência gerada pela usina é comercializado com base na potência programada para o mercado de longo prazo. A diferença entre o valor programado e o valor verificado é comercializada no curto prazo, em modalidades mais lucrativas para a usina. Esse tipo de contrato reduz a necessidade de um BESS para eventos realmente críticos de intermitência, diferentemente da análise didática extrapolada neste trabalho. O valor deste estudo está em demonstrar o critério decisório para a implementação do BESS com base na metodologia do CVPC.

7 REFERÊNCIAS:

[1] SCOTT, Victor; GARRAD, Andrew. Wind Energy Economics. In: SAYIGH, A. M. (Ed.). Comprehensive Renewable Energy. 2. ed. [S.l.]: Elsevier, 2022. v. 1, p. 695-713. Disponível em: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128197271001564. Acesso em: 06 out. 2024.

[2] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), "Plano da Operação Energética 2021/2025 - Relatório das Condições de Atendimento," Dec. 2021. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Relat%C3%B3rio%20PEN%202021.pdf. Acesso em: Sep. 2024.

[3] BHUTADA, Govind. China's dominance in battery manufacturing. Visual Capitalist, 2022. Disponível em: https://www.visualcapitalist.com/chinas-dominance-in-battery-manufacturing/. Acesso em: 29 maio 2024.

[4] U.S. Geological Survey, 2024, Mineral commodity summaries 2024: U.S. Geological Survey, 212 p., https://doi.org/10.3133/mcs2024.

[5] OUDALOV, Alexandre; FIORI, Federico; KLARIC, Edouard. Grid-connected energy storage system: cost-benefit analysis. In: 2007 Power Tech, IEEE, Lausanne, 2007. p. 621-626.

[6] ZAKERIN, Mohammad; SYRI, Sanna. Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 42, p. 569-596, 2015.

[7] ZHANG, Chao; LIAO, Hua; ZHAO, Jianhua. Sizing of energy storage for microgrids based on photovoltaic generation. Journal of Power Sources, v. 276, p. 235-244, 2015.

[8] KEMA, T. D. V.; WETTE, J. G. Energy storage sizing and reliability. Energy Storage Technology: A Critical Review, Sandia National Laboratories, 2010.

[9] IEADSM Task 24. Energy Storage Integration in Energy Systems: A Technology Assessment. International Energy Agency Demand Side Management Program, 2016.

[10] GEO SOLUÇÕES AMBIENTAIS LTDA. Relatório de Impacto Ambiental – RIMA: Complexo UFV Apodi I a VII, Bonsucesso, Quixeré/CE. Fortaleza: Geo Soluções Ambientais Ltda., 2016.

[11] NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). 2024 Electricity ATB Technologies and Data Overview. Disponível em: https://atb.nrel.gov/electricity/2024/index. Acesso em: 20 out. 2024.

[12] GOULART, Vitor Volpato; NETO, José Antonio Rodrigues; RÜTHER, Ricardo. Method of techno-economic analysis of Battery Energy Storage System (BESS) function-stacking for medium voltage connected consumers. Journal of Energy Storage, v. 83, 2024, 110754. ISSN 2352-152X. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.est.2024.110754. Acesso em: 20 out. 2024.

[13] BAKEER, Abualkasim; CHUB, Andrii; SHEN, Yanfeng; SANGWONGWANICH, Ariya. Reliability analysis of battery energy storage system for various stationary applications. Journal of Energy Storage, v. 50, 2022, 104217. ISSN 2352-152X. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104217. Acesso em: 20 out. 2024.

[14] HU, Jiabin et al. Reliability evaluation of large-scale battery energy storage systems. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, v. 107, p. 546-555, 2019. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.11.028. Acesso em: 20 out. 2024.

[15] LIU, Mingjun; LI, Wenyuan; WANG, Caisheng; POLIS, Michael P.; WANG, Le Yi; LI, Jian. Reliability evaluation of large scale battery energy storage systems. IEEE Transactions on Smart Grid, v. 8, n. 6, p. 2733-2743, nov. 2017. DOI: 10.1109/TSG.2016.2536688.

[16] BAKEER, Abualkasim; CHUB, Andrii; SHEN, Yanfeng; SANGWONGWANICH, Ariya. Reliability analysis of battery energy storage system for various stationary applications. Journal of Energy Storage, v. 50, p. 104217, fev. 2022. DOI: 10.1016/j.est.2022.104217.

[17] TESLA. Megapack. Disponível em: https://www.tesla.com/megapack. Acesso em: 20 out. 2024.

[18] ACEN RENEWABLES. New England Solar. Disponível em: https://acenrenewables.com.au/project/new-england-solar/. Acesso em: 20 out. 2024.

[19] NEW SOUTH WALES GOVERNMENT. Environment NSW. Disponível em: https://www.environment.nsw.gov.au. Acesso em: 20 out. 2024.

[20] BONSHAW SOLAR FARM. DPIE Assessment Report. State Significant Development SSD 9438. NSW Department of Planning, Industry and Environment, novembro de 2020. Disponível em: https://www.dpie.nsw.gov.au/. Acesso em: 20 out. 2024.
[21] WORLD BANK. Implementation completion and results report: South Africa - Eskom Renewables Support Project (P122329). [s. l.]: World Bank, 2024. Disponível em: https://documents1.worldbank.org. Acesso em: 20 out. 2024.
[22] Baitelo, "Modelo de Cômputo e Valoração de Potenciais Completos de Recursos Energéticos para o Planejamento Integrado de Recursos," Tese de Doutorado, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, Brasil, Anexo 1, 2011.https://atb.nrel.gov/electricity/2024/utility-scale_battery_storage
[23] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Plano Nacional de Energia 2050: Energia Eólica. Rio de Janeiro: EPE, 2020. Disponível em: https://www.epe.gov.br. Acesso em: 22/09/2024.
[24] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Balanço Energético Nacional 2023: Relatório Síntese. Rio de Janeiro: EPE, 2023. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas. Acesso em: 22 set. 2024.
[25] National Renewable Energy Laboratory (NREL). (2024). 2024 Annual Technology Baseline (ATB) Cost and Performance Data for Electricity Generation Technologies [data set]. Retrieved from https://dx.doi.org/10.25984/2377191.
[26] Storage Technology Overview and Assessment. Albuquerque: Sandia National Laboratories, 2013.
[27] AKHIL, A. A. et al. DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA. Albuquerque: Sandia National Laboratories, Relatório SAND2013-5131, Julho 2013. Disponível em: http://www.ntis.gov/help/ordermethods.asp?loc=7-4-0%23online
[28] Augustine, Chad, and Nate Blair. Energy Storage Futures Study: Storage Technology Modeling Input Data Report. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-5700-78694. https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/78694.pdf.
[29] ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. Fator de Capacidade de Geração Eólica e Solar. Disponível em: https://dados.ons.org.br/dataset/fator-capacidade-2. Acesso em: 22 set. 2024.
[30] PEREIRA, Enio Bueno et al. Atlas Brasileiro de Energia Solar. 2. ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80 p. Disponível em: http://doi.org/10.34024/9788517000898. Acesso em: 10 set. 2024.
[31] INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. Quixeré (CE). Disponível em: https://www.ibge.gov.br/cidades-e-estados/ce/quixere.html. Acesso em: 10 set. 2024.
[32] ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Manual de Procedimentos da Operação - Módulo 5 - Submódulo 5.12: Instrução de Operação Específica para a SE Calcário. 2019.
[33] ANEEL. Sistema de Informações de Geração da ANEEL - SIGA. Subordinado à Superintendência de Concessões, Permissões e Autorizações dos Serviços de Energia Elétrica (SCE). Disponível em: https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNGE3NjVmYjAtNDFkZC00MDY4LTliNTItMTVkZTU4NWYzYzFmIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9.
Acesso em: 11 set. 2024.
[34] ROLIM, Felipe Bayma B.; TRINDADE, Fernanda C. L. Use of batteries to voltage regulation in distribution systems with deep penetration of photovoltaic generation. Universidade de Campinas, Campinas, SP, Brasil. 2024. Disponível em: https://ieeexplore.ieee.org/document/xxxxxx. Acesso em: 16 set. 2024.
[35] ENEL GREEN POWER. FAQ sobre Armazenamento de Energia. Disponível em: https://www.enelgreenpower.com/pt/learning-hub/energias-renoveveis/armazenamento/faq. Acesso em: 27 set. 2024.
[36] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Consultas Públicas. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas. Acesso em: 16 nov. 2024.

Comité de Estudios C6 – Sistema de Distribución Activa y Recursos Energéticos Distribuidos.

EFECTO DE LA APLICACIÓN DE POLÍTICAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA SOBRE EL SISTEMA DE GENERACIÓN RENOVABLE DE LA 5TA DIVISIÓN DE INFANTERÍA

M. ZARATE*
Parque Tecnológico Itaipu. Paraguay
marcelo.zarate@pti.org.py

F.P. LINDSTROM
Parque Tecnológico Itaipu. Paraguay
frankz.lindstrom@pti.org.py

C. SODER
Parque Tecnológico Itaipu. Paraguay
charles.soder@pti.org.py

Resumen *– La 5ta. División de Infantería "Mayor Pablo Lagerenza" se encuentra ubicada en el departamento de Alto Paraguay, cuenta desde el año 2016 con un sistema de generación de electricidad hibrido centralizado. En los trabajos de auditoria energética realizada por los técnicos de la FPTI-PY, se identificó la necesidad de realizar una actualización tecnológica, así como la ampliación del mencionado sistema de generación de electricidad, de modo a que la unidad militar pueda llevar a cabo sus actividades sin incidencias referente al tema.*

Para planificar la actualización y la ampliación del sistema de generación de electricidad, la auditoria energética realizada proporciono información necesaria referente al uso de la energía, los trabajos de operación y mantenimiento realizado por el personal militar, el nivel de conocimiento del personal militar referente a temas de electricidad. Con estos datos se estableció una metodología para la planificación del sistema que basó en los siguientes puntos:

•Identificar los electrodomésticos que son esenciales y determinar su consumo de energía.
•Elaborar escenarios para el análisis de la demanda energética.
•Elaborar criterios técnicos para seleccionar la arquitectura de sistema de generación de electricidad.
•Determinar estrategias para realizar la transferencia de conocimiento sobre el uso de la energía eléctrica.
•Determinar indicadores de eficiencia energética a ser utilizados en el ciclo de PDCA

Con la implementación de las acciones mencionadas, se concretó una disminución aproximada del 40 % del consumo de energía eléctrica aplicando políticas de uso eficiente de la energía eléctrica teniendo como consecuencia un ahorro estimado del 60 % en adquisición de equipamientos de generación de electricidad.

Este trabajo presentara los resultados obtenidos en la aplicación de políticas energéticas para la planificación del sistema de generación de la 5° División de Infantería como así también los primeros resultados de la ejecución del plan de eficiencia energética debido a que los trabajos de actualización y ampliación del sistema de generación finalizaron en el mes de noviembre del 2023.

Palabras clave: Auditoría Energética, Eficiencia Energética, Consumo Eléctrico, Energías Renovables, Tecnología Inverter, Sostenibilidad, Capacitación, Sensibilización Energética, Autonomía Energética, Políticas Energéticas.

1 INTRODUCCIÓN

El presente artículo expone los resultados de una auditoría energética realizada en la 5ta División de Infantería y en los destacamentos militares de 4 de mayo, Palmar de las Islas y Agua Dulce. La auditoría se

* Dirección del autor principal

estructuró en varias etapas, comenzando con una descripción general de las ubicaciones y las instalaciones inspeccionadas.

Se procedió a la recolección de datos energéticos, que incluyó la elaboración de planos en CAD de las diversas instalaciones. Además, se realizó una cuantificación detallada de los equipos eléctricos y su consumo en cada una de estas instalaciones.

Posteriormente, se llevaron a cabo estudios de eficiencia energética, donde se identificaron oportunidades de mejora, tales como la optimización de la iluminación, la mejora en la eficiencia de equipos de refrigeración y climatización, y la implementación de un plan de sensibilización para el uso responsable de la energía. Se plantearon diversos escenarios, incluyendo el recambio de luminarias y la sustitución de equipos, con el fin de mejorar la eficiencia energética.

Finalmente, el informe concluye con un resumen de los datos generales y de la auditoría energética, destacando la distribución del consumo energético y los equipos de mayor consumo. Se incluyen recomendaciones específicas para la mejora en la gestión de la energía y la implementación de las mejoras propuestas.

Todas las actividades fueron realizadas por el personal técnico del PTI – PY y personal militar de la 5ta División de Infantería y del Comando del Ejército.

2 Descripciones Generales.

La 5ta. División de Infantería “Mayor Pablo Lagerenza” se encuentra localizada en el departamento de Alto Paraguay, aproximadamente a 250 km de la ciudad de Mcal. Estigarribia (trayecto por camino de tierra). Contando desde la capital del país, la distancia es de 800 km.

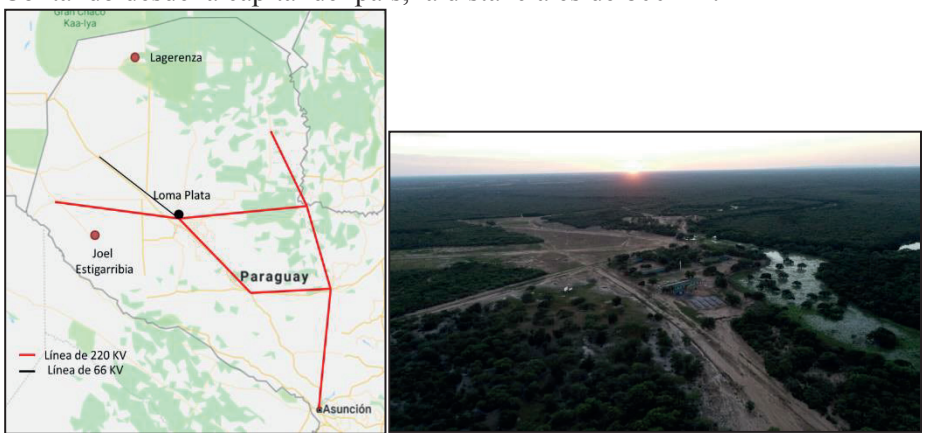


Fig. 1: Localización de la 5ta División de Infantería utilizando como referencia las líneas de transmisión en Alta Tensión de la ANDE/ Vista aérea del Cuartel Central de la 5° División de Infantería – Mayor Pablo Lagerenza.

El sistema actualmente alimenta las instalaciones correspondientes al cuartel principal y al sector donde se encuentra la casa del Comandante de la 5° DI.



Fig. 2 - Distribución de pabellones en la 5° DI y sector de la casa del Comandante.

3 Recolección de datos

Como parte de la auditoría energética realizada en la visita a la 5° DI, se corroboró que había modificaciones en cuanto a las estructuras edilicias en el mencionado recinto. Por lo tanto, se procedió a relevar los datos de las infraestructuras existentes. El relevamiento se dividió en dos aspectos: la infraestructura edilicia como tal, y la medición y cuantificación de las cargas conectadas en cada uno de estos bloques a la red.

3.1 Planos CAD.

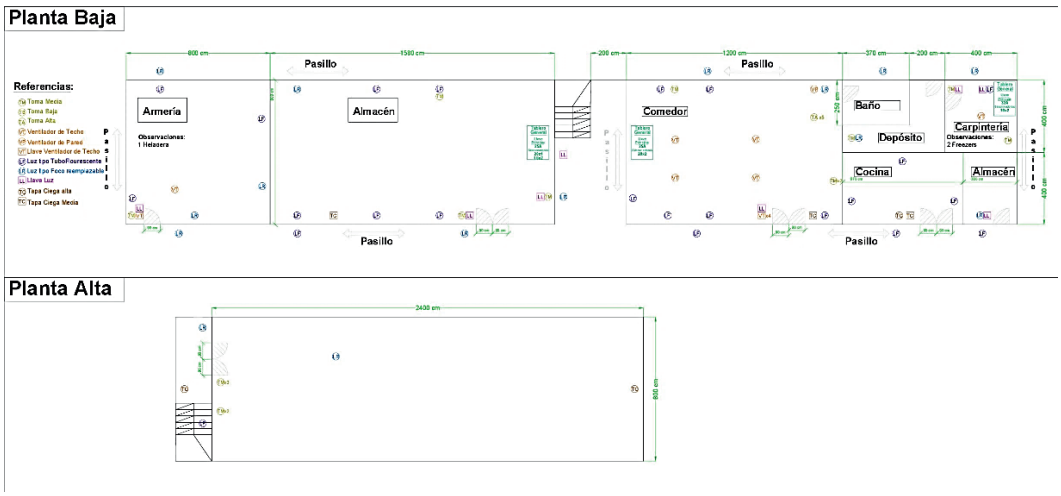


Figura 3 – Modelo de Plano CAD realizado.

3.2 Cuantificación de equipos eléctricos y consumo

Como parte central de la auditoría energética, se realizó una cuantificación de los equipos eléctricos actualmente conectados a la red de distribución en los diferentes pabellones de la 5ª División de Infantería. La metodología consistió en recorrer cada uno de los bloques, identificar la cantidad de tomas instaladas, así como la cantidad de equipos presentes y sus respectivas potencias.

Se accedió a las especificaciones técnicas de la mayoría de los equipos encontrados. Sin embargo, algunos equipos presentaban etiquetas ilegibles, por lo que se estimó su potencia basándose en datos de equipos similares encontrados en internet.

Las tablas elaboradas incluyen una descripción breve de cada equipo eléctrico identificado, su potencia, la cantidad encontrada, la potencia total instalada y una estimación del consumo total de cada bloque.

Tabla I - Resumen de Auditoría. Potencia instalada y proyección de consumo energético.

Sector 5° División			
Ítem	**Descripción**	**Potencia Instalada**	**Consumo Total Estimado (kWh/día)**
1	Guardia y Comandancia	8360	72,22
2	Comedor, Almacenes, Depósitos	9242	90,79
3	Pabellón de Oficiales (nuevo)	5480	51,41
4	Pabellón de SubOficiales	13300	100,12
5	Pabellón de Oficiales	6108	51,45
6	Casa de Huéspedes	7140	25,08
7	Carnicería	540	4,88
8	Capilla	984	4,13
9	Sala de Control	4460	36,76
Total Parcial:	**55614**	**436,85**	
Sector Casa del Comandante			
Ítem	**Descripción**		**kWh/día**
1	Casa del Comandante Nueva	2490	17,96
2	Casa del Comandante	18114	163,20

Total parcial:	**20604**	**181,16**
TOTAL:	**76218**	**618,01**

Tabla II - Resumen de potencia instalada.

Descripción de Equipo	Potencia (W)	Cantidad	Potencia Instalada (W)
Luces - Tubo LED	18	249	4482
Luces - Focos LED	10	55	550
Luces - Foco de bajo consumo	30	58	1740
Tomas	100	97	9700
Ventilador	80	79	6320
Heladera + Freezer	1200	7	8400
Freezer	1500	4	6000
A.A. Split 12.000 BTU	2200	4	8800
A.A. Portátil 12.000 BTU	2200	2	4400
Motor/Bomba 550 W	550	1	550
Motor/Bomba 380 W	380	1	380
Cargador Teléfono	10	41	410
Calentador de agua	2200	4	8800
Horno	2700	1	2700
Lavarropas	1000	1	1000
Ducha Eléctrica	4000	1	4000
Extractor de aire - Tipo 1	100	8	800
Extractor de aire - Tipo 2	420	4	1680
Equipos informáticos	300	3	900
Antena TV Satelital	150	2	300
TV	150	3	450
Total:			**76362**

4 Estudio de eficiencia energética: Oportunidades de mejora de la gestión de energía.

4.1 Optimización de Iluminación.

·Reemplazar los focos de bajo consumo por focos LED en toda la instalación podría reducir el consumo de energía.
·Implementar sensores de movimiento en áreas de uso intermitente para asegurarse de que las luces solo se enciendan cuando sea necesario.

4.2 Mejora de la Eficiencia en Equipos de Refrigeración y Climatización.

·Considerar la revisión periódica y el mantenimiento preventivo de aires acondicionados y refrigeradores para asegurar un funcionamiento óptimo.
·Evaluar la posibilidad de reemplazo de aires acondicionados más antiguos por modelos con tecnología inverter, que son más eficientes.

4.3 Plan de Sensibilización y uso responsable.

·Fomentar la desconexión de equipos que no están en uso, como cargadores de teléfonos y demás equipos pequeños, para reducir el consumo en espera.
·Realizar campañas de sensibilización sobre el uso eficiente de la energía en el personal militar residente en las instalaciones.
·Capacitar a los encargados del mantenimiento en prácticas de eficiencia energética y en la identificación de oportunidades de ahorro.

5 Estudio de eficiencia energética: Simulación de escenarios.

Ante la situación encontrada en las instalaciones de la 5° División de Infantería en cuanto a la gestión de la energía, ya con las principales oportunidades de mejora identificadas se procedió a simular y platear los diferentes escenarios para visualizar mejor cual es el impacto que tiene la implementación de estas recomendaciones.

