



Comite Nacional Paraguayo



Unión de Ingenieros de ANDE

XIII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
6 y 7 de Septiembre de 2018

Estudio del Perfil de Despacho Energético de Centrales Hidroeléctricas del SIN-PY mediante Optimización Estocástica Implícita de los Costos de Suministro

Jaime Javier Vera Moreira

Superintendencia de Operación – ITAIPU Binacional

Paraguay

RESUMEN

En este trabajo se propone una estructura de análisis en base a Optimización Estocástica Implícita, ISO, para determinar la existencia, o no, de patrones en el despacho energético de las centrales hidroeléctricas que suministran energía eléctrica al Sistema Interconectado Nacional Paraguayo, SIN-PY, considerando la minimización de los costos asociados a las modalidades de comercialización existentes en el Mercado Eléctrico Paraguayo, MEP, y los de autoproducción. Se analiza la influencia de variables aleatorias en los patrones de incursión en cada modalidad de comercialización, de acuerdo a escenarios de entrada construidos a partir de registros históricos. El problema es abordado mediante un modelo de programación matemática del tipo lineal entero mixto, MILP, en función al dominio de las variables de decisión implicadas, así como la política de despacho de unidades generadoras de la Central Hidroeléctrica Acaray aplicada por la ANDE. El horizonte considerado es el año calendario, con discretización horaria, lo que convierte al problema de gran porte, siendo que las restricciones de atención a la demanda son modeladas bajo la presunción de sincronismo entre fuentes generadoras. Para la implementación computacional del modelo se utilizaron librerías de código abierto en base a lenguaje Python. La característica de predominancia hidráulica de las fuentes de generación en el SIN-PY, y la consecuente correlación entre la condición hidrológica y los costos variables, abalan la utilización de la ISO como metodología de análisis.

PALABRAS CLAVES

Optimización Estocástica Implícita (ISO), Sistema Interconectado Nacional Paraguayo (SIN-PY), Perfil de Despacho Energético, Programación Lineal Entera Mixta (MILP).



1. NOMENCLATURA

CONJUNTOS

T	Horas del día, $T = \{0, 1, 2, \dots, 23\}$
D	Días secuenciales del año, $D = \{1, 2, 3, \dots, 365\}$
M	Meses del año, $M = \{1, 2, 3, \dots, 12\}$
CHI	Centrales Hidroeléctricas, $CHI = \{ACY, YAC, IPU\}$
Ω	Escenarios para variables aleatorias
Ω_{opt}	Soluciones óptimas del modelo de optimización determinístico
$\mathbb{R}^+; \mathbb{N}$	Reales positivos y Naturales

VARIABLES ALEATORIAS

$H(\omega)_u^{t,d}$	Salto Bruto en la CHI u , escenario ω , hora t , día d [m]
$UG(\omega)_u^{t,d}$	Unidades Generadoras disponibles en la CHI u , escenario ω , hora t , día d
$D(\omega)_{SIN-PY}^{t,d}$	Demanda del SIN-PY escenario ω , hora t , día d [MW]
$P(\omega)_{EXC}^{t,d}$	Potencia Excedente en la CHI-IPU escenario ω , hora t , día d [MW].

PARÁMETROS

C_u	Costo unitario de la CHI u , $\{YAC, ACY\} = \text{US\$/MWh}$ y $\{IPU\} = \text{US\$/kW/mes}$
$PotUG_u$	Potencia de las Unidades Generadoras de la CHI u [MW]
UP_u	Rampa de intercambio máximo de la CHI u [MW]
K^m	Cantidad de horas del mes m
$bigM$	Número positivo grande

VARIABLES DE DECISIÓN Y FUNCIONES

$CT(\omega)_{IPU}^m$	Contrato de Potencia con CHI-IPU, escenario ω , mes m [MW]
$CE(\omega)_{IPU}^m$	Potencia de Cesión contable con la CHI-IPU, escenario ω , mes m [MW].
$Desp(\omega)_u^{t,d}$	Unidades generadoras despachadas en la CHI u , escenario ω , hora t , día d
$I(\omega)_u^{t,d}$	Intercambio del SIN-PY con la CHI u , escenario ω , hora t , día d [MW].
$CE(\omega)_{IPU}^{t,d}$	Potencia de Cesión en la CHI-IPU, escenario ω , hora t , día d [MW]
$x(\omega)^{t,d}$	Variable binaria, 1 para potencia de cesión superior a la potencia nominal de las unidades generadoras de la CHI-IPU, 0 en otro caso, escenario ω , hora t , día d
$f(x_1; \dots; x_n): \mathbb{R}^{+n} \rightarrow \mathbb{R}^+$	Función lineal o afín de n variables de los reales positivos en los reales positivos

ABREVIACIONES Y ACRÓNIMOS

ACY, YAC, IPU	ACARAY, YACYRETÁ, ITAIPU
ANDE	Administración Nacional de Electricidad
ATR o T/R	Autotransformador Regulador
ES-AYO	Estación de Transformación Ayolas
ES-VHA	Estación de Transformación Villa Hayes