5.1 Recambio de luminarias/ Sustitución de equipos.

Tabla III-Resumen de Escenario Cambio de Luminarias. Potencia instalada y proyección de consumo energético.

Sector 5° División			
Ítem	**Descripción**	**Potencia Instalada**	**Consumo Total Estimado (kWh/día)**
1	Guardia y Comandancia	8156	69,53
2	Comedor, Almacenes, Depósitos	9062	88,23
3	Pabellón de Oficiales (nuevo)	6184	58,73
4	Pabellón de SubOficiales	13276	99,85
5	Pabellón de Oficiales	6072	50,96
6	Casa de Huéspedes	7140	25,08
7	Carnicería	540	4,88
8	Capilla	888	4,17
9	Sala de Control	4460	36,76
Total Parcial:		**55778**	**438,21**
Sector Casa del Comandante			
Ítem	**Descripción**		**kWh/día**
1	Casa del Comandante Nueva	2490	17,96
2	Casa del Comandante	17958	161,51
Total parcial:		**20448**	**179,48**
TOTAL:		**76226**	**617,68**

Tabla IV - Resumen de Potencias instaladas. Escenario "Sustitución de equipos"

Sector 5° División			
Ítem	**Descripción**	**Potencia Instalada**	**Consumo Total Estimado (kWh/día)**
1	Guardia y Comandancia	5160	52,24
2	Comedor, Almacenes, Depósitos	3802	38,93
3	Pabellón de Oficiales (nuevo)	6184	58,73
4	Pabellón de SubOficiales	6740	45,82
5	Pabellón de Oficiales	4028	31,49
6	Casa de Huéspedes	6140	18,08
7	Carnicería	540	4,88
8	Capilla	944	4,01
9	Sala de Control	3460	29,76
Total Parcial:		**36998**	**283,94**
Sector Casa del Comandante			
Ítem	**Descripción**		**Consumo Total Estimado (kWh/día)**
1	Casa del Comandante Nueva	2490	17,96
2	Casa del Comandante	6406	51,12
Total parcial:		**8896**	**69,09**
TOTAL:		**45894**	**353,03**

Tabla V - Resumen de Potencias instaladas. Escenario "Cambio de Luminarias"

Descripción de Equipo	Potencia (W)	Cantidad	Potencia Instalada (W)
Luces - Tubo LED	18	307	5526
Luces - Focos LED	10	55	550
Tomas	100	97	9700
Ventilador	80	79	6320
Heladera + Freezer	1200	7	8400
Freezer	1500	4	6000
A.A. Split 12.000 BTU	2200	4	8800
A.A. Portátil 12.000 BTU	2200	2	4400
Motor/Bomba 550 W	550	1	550
Motor/Bomba 380 W	380	1	380
Cargador Teléfono	10	41	410
Calentador de agua	2200	4	8800
Horno	2700	1	2700
Lavarropas	1000	1	1000
Ducha Eléctrica	4000	1	4000
Extractor de aire - Tipo 1	100	8	800
Extractor de aire - Tipo 2	420	4	1680
Equipos informáticos	300	3	900
Antena TV Satelital	150	2	300
TV	150	3	450

Tabla VI - Resumen de Potencias instaladas. Escenario "Sustitución de equipos"

Descripción de Equipo	Potencia (W)	Cantidad	Potencia Instalada (W)
Luces - Tubo LED	18	249	4482
Luces - Focos LED	10	55	550
Luces - Foco de bajo consumo	30	58	1740
Tomas	100	97	9700
Ventilador	80	79	6320
Heladera + Freezer	120	7	840
Freezer	143	4	572
A.A. Split 12.000 BTU Inverter	1200	5	6000
Motor/Bomba 550 W	550	1	550
Motor/Bomba 380 W	380	1	380
Cargador Teléfono	10	41	410
Calentador de agua	2200	0	0
Horno	2700	1	2700
Lavarropas	1000	1	1000
Ducha Eléctrica	4000	1	4000
Extractor de aire - Tipo 1	100	8	800
Extractor de aire - Tipo 2	420	4	1680
Equipos informáticos	300	3	900
Antena TV Satelital	150	2	300
TV	150	3	450
TOTAL:			**43374**

Tabla VII - Resumen de Escenarios

Escenario "Cambio de Luminarias"	***Escenario "Sustitución de Equipos"***
Sector 5° División. • **Diferencia en Potencia Instalada:** 0.89% menos. • **Diferencia en Consumo Total Estimado:** 1.31% menos. **Sector Casa del Comandante.** • **Diferencia en Potencia Instalada:** 0.76% menos. • **Diferencia en Consumo Total Estimado:** 0.93% menos.	**Sector 5° División** • **Diferencia en Potencia Instalada:** 34.26% menos. • **Diferencia en Consumo Total Estimado:** 36.06% menos. **Sector Casa del Comandante.** • **Diferencia en Potencia Instalada:** 56.82% menos. • **Diferencia en Consumo Total Estimado:** 61.86% menos.

Total (Ambos Sectores). • **Diferencia en Potencia Instalada:** 0.85% menos. **Conclusión del escenario.** • **Diferencia en Consumo Total Estimado:** 1.20% menos. En general, la potencia instalada y el consumo total estimado han disminuido ligeramente en comparación con el anterior escenario	**Total (Ambos Sectores)** • **Diferencia en Potencia Instalada:** 40.31% menos. **Conclusión del Escenario.** • **Diferencia en Consumo Total Estimado:** 43.53% menos. Este escenario de sustitución de equipos de refrigeración por tecnología inverter (sin el recambio de las luminarias incluso) muestra una reducción significativa tanto en la potencia instalada como en el consumo total estimado en comparación con el primer escenario en este escenario también se anularon los calentadores de agua.

6 Aplicación de mejoras.

En el marco de la planificación de consumo energético realizado conforme a la auditoría energética, se tomó la decisión de aplicar las siguientes mejoras

6.1 Sustitución de equipos.

Se cambiaron varios electrodomésticos: heladeras congeladoras y aires acondicionados ya que los que se encontraban instalados eran de la tecnología convencional, con un consumo significativo de energía. Estos fueron reemplazados por equipos tipo inverter. Estos equipos suprimen los picos de corriente que tienen los equipos convencionales, haciendo que el impacto en el consumo se reduzca considerablemente.

6.2 Charlas de sensibilización al personal y capacitación al personal.

Se realizaron charlas de sensibilización al personal militar, aproximadamente 100 personas de diferentes rangos de toda la división. En estas se hizo énfasis en los siguientes tópicos: Equipos instalados, funcionamiento de los sistemas instalados, uso responsable y eficiente de la energía.

6.3 Capacitación al personal.

Se realizaron capacitaciones al personal designado sobre los siguientes tópicos: Puesta en marcha del sistema, Maniobras que son necesarias para el cambio de fuente de generación de energía (sistema fotovoltaico-grupo electrógeno), Respuesta ante ciertas incidencias: desincronización de equipos, accionamiento de protecciones tanto de los paneles como del banco de baterías, Formas de limpieza de los equipos en general.

7 Resultados.

Con la implementación de las acciones mencionadas, a la fecha se pueden mencionar los siguientes resultados:

- Se concretó una disminución aproximada del 40 % del consumo de energía eléctrica aplicando políticas de uso eficiente de la energía eléctrica, esto realizado sin comprometer ni disminuir el estado de confort del personal militar.
- Esto tuvo una consecuencia inmediata en el dimensionamiento de los equipos necesarios para el funcionamiento del sistema, consiguiendo un ahorro estimado del 60 % en adquisición de equipamientos de generación de electricidad.
- Con la actualización del sistema, se pasó de una Potencia de los Paneles: de 40kW a 70 kW. En cuanto a la disponibilidad de energía en los Banco de baterías, se pasó de 285 kWh/día a 415 kWh/día. La actualización tecnológica entró en funcionamiento a partir del 01 de diciembre del 2023.
- Al entrar en funcionamiento el sistema actualizado, no se aplicó ningún tipo de política de energética, de modo a entender el consumo en el recinto. El inicio de la aplicación de las políticas energéticas fue en Marzo 2024. El resultado de esta se puede ver mejor en la tabla 7.
- A la fecha, el generador Diesel no suministro energía salvo en casos programados para la utilización de equipos específicos.
- La disponibilidad de energía en la 5° DI fue del 100% a la fecha.

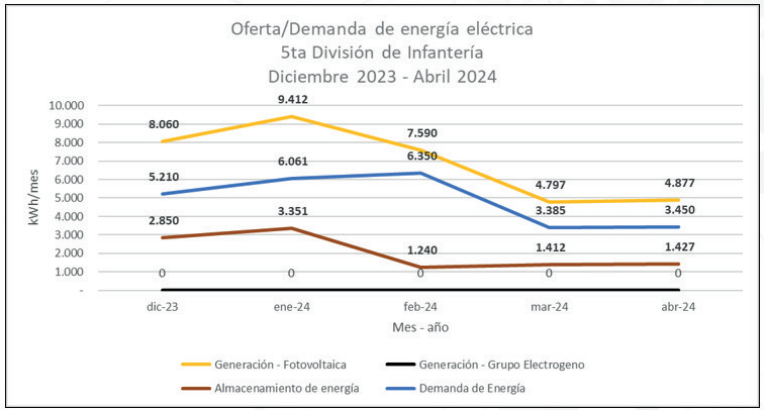


Figura 4 - Oferta/demanda de energía eléctrica en la 5° DI.

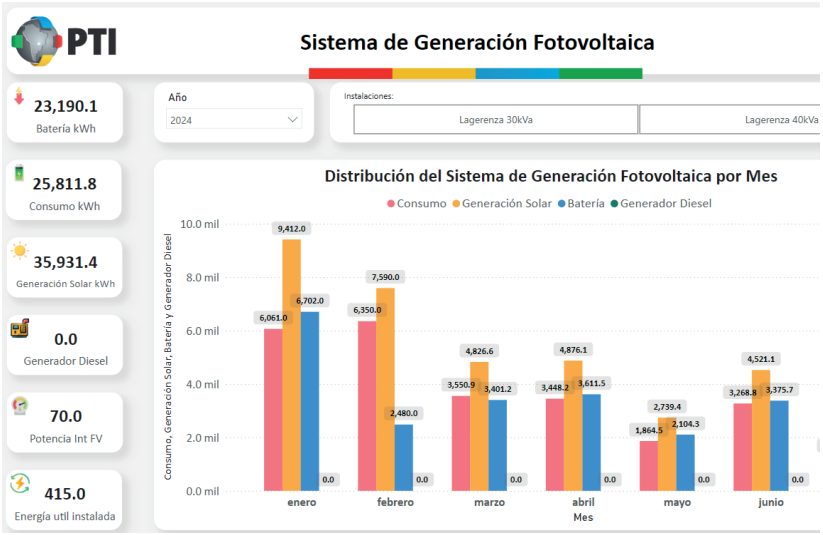


Figura 5 - Dashboard de Monitoreo de variables.

8 BIBLIOGRAFIA

[1] F.J. Rey Martínez, E. Velasco Gómez, y J.M. Rey Hernández, "*Eficiencia energética de los edificios. Sistema de gestión energética ISO 50001. Auditorías energéticas"*, Ediciones Paraninfo, S.A., 2018, pág. 214.

[2] J.D. Czajkowski, A.F. Gómez, M.B. Birche, R.N. Berardi, D.E. Basualdo, M.D.L.A. Czajkowski, y J. Basualdo, "Auditorías energéticas de edificios municipales en Argentina", en *XII Congreso Regional de Tecnología en Arquitectura (CRETA)*, Universidad Nacional de Rosario, 3-5 agosto 2022.

[3] W.R. Chang, D.Y. Liu, y Y.M. Chang, "*Implementation and energy-saving analysis of inverter-driven refrigerators/freezers with vacuum insulation panels,*" ACRA-2006. Proceedings of the 3rd Asian Conference on Refrigeration and Air Conditioning

[4] STEIGER VILLANUEVA, Oscar Adolfo. "*Propuesta y estudio comparativo sobre la implementación de tecnología Inverter vs. tecnología tradicional en compresores de aire acondicionado junto con la obtención de eficiencia del equipo basado en normativa de la ASHRAE y acciones para su mejora*". 2021. Tesis Doctoral. Universidad de San Carlos de Guatemala.

Comité de Estúdios C6 – Sistema de Distribución Activa y Recursos Energéticos Distribuidos.

PROPUESTA DE METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE TECNOLOGÍAS DE BATERÍAS ELECTROQUÍMICAS PARA SISTEMAS RENOVABLES AISLADOS

F. P. LINDSTROM
Fundación Parque Tecnológico Itaipu Paraguay
frankz.lindstrom@pti.org.py

C. F. SODER
Fundación Parque Tecnológico Itaipu Paraguay
charles.soder@pti.org.py

M. G. ZARATE
Fundación Parque Tecnológico Itaipu Paraguay
marcelo.zarate@pti.org.py

Resumen *– La 5ta. División de Infantería "Mayor Pablo Lagerenza" se encuentra ubicada en el departamento de Alto Paraguay; cuenta desde el año 2016 con un sistema de generación de electricidad hibrido centralizado. En los trabajos de auditoria energética realizado por los técnicos de la FPTI-PY recientemente, se identificó la necesidad de realizar una actualización tecnológica del sistema de almacenamiento de energía eléctrica que está formado por bancos de baterías del tipo OPzV. El Costo Nivelado de la Energía (LCOE) es un buen indicador para la determinación de los costos de un sistema de generación en ciertas condiciones, pero no para la determinación de los costos de almacenamiento de energía, debido a que no tiene en cuenta el costo de la energía al momento de la descarga, es decir, cuando el banco de baterías suministra energía al sistema eléctrico. Para realizar el cálculo del costo de un sistema de almacenamiento de energía se utiliza el concepto de Costo Nivelado de Almacenamiento (LCOS) donde la FPTI-PY desarrollo una metodología basada en este concepto para seleccionar la tecnología de baterías electroquímicas más adecuada técnica y financieramente para instalar en el sistema de la 5ta División de Infantería.*

Palabras clave: Costo Nivelado de Almacenamiento, Baterías electroquímicas, Sistemas fotovoltaicos, Planificación de sistemas eléctricos.

1. INTRODUCCIÓN

En el año 2023, el Comando del Ejercito Paraguayo solicito a la Itaipu Binacional y a la FPTI-PY realizar una ampliación de los sistemas de generación de la unidad militar ubicado en la localidad de Mayor Pablo Lagerenza indicando los siguientes motivos:

- Entre los años 2016 al 2023, se realizaron varias obras civiles que aumentaron la capacidad edilicia y en consecuencias un aumento de las necesidades energéticas de la unidad militar.
- Esta situación implico la instalación de equipos eléctricos de consumo no eficiente y en algunos casos la instalación de equipos viejos que afectaban directamente en el funcionamiento del sistema de generación.
- La alta rotatividad del personal militar en la mencionada unidad tuvo como consecuencia practicas inadecuadas de operación y mantenimiento del sistema de generación, que sumado a las condiciones climáticas extremas de la zona donde se encuentra localizada la unidad militar, generaron un envejecimiento acelerado del sistema y en algunos casos daños a los componentes eléctricos.
- La Administración Nacional de electricidad – ANDE no tiene previsto en su Plan Maestro 2021 – 2030 trabajos de extensión de línea de distribución en la zona, cuyo último punto de conexión se encuentra a aproximadamente 250 km de la unidad militar.

La 5ta. División de Infantería "Mayor Pablo Lagerenza" se encuentra localizada en el departamento de Alto Paraguay, aproximadamente a 250 km de la ciudad de Mcal. Estigarribia y desde la capital del país, la distancia es de 800 km.

* Dirección del autor principal

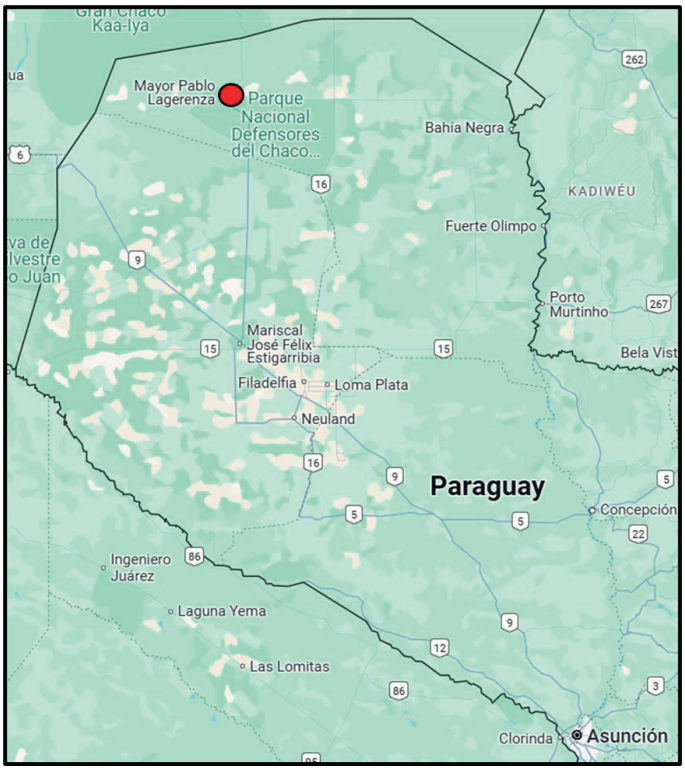


Fig. 1. Ubicación de la unidad militar de la 5ta División de Infantería.



Fig. 2. Unidad militar - 5ta División de Infantería.

Aplicando los conceptos de la gestión del conocimiento, la FPTI-PY desarrolló una solución integral que abarcó los aspectos operativos del sistema de generación fotovoltaica, la distribución de la energía a las dependencias que forman parte de la unidad militar, el uso eficiente de la energía eléctrica y la gestión del mantenimiento de los sistemas. Como primera acción del proyecto se realizó una auditoria energética a la unidad militar que incluía el diagnostico técnico operativo del sistema de generación fotovoltaica de la unidad militar, en donde se identificó averías físicas en algunas baterías del sistema de almacenamiento de energía, pero las mismas superaron las pruebas de funcionamiento realizadas en campo. En base a los resultados obtenidos se determino evaluar el comportamiento del banco baterías en un periodo de 6 meses en condiciones normarles y realizando simulaciones de fallas eléctricas y de suministro de energía teniendo como resultado mas relevante de que el ciclo de vida de las baterías estaría llegando a su fin.

El Costo nivelado de la Energía – LCOE es un buen indicador para ser utilizado para la determinación de los costos de un sistema de generación en ciertas condiciones, pero con el avance de la tecnologías de

almacenamiento de energía impulsadas por la transición energética este método no es el ideal para ser utilizado como criterio para la selección de un sistema de almacenamiento, principalmente de baterías electroquímicas que son utilizadas para instalaciones aisladas de la red eléctrica o que estarán conectados a redes de transmisión de alta tensión. Uno de los indicadores utilizados para seleccionar y/o evaluar un sistema de almacenamiento es el Costo Nivelado de Almacenamiento – LCOS debido a que tiene en cuenta aspectos operativos del sistema de almacenamiento como son el ciclo de vida, el factor de descarga y la densidad energética permitiendo analizar de manera integral diferentes tecnologías de baterías electroquímicas en función de su rendimiento técnico y viabilidad económica en un entorno específico.

2. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA

Para seleccionar la tecnología de batería electroquímica que más se adecúa al sistema de generación fotovoltaica de la 5ta División de Infantería, se estableció como indicador el LCOS, debido a que tiene en cuenta el ciclo de vida de la batería. En base a esto se definió una metodología que además del LCOS tiene en cuenta las condiciones particulares en las que será utilizadas la energía suministrada por el banco de baterías. La metodología consta de las siguientes partes:

a) Datos técnicos/infraestructura del sistema de generación actual:

- El sistema fotovoltaico actual de la unidad militar utiliza inversores/reguladores/cargadores de la marca Victron Energy, por lo que la tecnología de batería debe ser interoperable con la especificación técnica operativa del mencionado equipo.
- La temperatura ambiente oscila entre los 10 °C y los 50 °C.
- El espacio físico útil disponible para la instalación del banco de baterías es de 17 m^2.
- Por la ubicación de la unidad militar, el mantenimiento debe ser mínimo centrándose en la limpieza y mediciones eléctricas.

b) Relevamiento de datos técnicos de las baterías seleccionadas: se tuvieron en cuenta datos energéticos y requisitos de instalación.

c) Estudio de mercado: con los datos obtenidos en los puntos anteriores, se clasificaron las tecnologías de baterías por origen, marca, luego por modelos y por último por plazo de entrega. En la figura 3 se muestra el flujograma utilizado en el proceso de selección de la batería.

d) Simulación de funcionamiento: Se definieron dos escenarios de funcionamiento del banco de baterías, incluyendo trabajos de mantenimiento:

- Demanda normal diaria que suministra el sistema fotovoltaico actual.
- Demanda critica o prioritaria que suministraría el banco de baterías.

e) Análisis técnico/económico: para analizar la tecnología de batería electroquímica se tuvieron en cuenta los siguientes criterios:

- **Criterios Técnicos:**
  - **Eficiencia del Ciclo de Carga/Descarga:** La eficiencia del ciclo es un factor crítico que influye en la cantidad de energía que puede ser efectivamente almacenada y recuperada.
  - **Profundidad de Descarga (DoD):** Esta métrica determina qué fracción de la capacidad total de la batería se puede utilizar sin afectar significativamente su vida útil.
  - **Vida Útil y Ciclos de Vida**: La durabilidad de las baterías se evalúa en términos de la cantidad de ciclos de carga/descarga que pueden soportar antes de que su capacidad se degrade significativamente.
- **Criterios Económicos:**
  - **Costos de Capital (CAPEX):** Incluye los costos iniciales de adquisición e instalación del sistema de almacenamiento.
  - **Costos de Operación y Mantenimiento (OPEX):** Abarca los gastos recurrentes necesarios para mantener el sistema en funcionamiento óptimo.
  - **Costos de Reemplazo:** Considera los costos asociados con la sustitución de componentes que tienen una vida útil más corta que el sistema completo.

- **Valor Residual**: Estima el valor de los componentes al final de la vida útil del sistema.

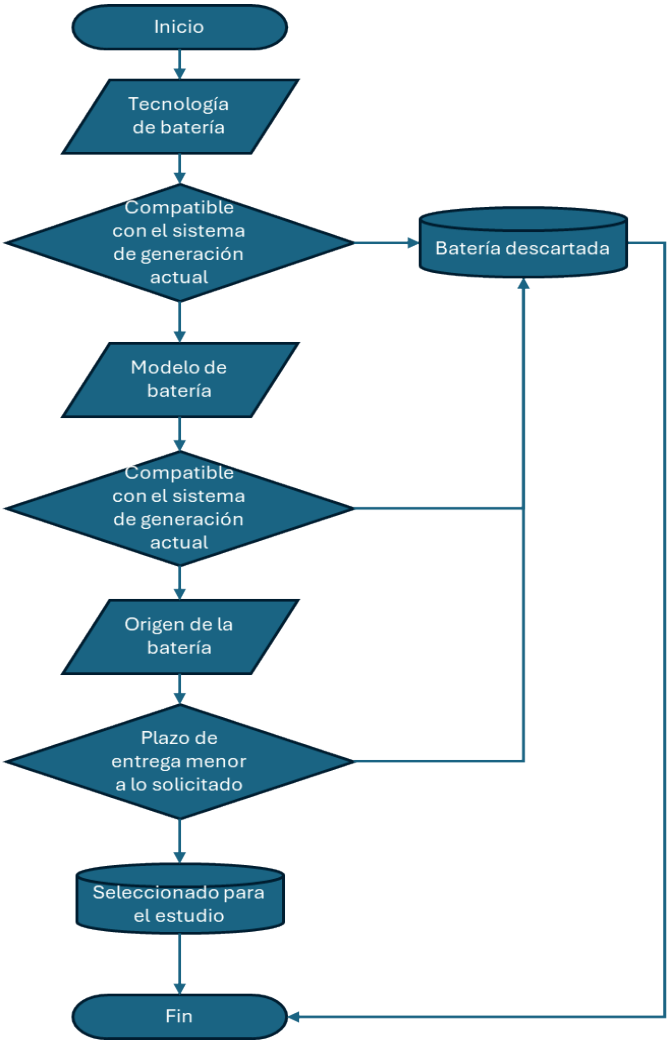


Fig. 3. flujograma utilizado en el proceso de selección de la batería.

Para realizar el análisis se tuvo en cuenta la ecuación que se muestra en la figura 4:

$$LCOS = \frac{\sum_{t=1}^{n} \left(\frac{CapEx_t + OpEx_t + ReEmp_t - Residual_t}{(1+r)^t} \right)}{\sum_{t=1}^{n} \frac{E_{out,t}}{(1+r)^t}}$$

Fig. 4. Ecuación del LCOS utilizada para realizar los análisis técnicos/económicos.

Donde:

- $CapEx_t$: costo capital en el año t.
- $OpEx_t$: costos operativos y de mantenimiento en el año t.
- $ReEmp_t$: costo de reemplazo en el año t.

- $Residual_t$: valor residual del sistema al final de su vida útil.
- $Eout_t$: energía liberada en el año t.
- r: tasa de descuento.
- n: vida útil del sistema.

3. RESULTADOS

Referente a las tecnologías de baterías que son compatibles con el sistema de generación actual y disponibles en el mercado fueron las siguientes:

- Plomo – acido sellados AGM
- Plomo – acido sellados: a gel y OPzV
- Plomo – acido abierto: OPzS.
- Litio – LiFePo4.

Los resultados iniciales de la evaluación técnica/financiera indicaron que fueron descartadas las siguientes baterías:

- **Plomo – acido sellados AGM:** A pesar de que económicamente son los que posee precio de mercado más bajo y con disponibilidad amplia en el mercado, posee un ciclo de vida de aproximadamente 3 años en condiciones óptimas de operación donde su factor de descarga es de máximo 20 % de con relación a la capacidad máxima de energía que puede retener.
- **Plomo – acido sellados a gel:** similares a las de plomo – acido sellados del tipo AGM pero con un precio de mercado un poco mayor.
- **Plomo – acido abierto – OPzS:** la desventaja de este tipo de batería se ve reflejado en la temperatura de trabajo (entre 10 – 25 °C.) y que se deben de realizar mantenimiento cada 3 o 6 meses dependiendo del funcionamiento de este que, por la ubicación de la unidad militar, lo vuelve insostenible económicamente y peligroso por la exposición a materiales químicos en el momento de realizar el mantenimiento.

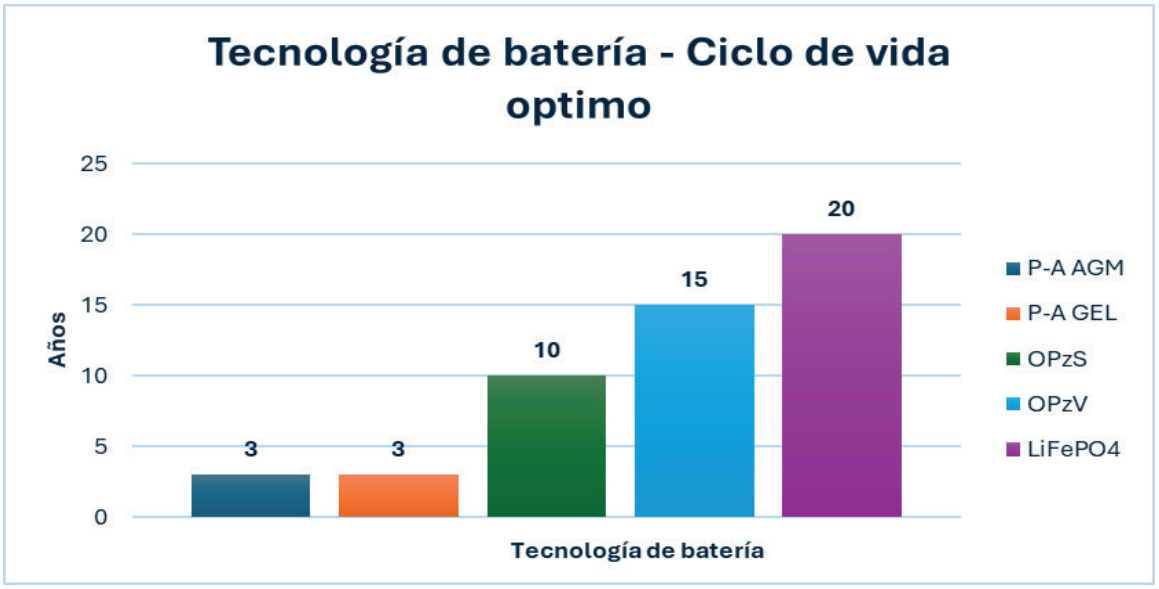


Fig. 5. Ciclo de vida, en años, de las tecnologías de baterías analizada.

Para una evaluación más detallada, se seleccionaron las baterías del tipo OPzV y LiFePo4, cuyas principales diferencias se observan en la tabla 1.

TABLA I.: COMPARATIVO DE CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS ENTRE LAS BATERÍAS OPzV Y LIFEPO4

Característica.	OPzV	LiFePo4
Ciclo de vida en condiciones óptimas de operación.	15 años	20 años
Porcentaje de descarga con relación a la capacidad máxima de energía que puede retener, en condiciones óptimas.	50 %	80 %
Temperatura de operación.	-10 a 35 °C	-10 a 45 °C.

Otro dato importante es a nivel de infraestructura, las baterías del tipo OPzV ocupa mayor espacio físico que la LiFePo4, es decir, el OPzV posee mayor valor de kWh/m^2.

Según la evaluación realizada, la tecnología de batería de LiFePo4 posee un LCOS menor a la de tipo OPzV en donde se puede comentar lo siguiente:

- El CAPEX del OPzV es menor al LiFePo4, aproximadamente es un 31,5 % del valor del LiFePo4.
- Si se tiene en cuenta la energía útil, es decir, la energía que puede suministra la batería a la unidad militar en condiciones optimas de operación, el LiFePO4 posee un CAPEX de 76 $/kWh menor al OPzV. Para este caso el valor de CAPEX del OPzV aproximadamente se suplica con relación a la capacidad de retención de energía.
- Si el análisis es en un periodo menor a los 15 años de operación del banco de baterías, las baterías LiFePo4 no posee gastos asociados al reemplazo de las baterías y posee un valor residual mayor al del OPzV.
- A nivel disponibilidad de mercado, el LiFePo4 posee plazos de entrega de entre 30 a 90 días y el OPzV posee plazos no menores a 6 meses y no se encuentra disponible en los mercados de la región.

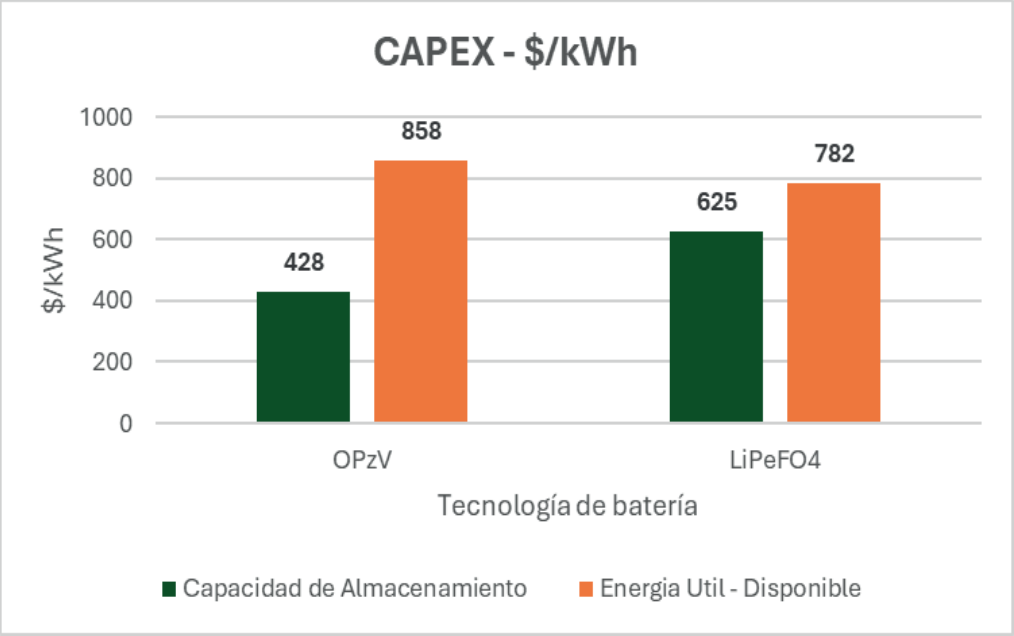


Fig. 6. Comparativo del CAPEX en $/kWh entre las baterías OPzV y LiFePo4.

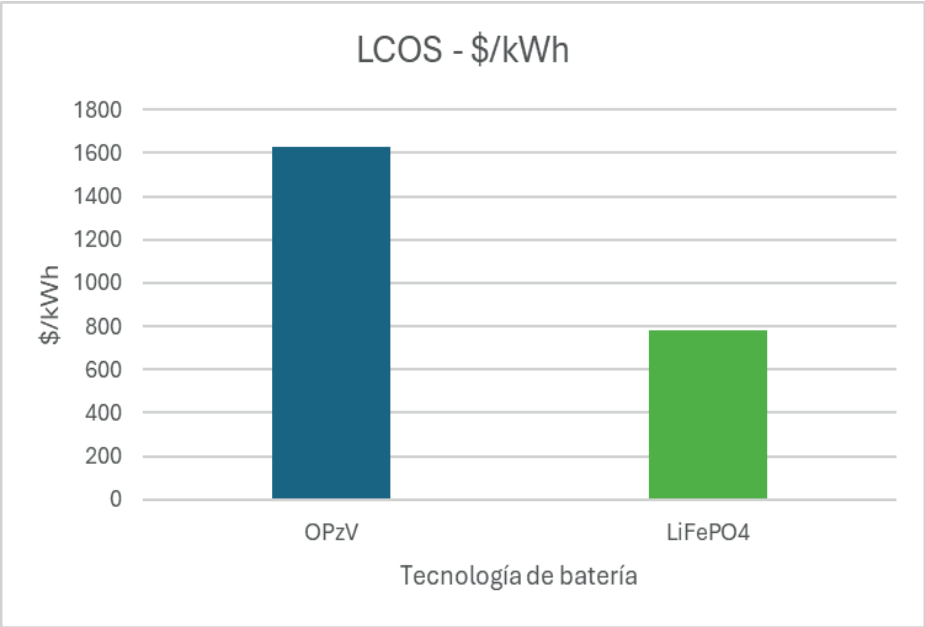


Fig. 7. Comparativo del LCOS en $/kWh entre las baterías OPzV y LiFePo4.

4. CONCLUSIÓN

Utilizar el Costo Nivelado de Almacenamiento de Energía – LCOS como herramienta de análisis permite una comparación precisa y objetiva de las diferentes tecnologías de almacenamiento de energía porque permite evaluar condiciones particulares en las que será utiliza la energía suministrada por la batería y características propias de las mismas, como el ciclo de vida o el valor residual.

Para evaluar la tecnología de baterías a ser utilizado en el sistema de generación fotovoltaica de la 5ta División de Infantería, los técnicos de la FPTI-PY desarrollaron una metodología que tuvo en cuenta datos técnicos/infraestructura del sistema de generación actual de la 5ta División de Infantería, relevamiento de datos técnicos de las baterías seleccionadas, estudio de mercado, simulación de funcionamiento de la batería y análisis técnico/financiero donde se definieron criterios técnicos y financieros como la eficiencia del Ciclo de Carga/Descarga o el Costo Capital para la adquisición de la batería.

Los resultados de la evaluación indican que la batería de LiFePo4 se destacan como la opción técnica y financieramente más viable para aplicaciones que requieren alta densidad de energía y ciclos de vida largos. A pesar de poseer un CAPEX de aproximadamente 73 % superior a la batería OPzV, el LiFePo4 posee una capacidad de descarga del 80 %, es decir, posee una mayor disponibilidad de suministro de energía que la batería OPzV lo que su valor de CAPEX sea menor 76 $/kWh menor al OPzV. En contraste, las baterías del tipo OPzV siguen siendo una opción viable en aplicaciones donde el costo inicial es una restricción significativa y la eficiencia energética es menos crítica.

5. CITAS BIBLIOGRAFICAS

[1] F. Lindstrom, G. Riveros, "Análisis de sensibilidad para sistemas fotovoltaicos conectados al SIN de la región occidental del Paraguay" XIV SESEP Seminario del Sector Electrico Paraguayo – CIGRE, Asunción, 2022.

[2] Proyecto "Actualización y ampliación de sistemas de generación de energía eléctrica para unidades militares. Itaipu Binacional – Parque Tecnologico Itaipu Paraguay, Hernandarias, 2023.

[3] Informe Técnico Auditoria Energetica – 5ta División de Infantería, Hernandarias, 2023.

[4] Informe Técnico Estudio de Técnologias de Baterías Eletroquiemicas para sistemas fotovoltaicos – 5ta División de Infatería, Hernandarias, 2024.

[5] A. Santillan, Estudio de la incorporación de baterías a sistemas fotovoltaicos, Barcelona, 2016.

[6] Levelized Cost of Storage - LCOS. Office of Indian Energy - US Department of Energy, Estados Unidos, 2021.

[7] A. Castejon y G. Santamería, *Instalaciones Solares Fotovoltaicas.* Madrid: Editex, 2018.

[8] Diseño de Ingenieria, Plan de Construcción y Modelo O&M para proyectos de Energía Renovable. Organización Latinoamericana de Energía - OLADE, Quito, 2019.

[9] Reglamento de Coordinación y Operación – Sistemas de Almacenamiento. Comisión Nacional de Energía - Ministerio de Energía de Chile, Santiago, 2017.

[10] C. Luersen, O. Gandhi, T. REindl, c. Sekhar, "Levelised Cost of Storage (LCOS) for solar-PV-powered cooling in the tropics", Elieser, Singapur, 2019.

[11] S. Dong, E. Kremers, M. Brucoli, R. Rothman, S. Brown, "Improving the feasibility of household and community energy storage: A techno-enviro-economic study for the UK", Renewable & sustainable energy reviews, British Library Serials, Londres, 2020.

[12] A. Jana, P. Banerji, "Urban Science and Engineering", Springer ANture Singapure, Singapur, 2021.

[13] Utility-Scale Battery Storage. National Renewable Energy Laboratory - US Department of Energy, Estados Unidos, 2024.

[14] Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update. National Renewable Energy Laboratory - US Department of Energy, Estados Unidos, 2024.

[15] Ernergy Storage Cost and Performance Database LCOS Estimates. National Laboratory - Pacific Northwest, Estados Unidos, 2024.

[16] Lincai, Bowen, Kui, Meng, Qing, Yanli, Bin, Guowei, Chengshan. "Comparative techno-economic analysis of large-scale renewable energy storage technologies". Energy and AI, Elsevier, Vol. 14, 2023.

[17] O. Schmidt, S. Melchior, A. Hawkes, I. Staffell, "Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies". Joule, Elsevier, Vol 3, 2019.

[18] Achieving the Promise of Low-Cost Long Duration Energy Storage. Energy Earthshots Storage - US Department of Energy, Estados Unidos, 2024.

[19] Top 10 Energy Storage Trends in 2023. Bloomberg, New York, 2023.

Comité de Estudios C6 - Sistema de Distribución Activa y Recursos Energéticos Distribuidos.

EVALUACIÓN ÓPTIMA DE GESTIÓN DE GENERACIÓN HÍBRIDA EN MODO AISLADO

T.E. HERNÁNDEZ*
ÓTIMO INGENIERÍA
Argentina
tulio.hernandez@otimo-eng.com

M.F. TORRES
UNIVERSIDAD DEL CHUBUT
Argentina
mftorres@udc.edu.ar

V.Y. CASTRO
UNIVERSIDAD DEL CHUBUT
Argentina
vycatro@udc.edu.ar

Resumen *– Este estudio propone una metodología para evaluar el diseño un sistema de generación de energía renovable híbrida en modo aislado mediante la optimización de los costos de operación y mantenimiento utilizando la técnica de optimización por enjambre de partículas a partir de histórico del recurso renovable en la comunidad de Telsen en la Provincia de Chubut, Argentina. El sistema de generación de energía renovable híbrida está integrado por paneles solares, sistema de baterías y generación diésel para suplir la demanda actual.*

Palabras-clave: Generación de energía renovable hibrida, conexión aislada, optimización.

1 INTRODUCCIÓN

El uso de energía renovables para garantizar un suministro de energía eléctrica en comunidades aisladas representa una solución que minimiza el impacto ambiental y los costos necesarios para grandes inversiones en la transmisión de energía eléctrica. [1].

Actualmente, la comunidad de Telsen ubicada en la Provincia de Chubut en Argentina, presenta un sistema eléctrico basado en generadores diésel, cuya operación y mantenimiento representa una actividad compleja y representa un servicio que requiere de mejoras para un elevado desempeño, por esta razón surge la necesidad de planificar un proyecto que permita suministrar energía eléctrica utilizando las fuentes de energías renovables de la zona; una de las características de la zona es las condiciones variables durante el año de los recursos, ante este panorama se presentan diversas alternativas, en función de evaluar un esquema y dimensionamiento óptimo de equipos, se propone realizar un estudio con base a los datos de los recursos durante un año y su valores de consumo de energía para aplicar mediante herramientas de simulación estudios de optimización que de como resultado un escenario óptimo del sistema.

Las técnicas de optimización aplicadas a la planificación de sistemas de generación híbrida han sido realizadas en múltiples investigaciones y se tienen aplicaciones particulares que permiten estimar los valores; sin embargo, una técnica que ofrece un proceso de convergencia rápido está basada en la técnica de enjambre de partículas como se plantea en [2], [3].

En el siguiente trabajo, se desarrolla una metodología basada en los datos de los recursos renovables y los requerimientos de energía para la comunidad de Telsen, se definen los costos de operación y mantenimiento considerando las condiciones para el desarrollo de actividades como mantenimientos, suministro de equipos y movilización en la zona, se define una función de costos para determinar la cantidad de equipos principales asociados a un sistema de generación híbrida mediante una solución óptima usando el algoritmo de optimización de enjambre de partículas (PSO), en los resultados presentados se evalúa el posible escenario de operación de los equipos permitiendo definir planes de operación y mantenimiento o sirven como base para evaluar el diseño y toma de decisiones durante la etapa de ejecución de proyectos.

2 RECURSOS RENOVABLES

La comunidad de Telsen es una localidad ubicada en el interior de la provincia de Chubut, en la región de la Patagonia, Argentina; sus coordenadas geográficas son 43°00’ S 66°00’ O. Fue fundada a principios del siglo XX y se desarrolló como un poblado en medio de la estepa Patagónica, siendo un punto clave para los habitantes de la zona rural circundante, debido a su ubicación cercana a las ciudades de mayor población de Chubut. En el censo del año 2022 la localidad posee una población aproximada de 1.100 habitantes.

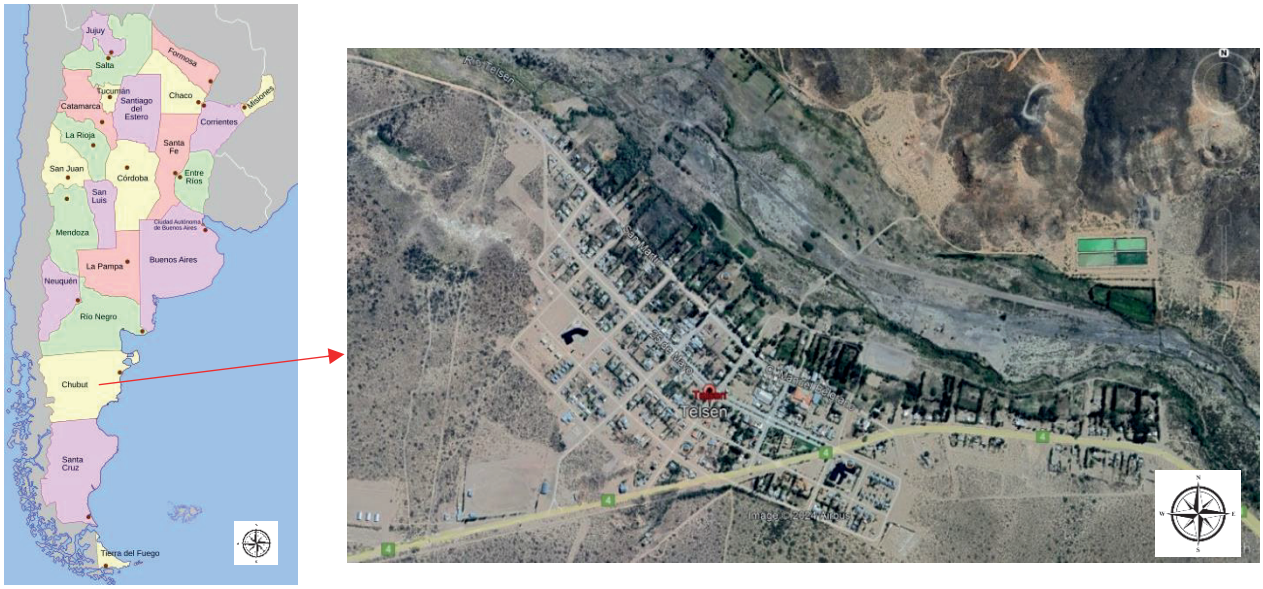


Fig. 1: Ubicación geográfica de la comunidad de Telsen en Argentina.

En la Fig. 2, se presentan los valores de irradiancia solar promedio para cada hora, los datos de temperatura en la Fig. 3, varía entre los -5°C y 42°C. La data es referenciada del web site de la NASA durante el año 2023.

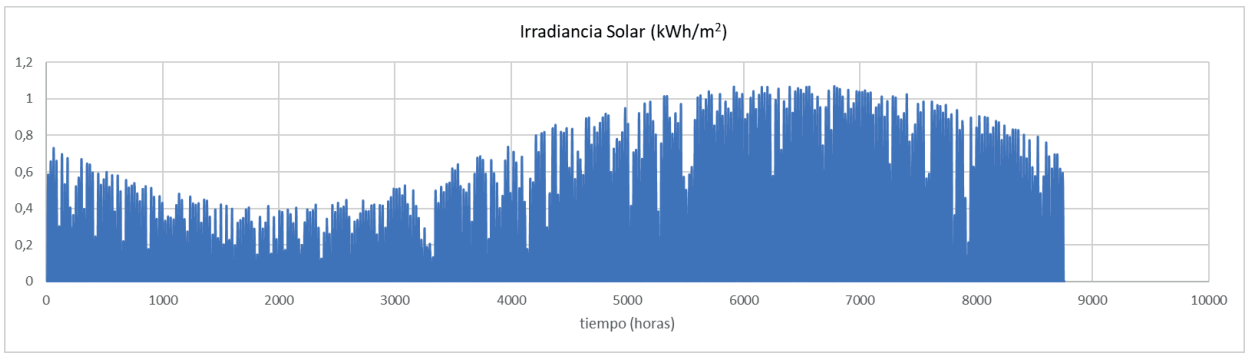


Fig. 2: Data de irradiancia solar año 2023 en Telsen.

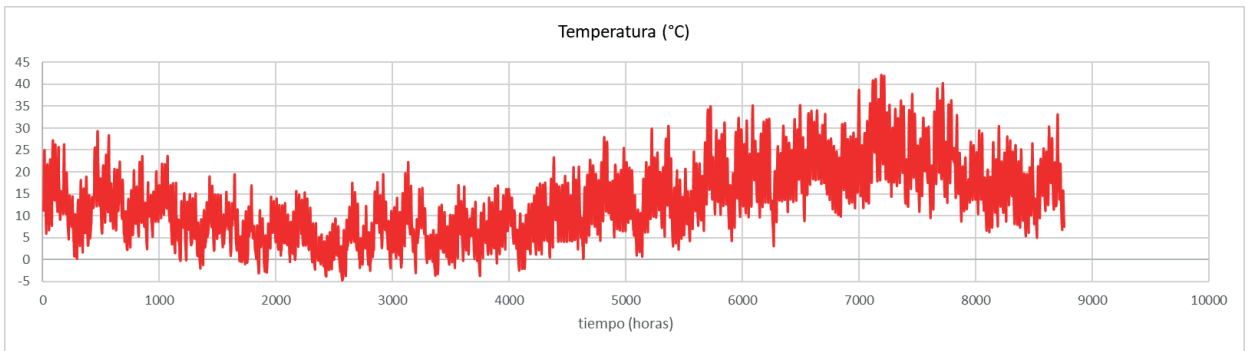


Fig.3: Data de irradiancia temperatura año 2023 en Telsen.

La estimación de los recursos renovables debe satisfacer un valor promedio de demanda constante anual de 100 kW.

3 SISTEMA DE GENERACIÓN HÍBRIDA

El sistema de generación híbrida está integrado por un sistema de generación solar, baterías y generación diésel. Las ecuaciones de potencia asociada a cada equipo se describen a continuación,

3.1 Generación Solar

La potencia suministrada por cada panel fotovoltaico se calcula a partir de las variables estimadas de irradiancia solar y temperatura; así mismo, el valor de eficiencia y dimensiones del panel solar.

$$P_{PV}(t) = A_{PV} G(t)\{\eta_{STC}[1 + \alpha_P(T_c(t) - T_{c,STC})]\} \quad (1)$$

$$T_c(t) = T_a(t) + \frac{(NOCT - 20)}{0{,}8} . G(t) \quad (2)$$

Donde:

P_{PV}(t): Potencia de salida del panel fotovoltaico (kW),

η_{STC}: Eficiencia del panel solar a una temperatura de 25°C y el valor de irradiancia máxima,

α_P: Factor de relación de eficiencia en paneles solares policristalinos de -0,0035 1/°C,

G(t): Irradiancia solar en kW/m^2,

A_{PV}: Superficie del panel solar en m^2,

$T_{C,TSC}$: Temperatura del panel fotovoltaico bajo condiciones de prueba standard (STC) de 25ºC,

T_c (t): Temperatura estimada del panel fotovoltaico en ºC, de acuerdo con la Ec. (2),

T_a (t): Temperatura amiente en ºC,

NOCT: Temperatura de operación nominal del panel fotovoltaico de 46ºC.

El modelo de panel fotovoltaico utilizado es TSM-771 PC/PA05A (Trinasolar, 2024) de potencia nominal 771 Wp, eficiencia de 15,30%, y área de 1,64 m^2.

3.2 Sistema de baterías

El sistema de baterías cumple la función de almacenaje de energía cuando existe exceso de producción de las fuentes renovables, y durante déficit de renovables permiten el suministro de energía. Por esta razón, resulta importante definir los estados de carga y descarga a partir de las siguientes ecuaciones respectivamente, [4].

$$Btt_s(t) = Btt_s(t-1) * (1-\sigma) + \frac{\left[P_{PV}(t) * n_{pv} - \frac{P_{LOAD}(t)}{\eta_{inv}}\right] * \eta_{ch}}{n_{batt}} \quad (3)$$

$$Btt_s(t) = Btt_s(t-1) * (1-\sigma) - \frac{\left[\frac{P_{LOAD}(t)}{\eta_{inv}} - P_{PV}(t) * n_{pv}\right] * (1/\eta_{disch})}{n_{batt}} \quad (4)$$

Donde,

Btt_s(t): Estado de carga de las baterías cada hora (kW),

Btt_s(t-1): Estado de carga de las baterías en el tiempo *t-1* (anterior) (kW),

σ: tasa de descarga propia de la batería,

P_{LOAD}(t): Potencia de la carga o demanda (kW),

η_{inv}, η_{ch}, η_{disch}: Eficiencia del inversor, de carga y descarga de las baterías, respectivamente.

Las baterías especificadas son del tipo plomo-acido estacionario Moura Clean 12MF220 con una capacidad de 220 Ah y una tensión nominal de 24 V, con eficiencias de carga y descarga del 90% y 100%, respectivamente y una tasa de autodescarga del 0,02% (MOURA, 2021). Los límites del estado de carga viene dados por $Btt_{s,min} \leq Btt_s \leq Btt_{s,max}$. Donde, $Btt_{s,max}$ representa el estado máximo de carga (capacidad nominal) y $Btt_{s,min}$ se refiere al estado mínimo de carga (20 % del estado máximo) de la batería.

3.3 Generador Diésel

La potencia suministrada por el generador diésel sirve como respaldo en el caso que la fuente generación renovable y la descarga de las baterías no pueden suplir la demanda, su valor de operación está limitado a su capacidad nominal de 100kW. Donde, n_{PV} es el número de paneles solares y n_{Btt} cantidad de baterías.

$$P_{GD}(t) = P_{LOAD}(t) - (P_{PV}(t) * n_{PV} + Btt_s(t) * n_{Batt}) \quad (5)$$

4 OPTIMIZACACIÓN DEL SISTEMA

La evaluación óptima consiste en la aplicación del algoritmo de optimización de enjambre de partículas, considerando posibles dimensionamientos de los equipos del sistema de generación híbrida para atender la demanda cumpliendo como objetivo la minimización de los costos de operación y mantenimiento del sistema.

4.1 Algoritmo de enjambre de partículas.

El método de optimización de enjambre de partículas (PSO) por sus siglas en inglés, se origina en el año 1.995 por los investigadores Kennedy y Eberhart [7], es una técnica de inteligencia artificial que relaciona dos teorías, la de algoritmos genéticos y estrategias evolutivas; resulta muy eficiente en la búsqueda de valores óptimos con múltiples funciones objetivos, su principio de búsqueda con posibles soluciones definidas como partículas dentro de un enjambre o comunidad, que evolucionan hacia una solución global mediante vectores de velocidad que asocian principios de cooperación entre las propias partículas y competencia en la comunidad.

De forma específica, se puede mostrar en la Figura 4, se puede representar el algoritmo PSO aplicado a la solución de optimización en un plano bidimensional, es decir dos variables a optimizar, en donde podemos ver una partícula ***j*** que está definida por un vector de posición x_j (solución de la variables) en la iteración k, el vector de mejor posición de la partícula k esta dado por la mínima función objetivo de dicha posición ($pbest_j$); y el vector de mejor partícula global (*gbest*) que es con relación a todo el enjambre la mejor solución obtenida. Luego, la actualización de la nueva posición está asociado a un vector de velocidad v_i, que considera la resultante entre la mejor posición de la partícula y el mejor global, esta se complementa con factores de peso aleatorios (α,β) y factores de inercia (c_1,c_2,ω), para incorporar la incertidumbre en los resultados.

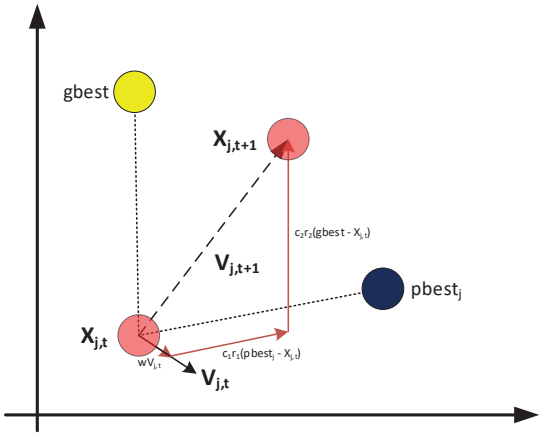


Fig. 4: Representación gráfica de algoritmo de PSO (caso de dos variables).

$$x(k) = \{x_1, x_2, \dots, x_j, \dots, x_n\} \quad x_i \in \mathbb{R}^2 \quad (6)$$

$$v_i(k+1) = \omega v_i(k) + c_1\alpha(pbest_i - x_i(k)) + c_2\beta(gbest - x_i(k)) \ \forall\, i = 1 \dots n \quad (7)$$

$$x_i(k+1) = x_i(k) + v_i(k+1) \ \forall\, i = 1 \dots n \quad (8)$$

El procedimiento del algoritmo de enjambre de partículas comprende una fase de inicialización, actualización iterativa, que se describen a continuación:

- Inicialización, en esta etapa de definen los parámetros de ajuste del algoritmo como número de partículas, máximo de iteraciones, coeficientes de inercia y factores de peso. Los límites máximo y

mínimo del vector de posición *x* y velocidad *v*. El vector de posición inicial representado por una distribución normal entre los valores máximo y mínimo. El vector de velocidad inicial es ajustado a cero. Para cada partícula, se evalúa la función objetivo definen los valores de mejor posición (*pbest*) y mejor global (*gbest*).

- Actualizar el vector de posición ***x*** para la siguiente iteración a partir de los vectores de velocidad (*v, gbest y pbest*). Verificar los límites del vector posición y velocidad.
- Evaluar la función objetivo para actualizar los valores de *pbest, gbest,* con estos valores volver al paso 2, hasta cumplir el criterio de convergencia o alcanzar el máximo de iteraciones.

4.2 Enjambre de partículas aplicado a sistema de generación distribuida

La técnica de enjambre de partículas considera como vector posición *x* de la partícula el dimensionamiento del número de paneles fotovoltaicos n_{PV} y baterías n_{Btt}. Los límites del vector posición están establecidos por el máximo de equipos a instalar. [5].

$$x(k) = \{x_1, x_2, \dots, x_j, \dots, x_n\} \quad x_i \in \mathbb{R}^2 \tag{9}$$

$$x_i(k) = [n_{PV,i} \;\; n_{Btt,i}] \;\; \forall\, i = 1 \dots n \tag{10}$$

$$x_{i,min}(k) \leq x_i(k) \leq x_{i,max}(k) \;\; \forall\, i = 1 \dots n \tag{11}$$

Tabla I: Límites de cantidades de equipos en el sistema de GERH

Tipo de GERH	$x_{i,min}$	$x_{i,max}$
Paneles fotovoltaicos (n_{PV})	0	1000
Baterías (n_{Btt})	10	80

Para inicializar los valores de posición de la partícula fue utilizada una distribución normal aleatoria entre los valores mínimos y máximos usando la función *randi* de MATLAB. Los límites del vector velocidad, son ajustados al ±20% de la diferencia entre el valor máximo y mínimo de cada posición.

$$v_{i,max(k)} = 0{,}2(x_{i,max}(k) - \; x_{i,min}(k)) \tag{12}$$

$$v_{i,min(k)} = \; -v_{i,max(k)} \tag{13}$$

Los parámetros de ajuste del algoritmo PSO se presentan en la Tabla II. En el caso de los valores de los factores de peso aleatorios α,β se encuentran entre 0 y 1.

Tabla II. Parámetros de PSO aplicado al sistema de GERH

Parámetro PSO	**Valor**
Número de partículas (n)	100
Número de iteraciones máximo	30
Factor de inercia de velocidad (ω)	1
Factor de peso de pbest (c_1)	1,5
Factor de peso de gbest (c_2)	2,5

La función objetivo del problema de dimensionamiento óptimo es minimizar el costo anual (CT) que comprende el costo de inversión (C_{inv}), el costo de operación y mantenimiento (C_{om})) y el costo de combustible consumido por el generador diésel (C_F) [16] durante un período de 8767 horas durante un año.

$$J = \; min\{CT\} = \; min\{\, C_{inv} + C_{om} + C_F\} \tag{14}$$

El costo de inversión considera los costos de cada equipo, la cantidad de equipos, el factor de recuperación de capital (*CRF*) y las potencias nominales de cada equipo. En el caso particular, de las baterías que poseen una vida útil menor a los otros componentes, se debe ajustar su valor presente neto (C_{Bttp}) .

$$C_{inv} = CRF * (C_{PV} * n_{PV} * P_{PV,n} + C_{Bttp} * n_{Btt} * Btt_{s,n} + C_{DG} * P_{DG,n}) \tag{15}$$

Donde,

CRF: Factor de recuperación de capital,
C_{PV}: Costo de panel fotovoltaico (US$/kW),
C_{Bttp}: Costo de batería a valor presente neto (US$/kWh),
C_{GD}: Costo de generador diésel (US$/kW).

$$CRF = \frac{ir(1+ir)^m}{(1+ir)^m-1} \; ; \; ir = \frac{i-f}{1+f} \tag{16}$$

$$C_{Btt}^p = C_{Btt}\left(1 + \frac{1}{(1+ir)^5} + \frac{1}{(1+ir)^{10}} + \frac{1}{(1+ir)^{15}}\right) \tag{17}$$

Considerando que *ir* es la tasa de interés anual, *m* es la vida útil de los equipos, *i* es la tasa de interés nominal se asume del 4%, *f* es el índice de inflación acumulada en 0,5%.

Los costos de operación y mantenimiento anuales vienen definidos por la siguiente ecuación, donde se desprecian los valores asociados a las baterías

$$C_{om} = C_{OM,PV} * n_{PV} * P_{PV,n} + C_{OM,GD} * P_{DG,n} \tag{18}$$

En relación con los coeficientes de costos tanto de la inversión como de la operación y mantenimiento, son mostrados en la siguiente tabla.

Tabla III. Coeficientes de costos de inversión y O&M

Descripción	Valor
Costo de inversión generación solar C_{PV}	2.000 US$/kW
Costo de inversión baterías C_{btt}	130 US$/kWh
Costo de inversión generador diésel C_{DG}	850 US$/kW
Costo de O&M generación solar $C_{OM,PV}$	7,4 US$/kW
Costo de O&M de generador diésel $C_{OM,GD}$	0,3 US$/kW

Los costos de combustible diésel son calculados a partir de la potencia del generador diésel instantánea y su valor de potencia nominal.

$$C_F = C_f \sum_{t=1}^{8767} (\alpha_{GD} * P_{GD}(t) + \beta_{GD} * P_{DG,n}) \tag{19}$$

Donde,
Cf: Costo del diésel por litro (1,18 US$/lt),
α_{GD}: coeficiente de la curva de consumo (0,246 lt/kWh),
β_{GD}: coeficiente de la curva de consumo (0,08145 lt/kWh)
P_{GD}: Potencia generación diésel de acuerdo con la Ec. 6.

5 SIMULACION Y RESULTADOS

El algoritmo de enjambre de partículas fue desarrollado en MATLAB, usando una aplicación APP denominada ODH cuya interfaz es mostrada en la Fig. 5, donde los datos de entrada se encuentran en un archivo de Excel, con los datos asociados a los recursos renovables, equipos, parámetros de la función objetivo y del algoritmo de optimización. En la Tabla IV, se presenta un resumen de los principales resultados obtenidos por la aplicación.

Tabla IV: Diseño óptimo de sistema de GERH.

n_{PV}	n_{Batt}	J (k$/yr)	n_{part}	$iter_{max}$	t_{ejec} (seg)
596	20	291,7	200	40	116,3

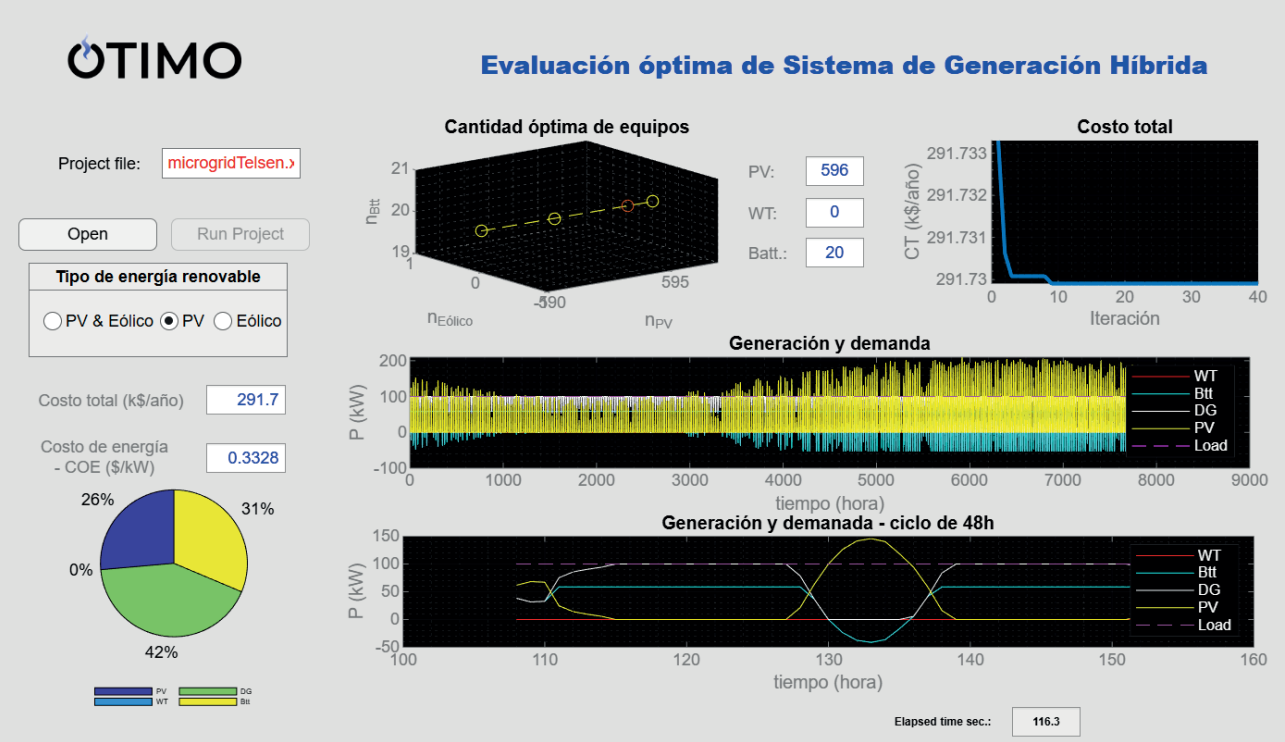


Fig. 5: Resultados obtenidos por la APP ODH de MATLAB para la optimización de sistemas de generación híbrida.

El costo de energía está representado por el valor de J en función de la energía suministrada por hora, como se muestra en la siguiente ecuación.

$$COE = \frac{J}{E} = \frac{291{,}7\frac{k\$}{año}}{100\ kW * 8767\ h} = 0{,}3328\ \$/kWh \tag{20}$$

La energía renovable tiene una participación del 58% proporcionando un ahorro significativo en el uso de generación diésel.

6 CONCLUSIONES

Esta metodología permite dimensionar de forma óptima del sistema de generación hibrida en modo de operación aislada de la red a ser implementado en la comunidad de Telsen para suplir una demando promedio de 100kW. El algoritmo de optimización de enjambre de partículas PSO presenta una rápida convergencia al óptimo global con un número de 200 partículas y un número máximo de 30 iteraciones.

El dimensionamiento óptimo considera como objetivo los costos de inversión, de operación y mantenimiento y del uso del combustible.

La implementación representa un ahorro para la comunidad en el costo del combustible, y la logística necesaria producto de la dificultad para movilizarse a la comunidad.

REFERENCIAS

[1] Agajie, T. F., Ali, A., Fopah-Lele, A., Amoussou, I., Khan, B., Velasco, C. L. R., & Tanyi, E. (2023). A comprehensive review on techno-economic analysis and optimal sizing of hybrid renewable energy sources with energy storage systems. Energies, 16(2), 642. doi:https://doi.org/10.3390/en16020642

[2] Karve, G. M., Kurundkar, K. M., & Vaidya, G. A. (2019). Implementation of analytical method and improved particle swarm optimization method for optimal sizing of a standalone PV/wind and battery energy storage hybrid system.

[3] El Boujdaini, L., Mezrhab, A., Moussaoui, M. A., Jurado, F., & Vera, D. (2022). Sizing of a stand-alone PV–wind–battery–diesel hybrid energy system and optimal combination using a particle swarm optimization algorithm. *Electrical Engineering, 104*(5), 3339-3359. Doi :https://doi.org/10.1007/s00202-022-01529-0

[4] Maleki, A. (2022). Optimization based on modified swarm intelligence techniques for a stand-alone hybrid photovoltaic/diesel/battery system. *Sustainable Energy Technologies and Assessments, 51*, 101856. doi:https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101856

[5] He, Y., Guo, S., Dong, P., Zhang, Y., Huang, J., & Zhou, J. (2023). A state-of-the-art review and bibliometric analysis on the *sizing* optimization of off-grid hybrid renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 183*, 113476. doi:https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113476

[6] Ahmed, M. M., Das, B. K., Das, P., Hossain, M. S., & Kibria, M. G. (2024). Energy management and sizing of a stand-alone hybrid renewable energy system for community electricity, fresh water, and cooking gas demands of a remote island. *Energy Conversion and Management, 299*, 117865. doi:https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117865

[7] Kennedy, J., & Eberhart, R. (1995). Particle swarm optimization. Proceedings of ICNN'95-International Conference on Neural Networks; 1995; Perth, WA, Australia; Vol 4, pp. 1942-1948. doi:10.1109/ICNN.1995.488968

[8] Maleki, A., & Askarzadeh, A. (2014). Optimal sizing of a PV/wind/diesel system with battery storage for electrification to an off-grid remote region: A case study of Rafsanjan, Iran. *Sustainable Energy Technologies and Assessments, 7*, 147-153. doi:https://doi.org/10.1016/j.seta.2014.04.005

Comité de Estudios C6 – Sistema de Distribución Activa y Recursos Energéticos Distribuidos.

IMPLEMENTACIÓN EN ENTORNO RTDS DE UN BANCO DE PRUEBAS PARA CONVERTIDORES DC-DC APLICADOS EN MICRORREDES ELÉCTRICAS UTILIZANDO CONTROLLER HARDWARE-IN-THE-LOOP (CHIL).

M.P. GONZALEZ*
Instituto de Energía Eléctrica-UNSJ-CONICET
Argentina
melipgonzalez.mg@ieee.org

A.J. ESCOBAR
Instituto de Energía Eléctrica-UNSJ-CONICET
Argentina
alberto.j.escobar@ieee.org

M. G. MOLINA
Instituto de Energía Eléctrica-UNSJ-CONICET
Argentina
mmolina@iee-unsjconicet.org

Resumen *– El presente trabajo propone la implementación de un banco de pruebas para convertidores DC-DC Buck-Boost utilizados como interfaz de baterías en microrredes eléctricas, utilizando la técnica de Controller Hardware-in-the-Loop (CHIL) en un entorno de simulación en tiempo real (RTDS). El objetivo es evaluar el comportamiento del convertidor mediante control en lazo cerrado con algoritmos PI, asegurando pruebas seguras sin comprometer el hardware. Estos convertidores permiten la bidireccionalidad entre baterías y el DC-Link, facilitando la integración de dispositivos de almacenamiento y generación de energía en microrredes. El uso de un RTDS basado en el simulador OPAL-RT permite mejorar la precisión de las pruebas, evita la necesidad de microcontroladores adicionales y permite evaluar escenarios operativos diversos. Además, ayuda a detectar fallas antes de la implementación real, garantizando estabilidad y optimización en redes basadas en fuentes de energías renovables. El enfoque propuesto contribuye al desarrollo de estrategias de control innovadoras para microrredes sostenibles y resilientes.*

Palabras clave: Microrredes Eléctricas, Simulación Digital en Tiempo Real (RTDS), Controller-Hardware-in-the-Loop (CHIL), Convertidor DC-DC Buck-Boost, Banco de Ensayos, MATLAB/Simulink, Hypersim (OPAL-RT).

1 INTRODUCCIÓN

La integración eficiente de fuentes de energía renovable (FERs) en microrredes eléctricas demanda el uso de convertidores de potencia avanzados capaces de mantener la estabilidad y el equilibrio de energía bajo condiciones variables. Los convertidores de corriente continua DC-DC son circuitos electrónicos de potencia que modifican (aumentan o reducen) el nivel de tensión de una fuente de energía, siendo el equivalente de un transformador electrónico para corriente continua. Además, tienen el rol de regular de tensión, manteniendo un valor constante de salida a pesar de las fluctuaciones de la corriente de carga o de la fuente de tensión. En el presente caso de estudio, se utilizan para integrar a la microrred componentes tales como baterías, generadores o cargas de DC, dada su eficiencia en la reducción de las etapas de conversión, mientras aseguran calidad e independencia de la red de distribución. En la mayoría de los casos se utiliza una topología de convertidor DC-DC Buck-Boost de cuatro cuadrantes, debido a su capacidad para reducir o elevar tensión según el ciclo de trabajo y su capacidad de operación bidireccional. Esto resulta de suma importancia cuando se implementan como interfaz electrónica con el DC-Link de bancos de baterías (carga y descarga). Estas últimas son de vital importancia dado que almacenan la energía que suministran a la red cuando la microrred así lo requiere.

En este trabajo se propone la implementación de un banco de pruebas para convertidores DC-DC Buck-Boost utilizados como interfaz de baterías en microrredes eléctricas, aplicando la técnica de Controller Hardware-in-the-Loop (CHIL) en un entorno de simulación digital en tiempo real (RTDS) basado en el simulador OPAL-RT. El objetivo es simular el entorno de operación del convertidor y de esta forma realizar un control a lazo cerrado empleando algoritmos de control PID en el simulador en tiempo real. Se propone esta metodología de operación por ser una herramienta robusta para comprobar el funcionamiento de los convertidores DC-DC en

* Av. Libertador Gral. San Martin Oeste 1109 – Capital San Juan Argentina CP:5400 – melipgonzalez.mg@ieee.org

entornos reales, sin comprometer la seguridad del hardware, lo cual vuelve al enfoque CHIL una herramienta ideal para pruebas seguras y detalladas.

La utilización de las herramientas provistas por OPAL-RT permiten lograr una alta precisión en la evaluación del comportamiento del sistema, lo que facilita reproducir diferentes escenarios de operación de los convertidores DC-DC Buck-Boost sin poner en riesgo el equipamiento físico y permite una mayor flexibilidad a la hora de ajustar los parámetros de control en tiempo real. Además, este enfoque elimina la necesidad de utilizar microcontroladores entre los convertidores y la red DC-Link para el control y optimización de sus parámetros, favoreciendo el diseño de diversos convertidores con distintas características, sin necesidad de modificar el hardware de control. Finalmente, el uso de OPAL-RT para realizar el control y la simulación en tiempo real simplifica considerablemente el proceso de prueba, mejorando la confiabilidad de los resultados y reduciendo los riesgos asociados a la validación del hardware.

El sistema propuesto no solo ofrece una plataforma robusta para la investigación y desarrollo de convertidores DC-DC Buck-Boost, sino que además fortalece el diseño de estrategias de control innovadoras que permitan una mayor integración de fuentes renovables en microrredes eléctricas, donde es esencial mantener la estabilidad de los sistemas de energía bajo condiciones operativas variables, contribuyendo al desarrollo de redes eléctricas más sostenibles y resilientes.

2 CONCEPTOS DE MICRORREDES ELECTRICAS

2.1 Microrred Eléctrica

Las microrredes son, esencialmente, sistemas de distribución en media o baja tensión con límites claramente definidos que actúan como una sola entidad controlable con respecto a la red principal y que incorporan fuentes de generación distribuida (GD) especialmente basadas en energías renovables, así como dispositivos de almacenamiento de energía y demanda eléctrica local. La microrred puede ser operada tanto en de forma autónoma como conectada a la red eléctrica principal. Las unidades antes mencionadas pueden clasificarse según su corriente de salida en fuentes de corriente continua (DC) como paneles fotovoltaicos y baterías o bien fuentes de corriente alterna (AC), tales como turbinas eólicas o microturbinas hidráulicas. Esto deriva principalmente en tres tipos de barras o buses de tensión principal de las microrredes: acoplados a AC, acoplados a DC y con acoplamiento híbrido, siendo los segundos los más utilizados. A su vez, la conexión entre las unidades y el bus puede ser directa o a través de convertidores de potencia (convertidores DC-DC, convertidores DC-AC o inversores, convertidores AC-DC o rectificadores y convertidores AC-AC o transformadores). Un ejemplo esquemático de microrred eléctrica se presenta en la Figura 1.

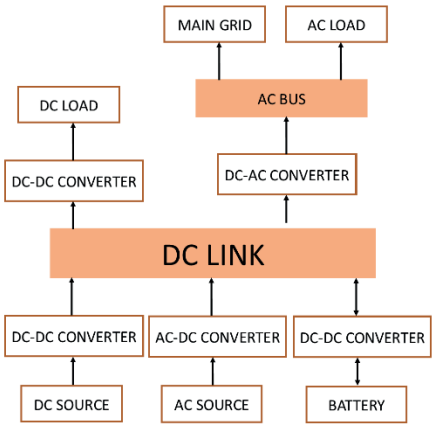


Fig. 1. Microrred eléctrica

2.2 Convertidor DC-DC Buck-Boost

Los convertidores DC-DC son componentes esenciales en sistemas eléctricos de potencia modernos, dado que actúan como interfaz electrónica de potencia entre la red de corriente alterna y los componentes de generación y demanda para lograr una transferencia de energía de un nivel de tensión a otro con gran eficiencia. Particularmente, el convertidor Buck-Boost que se muestra en la Fig. 2 es un convertidor DC-/DC

amplificador-reductor (según el valor del ciclo de trabajo), el cual se seleccionada en este trabajo para realizar el intercambio bidireccional de energía entre la barra de DC (o DC Link) del inversor y los bancos de baterías. Esto permite realizar la carga y descarga eficiente de las baterías de acuerdo con el requerimiento del sistema de control.

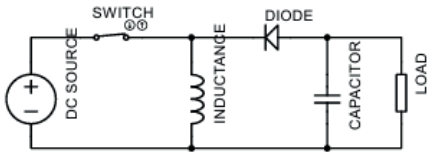


Fig. 2-(a). Convertidor DC-DC Buck-Boost en modo ON

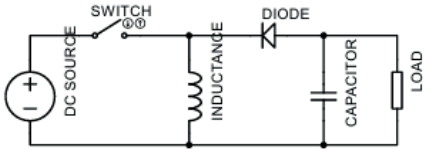


Fig. 2-(b). Convertidor DC-DC Buck-Boost en modo OFF

Particularmente la configuración elegida para este trabajo es del tipo Half Bridge o Medio Puente. Su diagrama esquemático es el que se muestra a continuación en la Fig. 3, donde se encuentran los transistores IGBT como elementos de conmutación, los diodos a modo de protección para que la corriente circule siempre en el mismo sentido, el inductor y dos fuentes de tensión en representación del DC Link y de la batería.

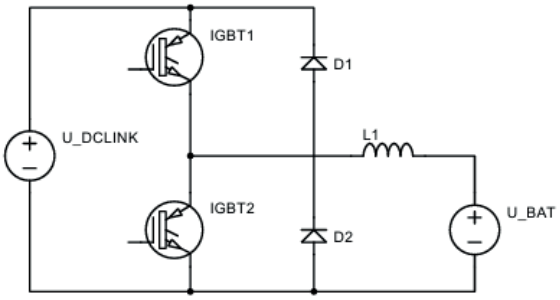


Fig. 3. Modelo simplificado del Convertidor DC-DC Buck-Boost

2.3 Control Hardware-In-the-Loop (CHIL)

Control Hardware-In-the-Loop (CHIL) es una metodología de control en la que el controlador interactúa con el sistema simulado en tiempo real, permitiendo evaluar el comportamiento bajo condiciones extremas o eventos críticos sin dañar el hardware. La capacidad de simulación de sistemas eléctricos de potencia permite al RTDS reducir costos y optimizar el desarrollo.

2.4 Simulador Digital OPAL-RT e HYPERSIM

OPAL-RT es un simulador digital de tiempo real o RTDS utilizado para implementar pruebas CHIL provisto por OPAL-RT Technologies Inc. El mismo funciona con dos plataformas de modelado: RT-LAB e HYPERSIM, ambos softwares propietarios que requieren licencia para su uso. Estos entornos permiten integrar controladores digitales y evaluar su desempeño en tiempo real, asegurando una transición fluida desde la simulación hasta la implementación física. El presente trabajo se ha implementado utilizando el modelo de OPAL-RT OP4610xg (Fig. 4) con el software HYPERSIM, el cual conforma la plataforma de modelado para sistemas de potencia, logrando simular convertidores con alta fidelidad. Cabe aclarar que el hardware interactúa en un bucle cerrado (loop) en todo momento y en tiempo real con la simulación.



Fig. 1. Simulador OPAL-RT OP4610xg

3 IMPLEMENTACIÓN DEL BANCO DE PRUEBAS

El circuito de control que se plantea es el esquematizado en la Fig. 5, en donde puede observarse el bucle cerrado (loop). El convertidor DC-DC Buck-Boost recibe las señales de control del simulador en tiempo real y permite la carga o descarga de la batería. La señal de realimentación es la medición de tensión de la batería, lo que va a indicar cómo debe controlar el sistema.

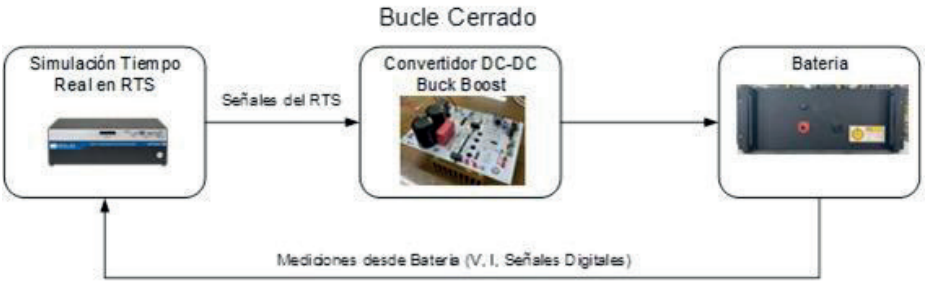


Fig. 2. Bucle cerrado de control

3.1 Cálculo y Diseño

El diseño de la placa de circuito impreso o PCB se realiza utilizando el software Eagle, de Autodesk, principalmente por las razones que se sintetizan a continuación:

- Contiene numerosos modelos de componentes, diversas marcas y libre acceso.
- Permite el diseño esquemático del circuito y luego el diseño de PCB, con la posibilidad de diseñar circuitos de múltiples capas.
- Ofrece herramientas para simular circuitos y verificar errores antes de la fabricación, mejorando la precisión y reduciendo costos.

El objetivo es desarrollar el PCB a partir del esquema eléctrico mostrado en la Fig. 6. Para ello se pretende diseñar el circuito que disponga de interfaces o pines de acceso para conectar al simulador y generar o adquirir las señales correspondientes.

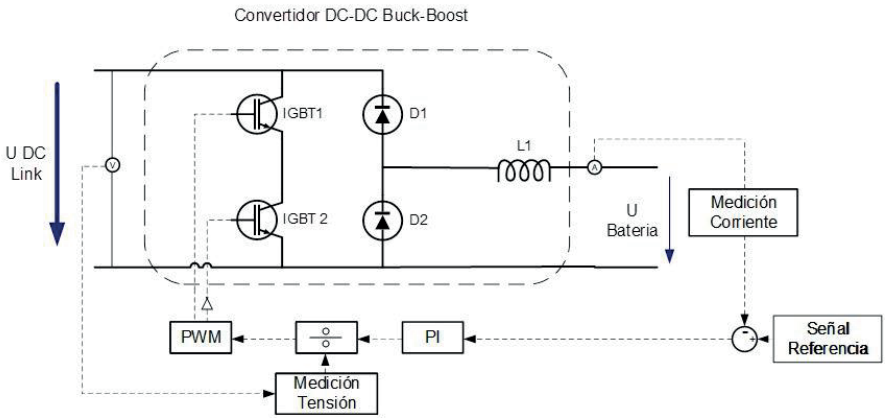


Fig. 3. Detalle de sistema de control y convertidor DC-DC Buck-Boost

El diseño del circuito del convertidor es el que se presenta en la Fig. 7. Como puede observarse, se encuentran todos los componentes mencionados en la sección 2.1. Además, se integra un sensor de corriente (TMCS1107) que funciona por efecto hall y permite la medición de corriente en un amplio rango. Se lo elige para este circuito dado que los valores con los que se pretende trabajar corresponden a 30V para la batería, con un máximo de 10A, y 100V para el DC Link.

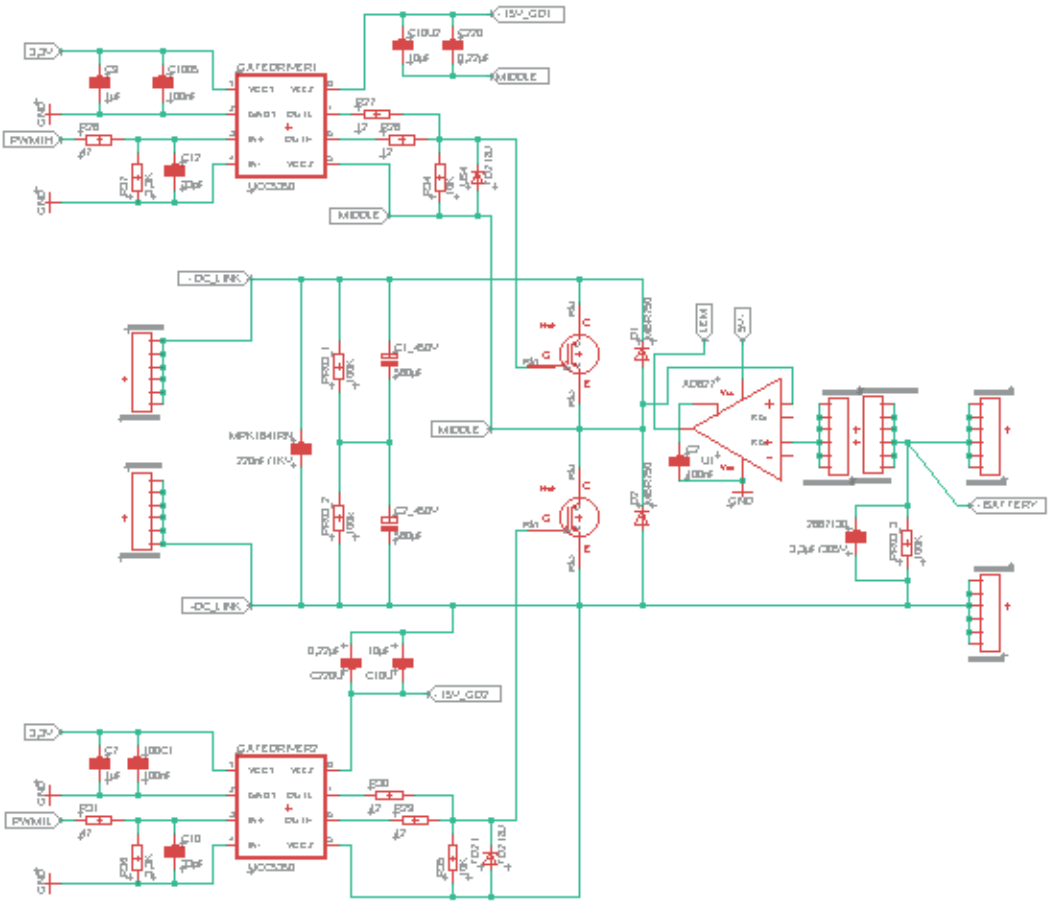


Fig. 4. Diseño del circuito del convertidor en Eagle

3.1.1 Sistema de medición de corriente

El sistema de medición de corriente está compuesto por un amplificador operacional en modo diferencial en configuración inversora al que le ingresa la tensión de salida del sensor de corriente (LEM) y una señal de 3.3 voltios. A la salida de este amplificador se encuentra otro, con ganancia unitaria, a fin de invertir el valor de salida para que sea positivo. Luego, la salida de este segundo amplificador es lo que se traduce en las corrientes de salida del convertidor DC-DC. Este circuito tiene la finalidad de amplificar los valores de tensión entregados por el sensor de corriente para que el simulador pueda reconocerlos. El circuito es el que se muestra en la Fig. 8.

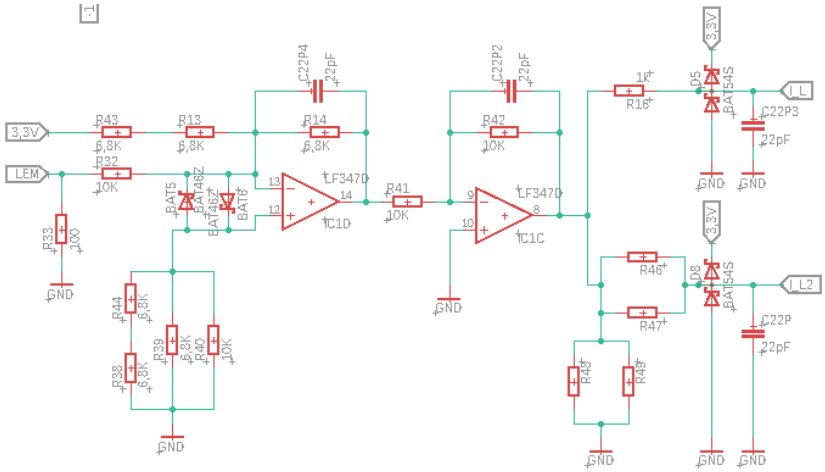


Fig. 5. Sistema de medición de corriente

3.1.2 Sistema de medición de tensión

El sistema de medición de tensión está formado por dos amplificadores operacionales con un divisor resistivo diferencial con un amplificador operacional configurado como amplificador diferencial, que funcionan de igual manera entre sí. En la Fig. 9, el primer circuito mide la tensión del DC Link, mientras que el segundo mide la tensión de la batería. La finalidad de estos circuitos es, a partir de su ganancia, llegar a un valor de tensión de salida medido adecuado para ser leído y procesado por el simulador en tiempo real, el cual acepta valores entre ±16V. En este caso ambos sistemas de medición tienen una ganancia tal que la salida de los mismos es de menor valor que los valores de tensión de la entrada.

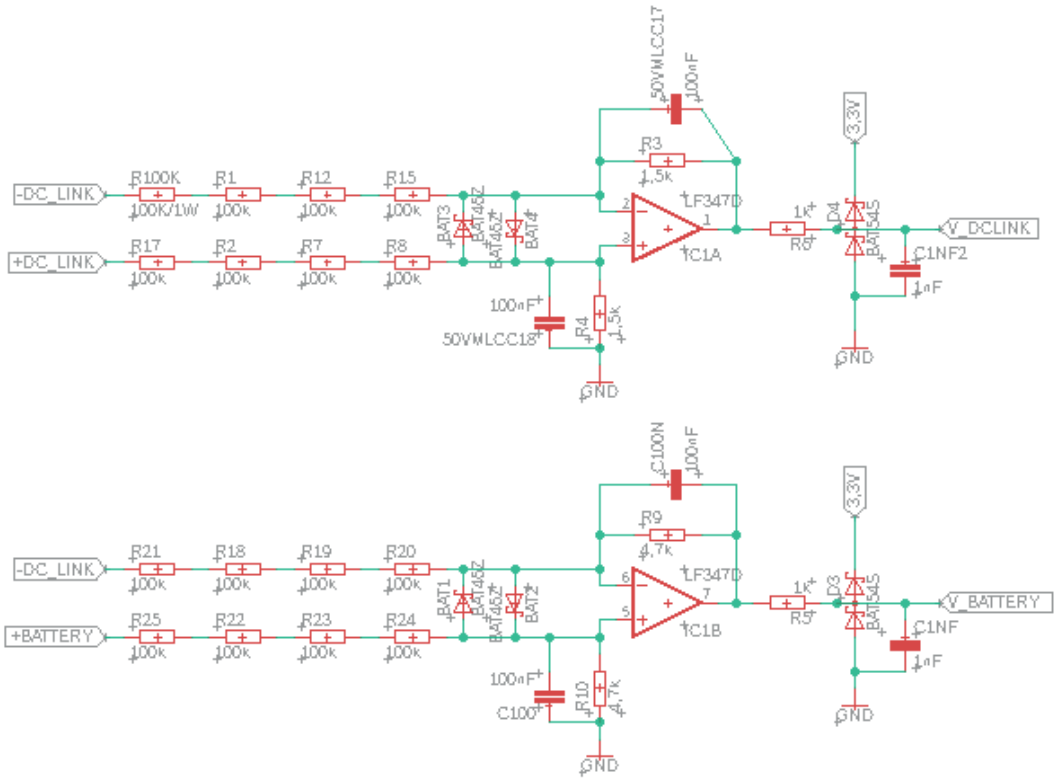


Fig. 6. Sistema de medición de tensión

3.1.3 Circuito impreso (PCB)

El circuito impreso ha sido realizado por la empresa JLCPCB (Hong Kong), elegida por su rapidez, confiabilidad, tecnología y terminación. Las figuras 10-(a) 10(b) y muestran la placa impresa y luego la misma con los componentes correspondientes, respectivamente.

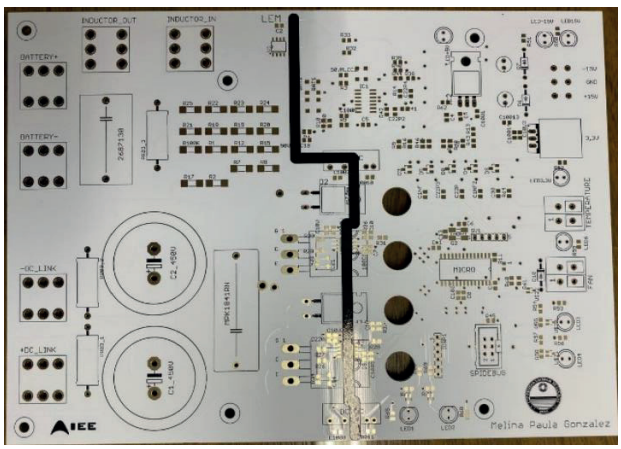


Fig. 7-(a). PCB previa soldadura de componentes

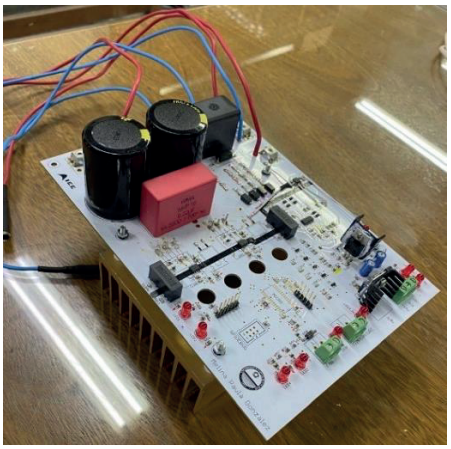


Fig. 10-(b) PCB con componentes soldados

3.2 Sistema de control

El sistema de control del convertidor se modeló en HYPERSIM, utilizando controladores en cascada con un enfoque basado en PI en lugar de PID completo como se propuso inicialmente. Aunque el control derivativo puede mejorar la respuesta transitoria, en muchos casos introduce ruido y puede desestabilizar el sistema debido a la sensibilidad de las derivadas de las señales medidas. Por esta razón, se prefirió un controlador PI para un equilibrio adecuado entre estabilidad y velocidad de respuesta.

El sistema de control implementado, el cual se ilustra en la Fig. 11, contiene en primera medida un conversor analógico digital que lleva las señales de entrada del simulador a los valores adecuados para su operación. Estos valores corresponden a la tensión medida de la batería, la corriente medida y la tensión medida del DC Link. Luego se canalizan hacia un bloque de ganancia y se adicionan a sus respectivos sumadores, junto con la señal de referencia. Los bloques denominados H(s) contienen las funciones de transferencia de los controladores de tensión y corriente, encontrándose el de corriente a la salida del de tensión, en cascada. La finalidad del bloque de división es obtener, a partir de la división entre la tensión de salida controlada y la tensión del DC Link, el ciclo de trabajo del convertidor, así como la definición de la señal de PWM utilizada para activar los transistores IGBT. Finalmente, esta corresponde a la señal que se renvía nuevamente al circuito físico, habiendo pasado por un conversor digital analógico para su correcta adecuación de señal.

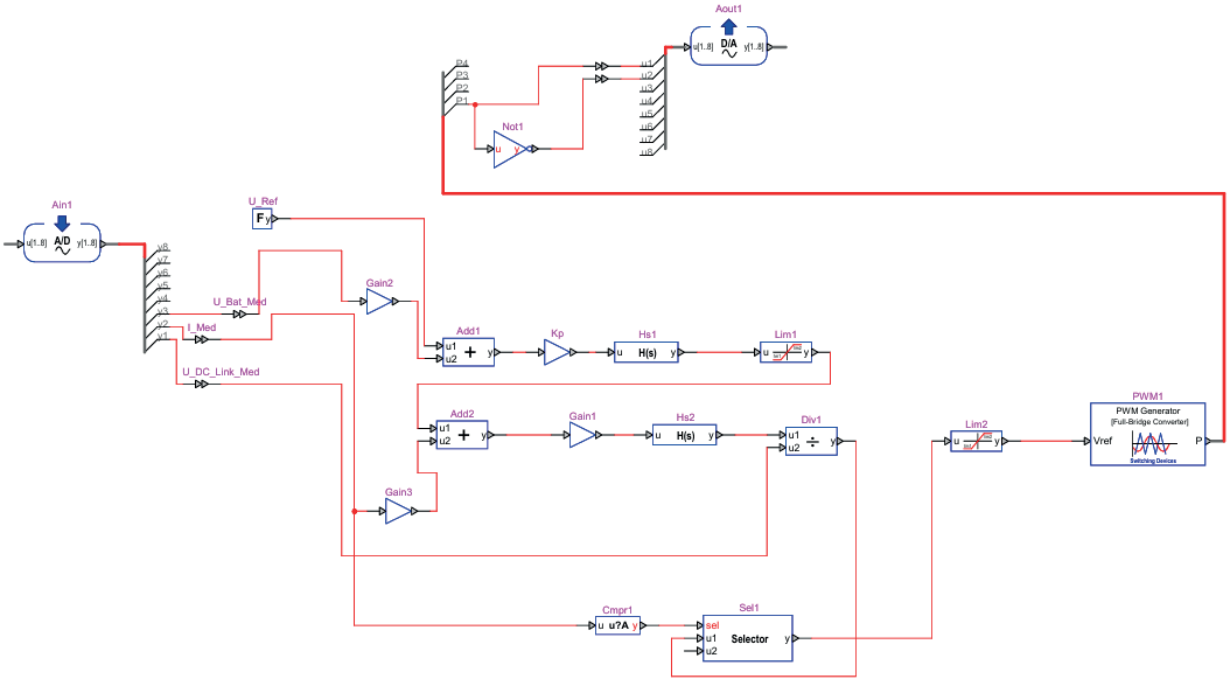


Fig. 8. Implementación del sistema de control en HYPERSIM

4 RESULTADOS

En esta primera implementación del sistema se ha logrado determinar, como se mencionó anteriormente, la aplicación de controladores PI tanto para control de corriente como para control de tensión, en lugar de controladores PID, como se propuso inicialmente. Esto se debe principalmente a la estabilidad de la simulación y de las señales medidas, dado que el control derivativo introdujo ruido, desestabilizando el sistema.

Se ha comprobado el funcionamiento del sistema de generación de la señal PWM que controla la frecuencia de conmutación de los transistores IGBT del medio puente, y del valor del ciclo de trabajo necesario calculado a partir de la división entre la tensión controlada y la tensión del DC Link; siendo este ciclo de trabajo (D) el que determina si el convertidor funciona como reductor (D<0.5), como elevador (D>0.5) o simplemente como un intercambiador de energía (D=0.5). El valor de tensión de referencia para la señal PWM, el valor del ciclo de trabajo y la propia señal PWM se muestran en la Fig. 12.

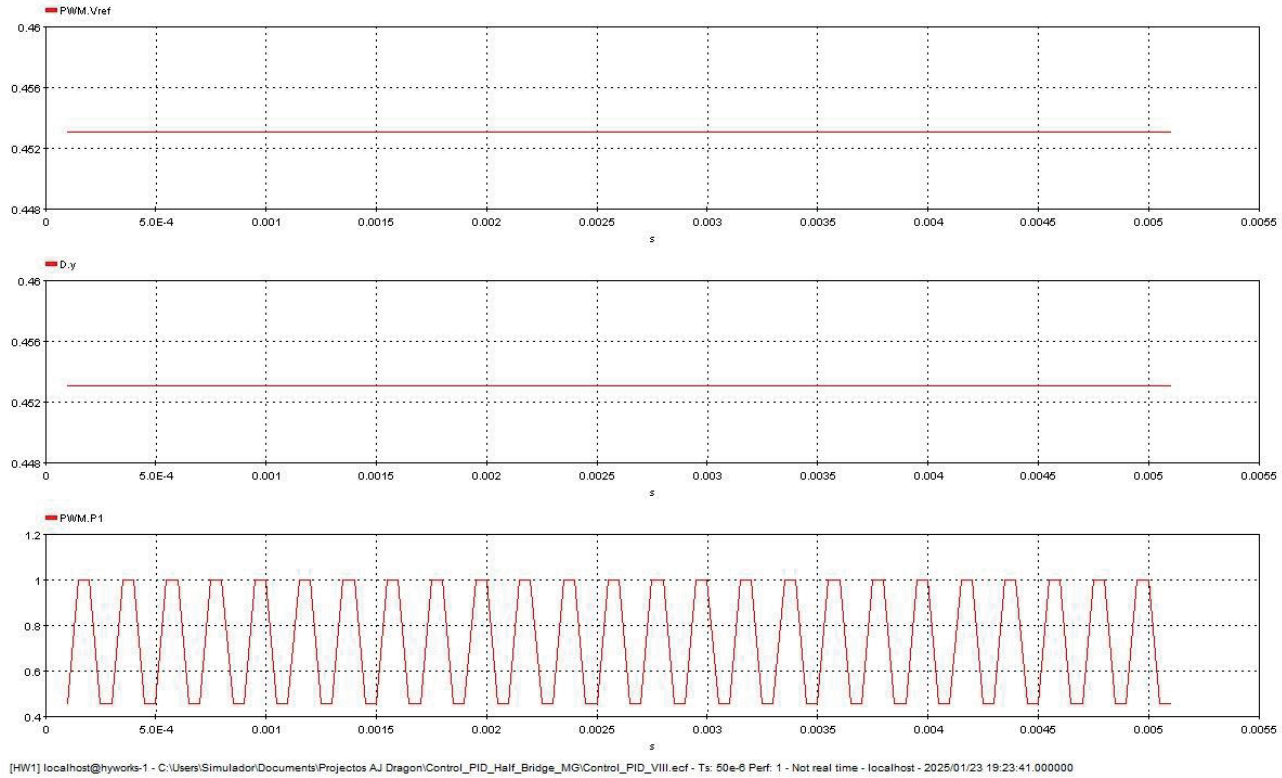


Fig. 9. Valor de referencia del PWM, Ciclo útil y Señal PWM

5 CONCLUSIONES

En este trabajo se realizó la implementación de un banco de pruebas para convertidores DC-DC Buck-Boost utilizados como interfaz de sistemas de almacenamiento con baterías en microrredes eléctricas, utilizando la técnica de Controller Hardware-in-the-Loop (CHIL) en un entorno de simulación en tiempo real (RTDS). Se llevaron a cabo las primeras evaluaciones del comportamiento del convertidor mediante control en lazo cerrado con algoritmos PI, asegurando su operación segura en estado estacionario y dinámico. A partir de los resultados obtenidos se propone la extensión de la metodología a otras topologías de convertidores, como Buck-Boost full bridge, y explorar controladores avanzados basados en redes neuronales para mejorar la adaptabilidad del sistema. Se ha comprobado que los resultados son satisfactorios y el sistema es robusto, respondiendo adecuadamente a distintas condiciones de operación. La implementación en entorno de simulación RTDS utilizando la técnica CHIL permite facilitar la modificación de los parámetros de control en tiempo real y evaluar su desempeño momento a momento, pudiendo incorporarse luego esta metodología de trabajo para desarrollos más complejos.

6 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Gholizadeh, H., Gorji, S. A., & Sera, D. (2023). A Quadratic Buck-Boost Converter With Continuous Input and Output Currents. IEEE Access, 11, 22376-22393. https://doi.org/10.1109/access.2023.3253102

[2] Gaurav, N., Jayaram, N., Halder, S., Panda, K. P., Pulavarthi, S. V. K., Arandhakar, S., & Shankar, Y. R. (2023). An Ultra-High Gain Compact Module Bidirectional DC–DC Converter for Energy Storage System. IEEE Access, 11, 134023-134039. https://doi.org/10.1109/access.2023.3335601

[3] Ichim-Burlacu, C., Rat, C., & Prostean, O. (2024). Buck-Boost Converter Modeling and Control based on its Role within a Microgrid. 6th Global Power, Energy And Communication Conference (IEEE GPECOM2024), 57-62. https://doi.org/10.1109/gpecom61896.2024.10582595

[4] Badar, J., Akhter, F., Munir, H. M., Bukhari, S. S. H., & Ro, J. (2021). Efficient Real-Time Controller Design Test Bench for Power Converter Applications. IEEE Access, 9, 118880-118892. https://doi.org/10.1109/access.2021.3107911

[5] Colot, A., Giannitrapani, A., Paoletti, S., & Cornélusse, B. (2023). Enhanced neural network-based polytopic model for large-signal black-box modeling of power electronic converters. 2023 IEEE Belgrade PowerTech, 01-06. https://doi.org/10.1109/powertech55446.2023.10202812

[6] Debouza, M., Al-Durra, A., El-Fouly, T. H., & Zeineldin, H. H. (2020). Establishing Realistic Testbeds for DC Microgrids Studies Validation: Needs and Challenges. IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, 1-8. https://doi.org/10.1109/ias44978.2020.9334919

[7] Jiya, I. N., Salem, A., Van Khang, H., & Pomarnacki, R. (2023). Integrated Multiport DC-DC and Multilevel Converters for Multiple Renewable Energy Source Integration. IEEE Access, 11, 132483-132495. https://doi.org/10.1109/access.2023.3336567

[8] Mesalam, Y. I., Awdallh, S., Gaied, H., & Flah, A. (2024). Interleaved Bidirectional DC-DC Converter for Renewable Energy Application based on a Multiple Storage System. Engineering Technology & Applied Science Research, 14(2), 13329-13334. https://doi.org/10.48084/etasr.6944

[9] Krishan, R., & Rohith, Y. (2024). Load and Generation Converters Control Strategy to Enhance the Constant Power Load Stability Margin in a DC Microgrid. IEEE Access, 12, 35972-35983. https://doi.org/10.1109/access.2024.3370673

[10] Jiya, I. N., Van Khang, H., Salem, A., Kishor, N., & Ciric, R. (2021). Novel Isolated Multiple-Input Buck-Boost DC-DC Converter for Renewable Energy Sources. IECON 2020 The 46th Annual Conference Of The IEEE Industrial Electronics Society, 1-6. https://doi.org/10.1109/iecon48115.2021.9589538

[11] González-Castaño, C., Véliz, A., Murillo-Yarce, D., Gil-González, W., Restrepo, C., & Garcés, A. (2024). Passivity–based Control PI for the Versatile Buck-Boost (VBB) Converter. IEEE Access, 12, 110394-110405. https://doi.org/10.1109/access.2024.3439688

[12] Farag, A. Y., Biadene, D., Mattavelli, P., & Younis, T. (2024). Three-phase Four-wire Step-down Modular Converter for an Enhanced Interlinking in Low-voltage Hybrid AC/DC Microgrids. IEEE Open Journal Of Power Electronics, 5, 634-647. https://doi.org/10.1109/ojpel.2024.3394548

[13] Acosta-Rodríguez, R. A., Martinez-Sarmiento, F. H., Múñoz-Hernandez, G. A., Portilla-Flores, E. A., & Salcedo-Parra, O. J. (2024). Validation of Passivity-Based Control and array PID in High-Power Quadratic Buck Converter through Rapid Prototyping. IEEE Access, 12, 58288-58316. https://doi.org/10.1109/access.2024.3386920

[14] Acosta-Rodríguez, R. A., Martinez-Sarmiento, F. H., Múñoz-Hernandez, G. A., Mino-Aguilar, G., Portilla-Flores, E. A., Niño-Suarez, P. A., & Salcedo-Parra, O. J. (2023). Validation of Sliding Mode and Passivity Control in High-Power Quadratic Buck Converter Through Rapid Prototyping. IEEE Access, 12, 8668-8699. https://doi.org/10.1109/access.2023.3340313

[15] Mesbah, M. A., Sayed, K., Ahmed, A., Aref, M., Gaafar, M. A., Mossa, M. A., Almalki, M. M., & Alghamdi, T. A. H. (2024). A Distributed Architecture of Parallel Buck-Boost Converters and Cascaded Control of DC Microgrids-Real Time Implementation. IEEE Access, 12, 47483-47493. https://doi.org/10.1109/access.2024.3382569

XX ERIAC
VIGÉSIMO ENCONTRO
REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRE
Ciudad del Este, Paraguay
25 a 29 de maio de 2025
C6.32_3515
Comitê de Estudos 06 – Sistemas Ativos de Distribuição e Recursos Distribuídos de Energía

PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE MICRORREDES VISANDO FLEXIBILIDADE ATRAVÉS DE GÊMEO DIGITAL

A.C. FRANCO*
UFPR
Brasil
ana.arouca@ufpr.br

T.M. BLASI
OPAL-RT
Brasil
thais.blasi@opal-rt.com

A.R. AOKI
UFPR
Brasil
aoki@ufpr.br

Resumo *– Os sistemas de energia estão passando por transformações significativas, impulsionadas pela transição energética, que integra fontes renováveis variáveis de energia, recursos energéticos distribuídos e tecnologias digitais. Estas transformações impõem novos desafios, em especial, para a operação das redes de distribuição pois há a descentralização da geração, além da intermitência inerente das fontes de geração renováveis. A flexibilidade emerge como um elemento essencial para equilibrar oferta e demanda, assegurar a estabilidade e viabilizar o gerenciamento dinâmico das redes. Neste contexto, o artigo propõe uma modelagem de gêmeo digital para avaliar métricas de flexibilidade no curto prazo, focado na operação de uma microrrede integrada por recursos energéticos distribuídos. O trabalho apresenta um estudo de caso de uma microrrede piloto do Parque Barigui, em Curitiba e permite a análise da métrica de flexibilidade IRRE (Insufficient Ramping Resource Expectation), oferecendo suporte à tomada de decisão e garantindo a confiabilidade e estabilidade operacional da microrrede.*

Palavras-chave: Recursos Energéticos Distribuídos – Flexibilidade – Gêmeo Digital – Microrrede

1 INTRODUÇÃO

Os sistemas de energia elétrica têm passado por mudanças expressivas impulsionados pela adoção em larga escala de fontes renováveis variáveis de energia, recursos energéticos distribuídos e atualização tecnológica, visando a evolução para redes elétricas inteligentes (*Smart Grid*). Essas transformações são motivadas pelo compromisso assumido por diversos países em relação à redução das emissões de dióxido de carbono, em alinhamento com a sustentabilidade, bem como a necessidade de melhoria da confiabilidade e resiliência da rede elétrica.

Este processo é conhecido como "Transição Energética" e tem fomentado diversas pesquisas que visam soluções para a adequação dos sistemas de energia, com o intuito de mitigar os impactos gerados por estas transformações, especialmente a integração de geração de pequeno porte distribuída e renovável, com característica de geração variável de energia. Estas alterações implicam em novos modos de operar os sistemas de energia elétrica, tanto no aspecto técnico (monitoramento, controle e proteção), como no econômico (novos modelos de comercialização de energia elétrica).

O segmento de distribuição de energia elétrica tem sido fortemente impactado pelas transformações promovidas pela transição energética, as quais podem ser agrupadas em duas categorias principais [1]:

- Recursos Energéticos Distribuídos (RED); e
- Tecnologias digitais para *Smart Grid*.

Os recursos energéticos distribuídos alteram significativamente o padrão de consumo, a intensidade e a direção do fluxo de potência na rede de distribuição, além de impactarem os processos de controle de parâmetros elétricos operacionais, exigindo mudanças na forma como as empresas de distribuição operam. Por sua vez, as tecnologias digitais permitem maior eficiência e segurança operacional, possibilitando o monitoramento e controle aprimorados das redes.

Dentro deste contexto, a flexibilidade em sistemas de distribuição desempenha um papel crucial pois, refere-se à capacidade destes sistemas de se adaptarem às variações no fornecimento e na demanda de energia. Essa

adaptabilidade é crucial para manter a estabilidade e a eficiência das redes elétricas inteligentes, que enfrentam desafios como baixa inércia do sistema e recursos energéticos descentralizados [2]. A flexibilidade permite que os sistemas de distribuição mantenham a segurança operacional e o desempenho, garantindo um serviço confiável apesar das incertezas introduzidas pela geração renovável. Novas metodologias para quantificar a flexibilidade são essenciais pois, permitem melhores estratégias de planejamento e operação dos sistemas de energia [3].
E ainda, neste contexto a utilização de gêmeos digitais (*Digital Twins*) se apresenta como ferramenta estratégica para validar métricas de flexibilidade e subsidiar o planejamento e operação das redes de distribuição.
Este artigo apresenta uma modelagem de gêmeo digital para avaliar a métrica de flexibilidade IRRE, considerando curto prazo, visando apoiar a operação de uma microrrede, considerando a integração de recursos energéticos distribuídos. A microrrede piloto do Parque Barigui, localizada em Curitiba, composta por geração solar, *carport*, baterias, resposta da demanda e cargas, foi utilizada como base para os estudos realizados. O uso de gêmeo digital possibilita a análise de diferentes métricas de flexibilidade, em variados cenários, contribuindo para a tomada de decisão da distribuidora e garantindo a estabilidade da operação.
O presente artigo está estruturado para apresentar os impactos dos recursos energéticos distribuídos nos sistemas de energia na seção 2, analisando como essas tecnologias afetam a operação e planejamento das redes. Na seção 3, são discutidos os conceitos e a importância da flexibilidade em redes de distribuição, seguidos, na seção 4, por um estudo de caso detalhado da microrrede do Parque Barigui. A seção 5 explora o uso de gêmeos digitais como ferramenta para simulação e análise em sistemas de energia. Os resultados obtidos são apresentados na seção 6, destacando as análises do estudo, e a seção 7 apresenta a conclusão do artigo, sintetizando as contribuições e perspectivas futuras.

2 IMPACTOS DOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS NOS SISTEMAS DE ENERGIA

Os recursos energéticos distribuídos são definidos como tecnologias de geração e/ou armazenamento de energia elétrica, localizadas dentro dos limites da área de uma determinada área de concessão de distribuição, normalmente junto a unidades consumidoras, atrás do medidor (*behind- the-meter*) [4].
O conceito de RED tem sido ampliado para possibilitar a avaliação e mensuração de seus impactos nos sistemas de energia. Para permitir uma abordagem mais abrangente e estratégica, diversas tecnologias são consideradas como RED:

- Geração distribuída;
- Armazenamento de distribuído;
- Veículos elétricos e estrutura de recarga;
- Eficiência energética; e
- Gerenciamento pelo lado da demanda.

A introdução de recursos energéticos distribuídos causa menor previsibilidade no planejamento, gerando impactos nos sistemas energéticos, por isso, é importante considerar que o planejamento propicie condições que permitam a assimilação natural destes recursos, gerando condições de competição entre as tecnologias, possibilitando a diversificação e agregando maior valor ao sistema. Com base nisto, é possível notar a relevância deste tema pois impacta diretamente nas decisões de políticas públicas e regulação setorial [5].
O principal desafio relacionado à integração de tecnologias de energia renovável variável é lidar com sua característica de intermitência. As oscilações na geração destas fontes aumentam a demanda por capacidade de geração flexível nos sistemas de energia. Embora seja possível prever, em alguns casos, mudanças rápidas na geração, isso não dispensa a necessidade de recursos que ofereçam resposta de rampa rápida às variações.
A figura 1 ilustra a dinâmica conhecida como “Curva do Pato”, um conceito que representa a demanda líquida de eletricidade em redes elétricas e evidencia os desafios trazidos pela crescente penetração da energia solar. A curva se caracteriza por uma queda acentuada na demanda durante o meio-dia, quando a geração solar atinge seu pico, seguida por um aumento rápido no consumo de energia convencional ao entardecer, à medida que a produção solar diminui. Esse comportamento impõe desafios operacionais significativos para equilibrar oferta e demanda, tornando indispensáveis soluções eficazes para preservar a estabilidade do sistema elétrico [6].

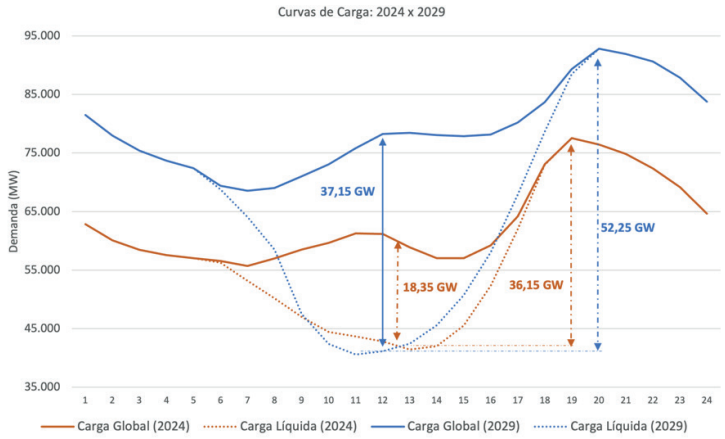


Fig. 1- Curvas de carga em redes de distribuição com alta penetração de geração distribuída (Curva do Pato) [7]

Com relação aos impactos técnicos associados aos RED, é importante destacar uma série de aspectos que afetam diretamente a operação e planejamento dos sistemas elétricos [1]:

- Carregamento de linhas e alimentadores: de modo geral, a presença de geração distribuída nas redes de distribuição, tem de reduzir o carregamento da rede por reduzir a carga. Entretanto, no caso da geração fotovoltaica, em geral, o pico de produção diária não coincide com a demanda máxima dos consumidores, gerando fluxo reverso.
- Controle de tensão: a injeção de potência ativa em pontos na rede elétrica, produz elevação da tensão neste ponto e em sua vizinhança. Este fenômeno interfere na lógica de funcionamento dos sistemas convencionais de controle de tensão utilizado nas redes de distribuição.
- Proteção: as variações no sentido do fluxo de potência na rede e flutuações nos níveis de tensão, afetam a calibração dos dispositivos de proteção.
- Desgaste de equipamentos: os dispositivos de controle de tensão, tais como transformadores com variação automática de *taps* e reguladores de tensão, tendem a ser acionados com uma frequência maior, reduzindo desta forma a sua vida útil. O mesmo ocorre com frequentes reajustes em relés e outros dispositivos de proteção.
- Qualidade de energia: a geração distribuída pode causar flutuação de tensão devido à interação da variação rápida da potência gerada e os sistemas lentos de controle de tensão. Há ainda a questão das harmônicas que são introduzidas por conversores eletrônicos.
- Confiabilidade: pode melhorar a confiabilidade de fornecimento a grupos de consumidores, desde que exista um robusto sistema de armazenamento de energia capaz de mitigar todos os problemas de intermitência e baixa o fator de capacidade destas fontes.

Os impactos apresentados reforçam a necessidade de estabelecer ações para mitigar esses efeitos negativos no sistema elétrico, em especial no planejamento e operação das redes de distribuição. Dentre as alternativas técnicas e regulatórias citadas no estudo da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [8] é possível destacar:

- Instalação de medidores inteligentes para que as distribuidoras tenham acesso em tempo real, aos dados técnicos dos RED, somados aos dados georreferenciados e aos pontos de recarga de veículos elétricos disponíveis (públicos e privados) para servirem de insumo para a operação da rede;
- Limitar a injeção de energia por RED em determinados alimentadores, evitando desta forma, problemas técnicos e/ou investimentos específicos com o intuito de ampliar a capacidade da rede para atender a uma demanda específica;
- Exigência do uso de inversores inteligentes em sistemas de geração distribuída, armazenamento de energia e estações de recarga de veículos elétricos, especialmente em áreas de concessão que apresentem maior quantidade de RED;

- Revisão e adequação da regulação econômica com o intuito de mitigar os riscos de mercado, realizar a revisão tarifaria visando investimentos para a modernização das redes de distribuição e transmissão, adoção de regras de remuneração por serviços prestados por RED;
- Estabelecimento de regras para prestação de serviços ancilares por RED nos sistemas de distribuição;
- Realização de programas da resposta da demanda, promovendo o engajamento e participação dos consumidores com informações acessíveis, remuneração adequada e diferentes modelos de negócios de acordo com a análise comportamental regional;
- Uso de *sandbox* regulatórios para avaliar a viabilidade técnica e formas de remuneração dos serviços das distribuidoras;
- Definição do campo de atuação e atribuição de responsabilidades das microrredes;
- Estabelecimento de regras e tarifas específicas para o carregamento de veículos elétricos, bem como, a injeção de energia armazenada na bateria do veículo, para que não gere impacto no sistema elétrico;
- Inclusão dos RED como solução técnica e alternativa aos investimentos tradicionais de expansão das redes de distribuição e transmissão.

3 FLEXIBILIDADE EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

A flexibilidade é reconhecida como uma estratégia fundamental para lidar com as transformações e desafios que os sistemas de energia enfrentam atualmente, com a inserção dos recursos energéticos distribuídos. A flexibilidade engloba tanto aspectos técnicos quanto comerciais. As capacidades técnicas podem ser empregadas para auxiliar a rede e o sistema, alinhando-se com as capacidades do mercado de energia e regulamentações estabelecidas [9], [10].
As necessidades de flexibilidade podem ser abordadas de maneira holística, considerando tanto a perspectiva global do sistema, relacionada a manutenção da estabilidade da frequência e ao aprovisionamento de energia, quanto a perspectiva local, que se refere à manutenção de indicadores e características que permitem assegurar a qualidade de energia.

3.1 Fontes de Flexibilidade

As fontes para aumentar a flexibilidade não se restringem apenas ajustes na oferta e na demanda, pelo contrário, uma variedade de abordagens pode fornecer valor para agregar maior a flexibilidade do sistema de energia, com impactos na operação e planejamento, considerando intervalos de tempo que variam de segundos a anos. As fontes que visam a flexibilidade devem ser capazes de atender algumas necessidades, tais como[11]:

- Assegurar a manutenção e estabilidade da frequência do sistema, garantindo um fornecimento de energia seguro e com qualidade;
- Adequação dos sistemas de distribuição para atender a variabilidade de oferta e demanda de energia;
- Considerar as restrições, regulamentação e disponibilidade de equipamentos nos sistemas de potência.

A figura 2 ilustra as principais fontes de flexibilidade: usinas renováveis combinadas com armazenamento de energia, gestão da demanda por meio de tarifação dinâmica e programas de resposta à demanda, e redes interconectadas aumentam a capacidade de equilibrar oferta e demanda. Mercados de serviços ancilares e tecnologias emergentes, como veículos elétricos em modo veículo-para-rede e redes inteligentes, também fortalecem a integração de fontes renováveis e otimizam o uso de recursos, garantindo maior estabilidade, eficiência e resiliência aos sistemas elétricos.

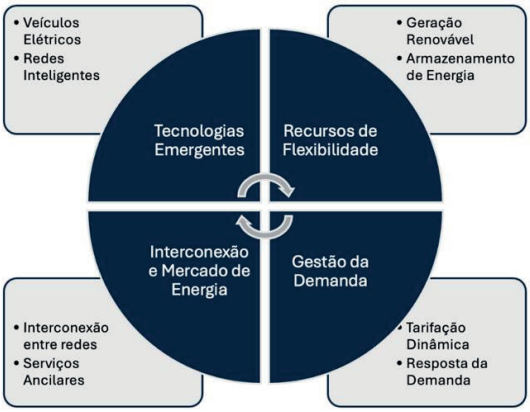


Fig. 2 – Fontes de Flexibilidade

3.2 Métricas de Flexibilidade

As métricas para avaliar a flexibilidade dos sistemas elétricos são indicadores quantitativos ou qualitativos, utilizados para avaliar a capacidade do sistema elétrico de responder de forma eficiente e confiável às variações na oferta e demanda de energia. As métricas devem buscar o equilíbrio dentre seis atributos: resiliência, flexibilidade, sustentabilidade, segurança, confiabilidade e acessibilidade [12].
As ferramentas e abordagens para avaliar a flexibilidade foram desenvolvidas para atender a uma ampla variedade de propósitos e sistemas com características diversas. Os métodos existentes de avaliação de flexibilidade existentes são categorizados em três níveis distintos [13]:

- Nível 1: este nível é aplicado quando se trata de uma quantidade limitada de dados a serem analisados, sem a necessidade de avaliar séries temporais. A análise se concentra no portfólio de geração, nas interconexões e em outras fontes potenciais de flexibilidade. É uma avaliação qualitativa ativa de todo o sistema, que indica possíveis soluções de flexibilidade.
- Nível 2: nesse nível, os métodos avaliam a adequação da flexibilidade com base em séries temporais, incluindo variáveis tais como geração, demanda, entre outras, que são obtidas a partir de dados históricos e/ou dados em tempo real. Após a análise é possível representar possíveis cenários futuros, com a finalidade de identificar problemas tais como reduções de geração ou rampas acentuadas, à medida que a parcela de geração de fontes variáveis aumenta.
- Nível 3: envolve o uso de métodos baseados em modelos de despacho, muitas vezes complementados com modelos de planejamento de geração. Os modelos de despacho econômico e de comprometimento unitário são amplamente empregados em operações e planejamento de sistemas de energia. Como resultado, eles oferecem uma base robusta para avaliação da suficiência de flexibilidade.

De modo geral, as métricas de flexibilidade em redes de distribuição e microrredes ocorre em horizontes de curto e médio prazos, com foco na priorização da operação segura e eficiente, otimizando a gestão dos ativos elétricos e promovendo uma melhor integração de fontes renováveis e soluções tecnológicas inovadoras.
Neste artigo, a métrica IRRE mede a expectativa do número de observações em que os recursos disponíveis em um sistema elétrico, são insuficientes para atender às mudanças na carga líquida em determinados horizontes de tempo. Essa métrica foi proposta em [14] e ajuda a identificar gargalos de flexibilidade e possibilita avaliar diferentes cenários.
O cálculo da métrica IRRE é realizado de acordo com as equações apresentadas a seguir, propostas por [14]. A equação 1 descreve a determinação da série temporal de rampas da carga líquida ($NLR_{t,i}$), enquanto as equações 2 e 3 estabelecem as condições para identificar períodos de rampas ascendentes e descendentes, respectivamente.

$$NLR_{t,i} = NL_t - NL_{t-i} \quad (1)$$
$$1 \leq t \leq |NL| - i$$
$$NLR_{t,i,+} = NLR_{t,i} \quad \forall NLR_{t,i} > 0 \quad (2)$$
$$NLR_{t,i,-} = NLR_{t,i} \quad \forall NLR_{t,i} < 0 \quad (3)$$

A etapa seguinte envolve a modelagem de flexibilidade disponível de cada unidade geradora ($Flex_{t,u,i}$), conforme a equação 4, onde u indica o recurso de geração, $RR_{u,+}$ indica a taxa de rampa do recurso, $Online_{t,u}$ indica se o recurso está disponível e S_u indica o tempo de inicialização do recurso u. A flexibilidade do sistema ($Flex_{t,SYSTEM,i,+/-}$) é calculada conforme a equação 5.

$$Flex_{t,u,i,+} = RR_{u,+} * (i - (1 - Online_{t,u}) * S_u) \quad (4)$$
$$Flex_{t,SYSTEM,i,+/-} = \sum_{\forall u} Flex_{t,u,i,+/-} \quad (5)$$

A distribuição da flexibilidade disponível (AFD) é calculada usando o estimador de Kaplan-Meier, e representa a quantidade de flexibilidade que os recursos do sistema podem oferecer em diferentes momentos. A probabilidade de recurso de rampa insuficiente ($IRRP_{t,i,+/-}$) é calculada conforme a equação 6.
A métrica de flexibilidade ($IRRE$) é calculada conforme a equação 7 e quantifica a expectativa de que um sistema não terá recursos suficientes para atender às variações na carga líquida.

$$IRRP_{t,i,+/-} = AFD_{i,+/-} * (NLR_{t,i,+/-} - 1) \quad (6)$$

$$IRRE_{i,+/-} = \sum_{\forall t \in T+/-} IRRP_{t,i,+/-} \quad (7)$$

4 ESTUDO DE CASO: MICRORREDE DO PARQUE BARIGUI

As microrredes são sistemas de distribuição de energia localizados, que podem operar de forma independente ou em conjunto com a rede elétrica principal, fornecendo uma solução flexível e eficiente para geração e gerenciamento de energia. São compostas por recursos energéticos distribuídos e aprimoram a confiabilidade e a sustentabilidade do fornecimento de eletricidade, especialmente em áreas remotas ou carentes [15][16].
A microrrede que serviu como base para o desenvolvimento do gêmeo digital está localizada no Parque Barigui, em Curitiba, Paraná. A figura 3 apresenta a arquitetura geral da microrrede, composta por um sistema fotovoltaico de 39kW, um carport com 3kW de geração solar fotovoltaica e um carregador de veículoelétrico de 7kW, além de um sistema de armazenamento de 28kWh com bateiras de íons de lítio, e cargas controláveis e não-controláveis [17].

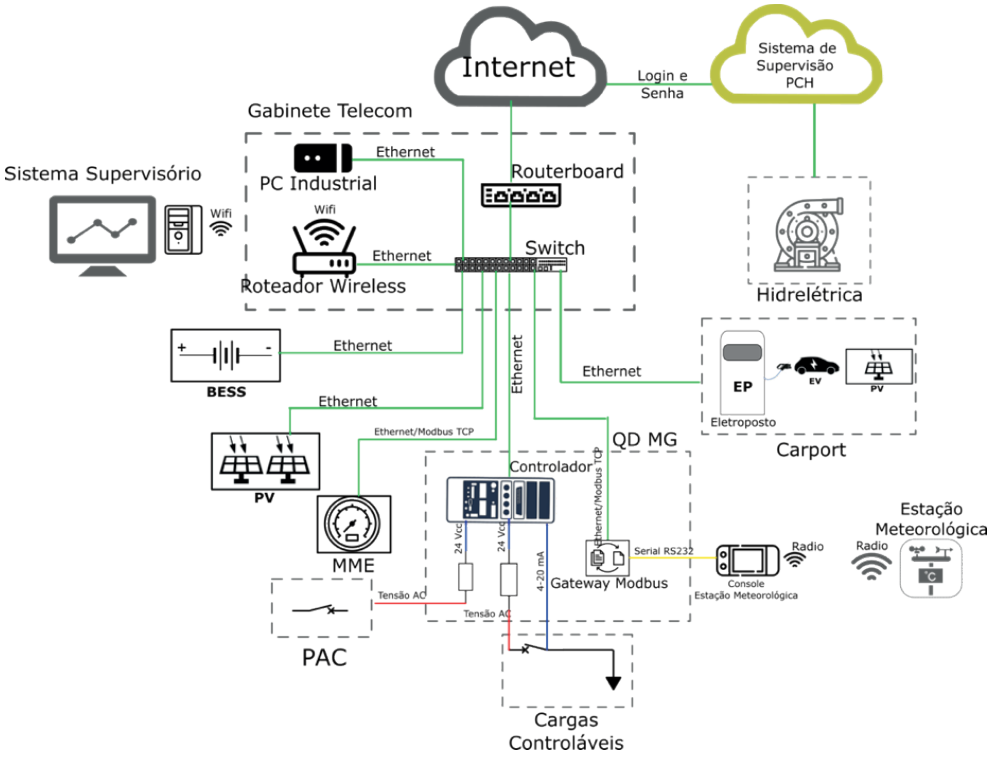


Fig. 3 – Arquitetura geral da microrrede do Parque Barigui [18]

5 GÊMEO DIGITAL

Os gêmeos digitais são representações virtuais avançadas que espelham objetos, sistemas ou processos do mundo físico, possibilitando o monitoramento, a simulação e a otimização em tempo real. Sua aplicação tem se expandido em diversos setores, contribuindo para melhorar a eficiência operacional e embasar decisões estratégicas e operacionais. Um gêmeo digital é formado por três elementos principais: a entidade física, sua versão digital e as conexões de dados que permitem a sincronização entre elas. Esses componentes atuam em conjunto para criar uma representação digital detalhada, que pode ser utilizada em análises preditivas e na formulação de decisões orientadas por dados [19], [20].

O avanço em relação ao uso dos gêmeos digitais no contexto do setor elétrico é impulsionado pela flexibilização e transformação desse setor, que se torna possível devido à ampla adoção de dispositivos de medição e ao processamento digital de dados. Essa evolução possibilita novas estratégias de otimização e gerenciamento eficiente da infraestrutura elétrica, permitindo enfrentar os desafios resultantes da crescente integração dos recursos energéticos distribuídos e da complexidade dos fluxos de energia bidirecionais.

Em [21], o gêmeo digital é utilizado para monitorar o desempenho da microrrede e permite identificar possíveis falhas antes que aconteçam, contribuindo para a manutenção preditiva. Outra aplicação refere-se ao monitoramento contra ameaças cibernéticas, tais como ataques de negação de serviço, possibilitando aumentar a resiliência das microrredes [22]

Neste estudo, a simulação da microrrede foi conduzida utilizando o simulador OP4610 da OPAL-RT®, empregando apenas um núcleo para o processamento. Além disso, foi possível emular o envio de dados da microrrede para o sistema supervisório da distribuidora (SCADA) por meio do protocolo de comunicação IEC 60870-5-104. O sistema mestre de comunicação, que representa o SCADA, foi simulado com a aplicação FreyrSCADA IEC 60870-5-104 Client/Master Simulator, enquanto o sistema escravo, correspondente à microrrede, foi implementado diretamente na ferramenta *Hypersim* [17].

A figura 4 ilustra um *dashboard* do gêmeo digital da microrrede do Parque Barigui, desenvolvido no software *Elipse Plant Manager* (EPM), da Elipse Software®, que permite analisar dados em tempo real e histórico, bem como, realizar simulações para avaliar diversos cenários do sistema. O *dashboard* apresenta os dados e gráficos de geração, bem como, a carga líquida da microrrede. O operador pode selecionar qual o período desejado para análise (tempo real ou histórico), informar parâmetros operacionais da microrrede (se está atuando de forma "ilhada" e o modo operacional do sistema de armazenamento) para então, iniciar o cálculo da métrica IRRE.

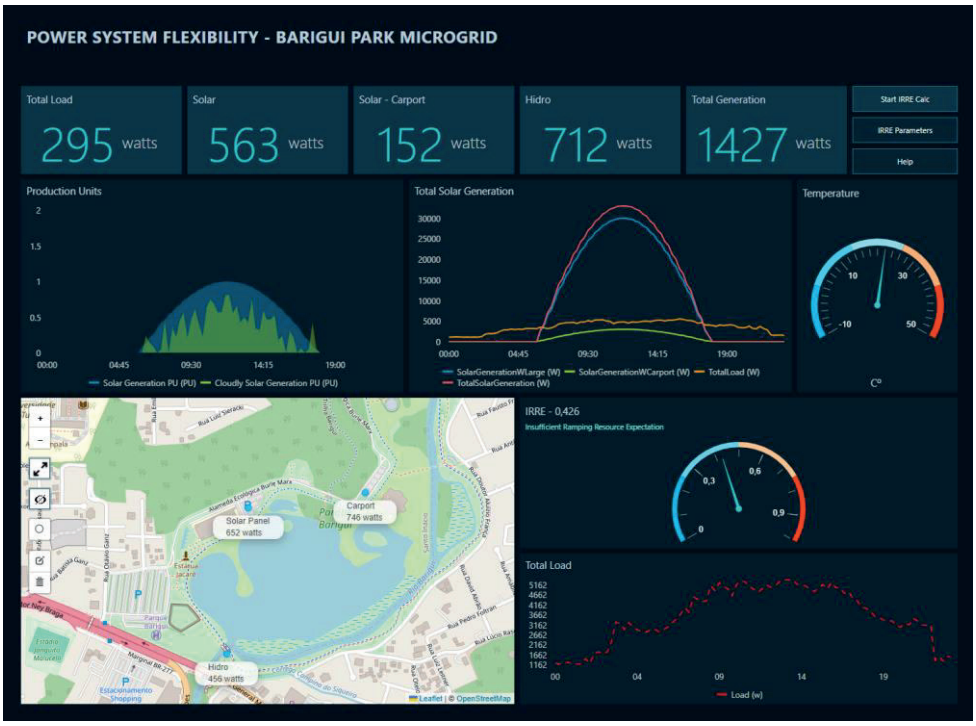


Fig. 4 – Interface do gêmeo digital para o cálculo da métrica IRRE

6 RESULTADOS

O cálculo da métrica IRRE foi realizado utilizando um código desenvolvido na linguagem *Python*, executado dentro do módulo *EPM Processor*, do software *Elipse Plant Manager*. Para a obtenção e análise da métrica, considerou-se um cenário específico baseado em dados históricos de um único dia, com medições registradas a cada 10 minutos, abrangendo os períodos da manhã e da tarde.

A avaliação foi conduzida considerando que a microrrede do Parque Barigui operou de forma ilhada, sem a utilização do sistema de armazenamento de energia, o que impacta diretamente na flexibilidade operacional do sistema. Os dados de geração incluem a produção de energia fotovoltaica e o sistema de *carport*, enquanto os dados de carga foram considerados sem a inclusão do carregamento de veículo elétrico ao longo do período considerado.

A primeira etapa do cálculo da carga líquida foi obtido pela diferença entre a demanda total da microrrede e a geração proveniente das fontes renováveis, conforme a equação 1. Com base nisto, foram identificadas as variações de carga líquida ao longo do tempo, considerando intervalos de 10 minutos, permitindo a análise das oscilações no balanço entre geração e consumo. Essas variações foram classificadas em rampas ascendentes, que indicam a necessidade de flexibilidade para atender o aumento da carga líquida, e rampas descendentes, que refletem a necessidade de capacidade para absorver um eventual excesso de geração, garantindo a estabilidade do sistema.

A segunda etapa consistiu na modelagem de cada recurso de flexibilidade da microrrede, considerando a análise de seus limites operacionais. Entre os principais parâmetros avaliados, destacam-se as taxas de rampa de carga e geração, o tempo necessário para que cada recurso passe do estado desligado para o estado operacional e as capacidades máxima e mínima de produção de energia. Com base nestas informações, foi realizada a distribuição estatística da flexibilidade dos recursos, conforme as equações 4 e 5. A etapa final consistiu no cálculo da métrica IRRE total, conforme as equações 6 e 7, permitindo a determinação da probabilidade de insuficiência de recursos de rampa ao longo dos períodos analisados.

A Tabela I apresenta os resultados obtidos, destacando que o valor do IRRE total foi de 0,426, o que indica que a microrrede possui um nível intermediário de flexibilidade, ou seja, não é totalmente capaz de garantir uma operação confiável nos períodos avaliados. Ao comparar com o trabalho proposto por [14], observa-se que um IRRE inferior a 0,1 indicaria um sistema altamente flexível, enquanto valores superiores a 0,5 indicam restrições operacionais significativas.

TABELA I - RESULTADOS DO IRRE DA MICRORREDE

Período	IRRE
Manhã	0,412
Tarde	0,440
IRRE Total	0,426

Os resultados obtidos indicam que há necessidade de aumentar a flexibilidade da microrrede, reduzindo o IRRE e tornando o sistema mais resiliente diante das variações de carga líquida. A escolha da estratégia operacional mais adequada depende de diversos fatores, incluindo restrições técnicas, econômicas e regulatórias associadas à operação da microrrede.

Uma solução possível é a conexão com a rede de distribuição, que possibilita tanto a exportação do excedente de geração quanto a importação de energia, em momentos críticos. Neste caso, há o desafio da dependência da rede externa, que pode se tornar um problema em eventos de falha ou instabilidade, além da necessidade de atender a requisitos tarifários e regulatórios.

Outra alternativa viável é a utilização do sistema de armazenamento de energia em períodos de maior demanda. Além disso, o uso do gêmeo digital com a implementação de algoritmos de inteligência artificial e aprendizado de máquina pode ser um diferencial na previsão de picos de carga e geração, permitindo os ajustes de recursos da microrrede e controle preditivo para o gerenciamento das rampas. Neste contexto, a aplicação do gêmeo digital torna-se ainda mais relevante, proporcionando simulações avançadas para a otimização dos recursos e contribuindo para o aprimoramento da gestão da flexibilidade.

7 CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou a modelagem de um gêmeo digital como ferramenta estratégica para avaliar a métrica de flexibilidade IRRE na operação da microrrede do Parque Barigui, destacando sua relevância na simulação de cenários e suporte à tomada de decisão pelas distribuidoras de energia.

Os resultados demonstram que a flexibilidade é essencial para garantir a estabilidade e a confiabilidade de sistemas de distribuição, em especial microrredes, em cenários com alta variabilidade e intermitência. O gêmeo digital torna-se uma ferramenta de apoio importante para análises operacionais de curto prazo.

Como perspectiva futura, recomenda-se a avaliação e comparação de outras métricas de flexibilidade, com o intuito de aprimorar o planejamento e a operação de redes elétricas inteligentes.

8 REFERÊNCIAS

[1] M. T. Tolmasquim e M. Morozowski Filho, *RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS E SUAS POTENCIALIDADES*, 1º ed. Rio de Janeiro: Editora Synergia, 2019.

[2] W. Sun, Y. Wang, P. Ren, e G. Harrison, "Energy system flexibility", em *The Elgar Companion to Energy and Sustainability*, Edward Elgar Publishing, 2024, p. 124–136. doi: 10.4337/9781035307494.00015.

[3] S. Zhang *et al.*, "Region-based flexibility quantification in distribution systems: An analytical approach considering spatio-temporal coupling", *Appl Energy*, vol. 355, p. 122175, fev. 2024, doi: 10.1016/j.apenergy.2023.122175.

[4] EPE, "Recursos energéticos distribuídos: impactos no planejamento energético", *Empresa de Pesquisa Energética*, nº 21, p. 1–11, 2018, [Online]. Disponível em: http://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/ND - Recursos Energéticos Distribuídos.pdf

[5] EPE, "Recursos Energéticos Distribuídos Documento de Apoio ao PNE 2050 Estudos de Longo Prazo", Rio de Janeiro, jan. 2019.

[6] Nguyen Quoc Minh, Nguyen Duy Linh, Nguyen Trong Khiem, Tran Huu Quynh, Pham Tuan Nghia, e Bui Minh Quan, "Optimization models to flatten duck curve in power grid with high penetration of solar energy", *Journal of Military Science and Technology*, vol. 91, p. 45–53, nov. 2023, doi: 10.54939/1859-1043.j.mst.91.2023.45-53.

[7] ONS, "Plano de Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN - Ciclo 2025 - 2029", ONS.

[8] ANEEL, "Nota Técnica no 0033/2022-SRD/ANEEL", 2022.

[9] E. HILLBERG, I. OLEINIKOVA, e A. ILICETO, “Flexibility benefits for Power System Resilience”, em *CIGRE - Symposium Kyoto*, Kyoto: CIGRE, 2022.
[10] E. Hillberg *et al.*, “Flexibility needs in the future power system Discussion paper”, Viena, mar. 2019. Acessado: 21 de agosto de 2023. [Online]. Disponível em: https://www.iea-isgan.org/wp-content/uploads/2019/03/ISGAN_DiscussionPaper_Flexibility_Needs_In_Future_Power_Systems_2019.pdf
[11] E. K. TUTUŞ e N. ONAT, “Evaluation of Various Flexibility Resources in Power Systems”, *Celal Bayar Üniversitesi Fen Bilimleri Dergisi*, vol. 19, nº 3, p. 243–252, set. 2023, doi: 10.18466/cbayarfbe.1280545.
[12] T. Edmunds *et al.*, “Grid Modernization: Metrics Analysis (GMLC1.1)-Flexibility Reference Document Volume 4”, 2020.
[13] I. Renewable Energy Agency, *Power system flexibility for the energy transition, Part 2: IRENA FlexTool methodology*. 2018. [Online]. Disponível em: www.irena.org
[14] E. Lannoye, D. Flynn, e M. O’Malley, “Evaluation of Power System Flexibility”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, nº 2, p. 922–931, maio 2012, doi: 10.1109/TPWRS.2011.2177280.
[15] T. Shi, “Research on the status and prospect of microgrid technology”, *Applied and Computational Engineering*, vol. 93, nº 1, p. 121–126, nov. 2024, doi: 10.54254/2755-2721/93/20240930.
[16] M. Mallah, A. Youssef, A. Ali, e E. E. M. Mohamed, “Advancements in Microgrid Technologies: A Critical Review”, *SVU-International Journal of Engineering Sciences and Applications*, vol. 5, nº 2, p. 241–251, dez. 2024, doi: 10.21608/svusrc.2024.266380.1184.
[17] THAIS MARZALEK BLASI *et al.*, “CONCEPÇÃO E ESTUDOS COM O GÊMEO DIGITAL DA MICRORREDE IMPLEMENTADA NO PARQUE BARIGUI EM CURITIBA”, em *XXVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Brasília, nov. 2023.
[18] Mateus Duarte Teixeira, “Termo de Referência do Projeto Piloto - Microrrede Barigui”, Curitiba, set. 2020.
[19] A. Rasheed, O. San, e T. Kvamsdal, “Digital Twin: Values, Challenges and Enablers From a Modeling Perspective”, *IEEE Access*, vol. 8, p. 21980–22012, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2970143.
[20] R. B. Walton, F. W. Ciarallo, e L. E. Champagne, “A unified digital twin approach incorporating virtual, physical, and prescriptive analytical components to support adaptive real-time decision-making”, *Comput Ind Eng*, vol. 193, p. 110241, jul. 2024, doi: 10.1016/j.cie.2024.110241.
[21] Kelvin Edem Bassey, Jesse Opoku-Boateng, Bernard Owusu Antwi, Afari Ntiakoh, e Ayanwunmi Rebecca Juliet, “Digital twin technology for renewable energy microgrids”, *Engineering Science & Technology Journal*, vol. 5, nº 7, p. 2248–2272, jul. 2024, doi: 10.51594/estj.v5i7.1319.
[22] M. S. Abdelrahman, I. Kharchouf, H. M. Hussein, M. Esoofally, e O. A. Mohammed, “Enhancing Cyber-Physical Resiliency of Microgrid Control under Denial-of-Service Attack with Digital Twins”, *Energies (Basel)*, vol. 17, nº 16, p. 3927, ago. 2024, doi: 10.3390/en17163927.

X. Referencia Bibliográfica

- Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas, “Boletín 1 del XX ERIAC” [en línea], 2024, pp. 2-5. Disponible en: https://xxeriac.com.py/boletines/







ISBN: 978-99989-1-472-8