XIII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
6 y 7 de Septiembre de 2018

FURNAS	Empresa de Transmisión y Generación del SIN-BR
HVDC	Sistema de Transmisión de Alta Tensión en Corriente Continua
IEE	Industria de la Energía Eléctrica
ISO	Optimización Estocástica Implícita
LT	Línea de Transmisión
MEP	Mercado Eléctrico Paraguayo
MILP	Programación Lineal Entera Mixta
PAC	Plan Anual de Contratación de Potencia junto a la CHI-IPU
SADI	Sistema Argentino de Interconexión
SIN-BR	Sistema Interconectado Nacional Brasileño
SIN-PY	Sistema Interconectado Nacional Paraguayo
SE-MD	Subestación de Transformación Margen Derecha

2. INTRODUCCIÓN

A diferencia de otros países, donde estructuras primarias para los mercados de electricidad obedecen básicamente a los procesos de desregulación iniciados desde la década de 1990 [1], en Paraguay los derechos de explotación de la IEE en todos sus niveles de integración vertical (generación, transmisión y distribución) pertenecen a la compañía estatal ANDE, es decir, es un mercado eléctrico del tipo monopolio, además de ser regulado por el Estado. Para satisfacer la demanda de consumo eléctrico, concentrada en el SIN-PY, la ANDE dispone de fuentes de generación principalmente hidráulicas. En efecto, el 100% de la demanda es atendida por centrales hidroeléctricas, a saber la CHI-ACY de propiedad de la ANDE, y los emprendimientos binacionales CHI-IPU y CHI-YAC junto a Brasil y Argentina respectivamente [2].

De acuerdo a las condiciones descritas, un modelo adecuado para el MEP es el de Contratos Bilaterales [3], ya que, además de sus recursos de autoproducción, la ANDE dispone de modalidades comerciales bilaterales del tipo *ex-ante* (liquidación anterior al lapso de facturación) y *ex-post* (liquidación posterior al lapso de facturación) para suministros de potencia y energía junto a los emprendimientos binacionales. Junto a la CHI-IPU existen modalidades de suministro de potencia a costo unitario fijo [4], a saber el PAC del tipo *ex-ante* con lapso de facturación anual y discretización mensual, y de tipo *ex-post* Potencia de Cesión y Potencia Excedente [5], con lapsos de facturación mensual. Junto a la CHI-YAC, existe una modalidad tipo *ex-post* de suministro de energía [6] [7], también a tarifa fija pero con actualización mensual, similar a contratos del tipo pay-per-use, donde la energía intercambiada con el SIN-PY es medida durante el lapso de facturación, en este caso el mes calendario, y liquidada al final.

Los costos de suministro, asociados a modalidades comerciales vinculadas implícitamente a variables aleatorias, pueden variar significativamente en función al escenario* enfrentado. Vista la predominancia de fuentes hidráulicas en el SIN-PY, la hidrología sería la principal fuente de incertidumbre en la cuantificación de los costos de suministro, además de la propia demanda del SIN-PY. Decisiones asociadas a la participación de la ANDE en cada modalidad de comercialización del MEP (gestión de su portafolios) deben considerar las incertidumbres oriundas de esas variables, visando protegerse de escenarios adversos que impliquen en sobrecosto excesivo, o incluso en la conducción hacia la banca rota [3].

Decisiones operativas en embalses de acumulación relacionadas a la gestión de las incertidumbres acostumbra apoyarse en reglas de operación estándares predefinidas, previamente construidas mediante el análisis

* Un escenario aquí es considerado como una realización posible de las variables aleatorias.

XIII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
6 y 7 de Septiembre de 2018

exhaustivo de políticas de operación[†] optimizadas, de forma a orientar el uso eficiente de los recursos durante el año hidrológico [8]. La técnica conocida como ISO [9] es un abordaje usual en la determinación de reglas generales de operación en embalses de acumulación, puesto que ella se apoya en métodos determinísticos para hacer problemas de gran porte tratables del punto de vista computacional. La ISO aplicada en embalses de acumulación utiliza escenarios de caudales afluentes desregulados, sean del histórico, generadas sintéticamente, o secuencias cortas igualmente probables [8] [9] [10], como entradas de un modelo de optimización determinístico. De esa forma gran parte de los aspectos estocásticos del problema son considerados implícitamente, mientras es posible la aplicación directa de métodos de optimización determinísticos. De posesión de los resultados arrojados por la solución del modelo de optimización, es posible aplicar métodos de regresión múltiple, u otros tipos de métodos, para derivar reglas de operación estacionales condicionadas a información observable, como niveles de almacenamiento actual, caudales previstos y/o previos, o incluso información referente al calendario como el mes y el día (días similares). En efecto, y vista la afinidad entre los costos de suministro y la condición hidrológica en las fuentes de generación, un análisis de los posibles patrones de despacho energético mediante el uso de técnicas utilizadas para la gestión de sistemas de acumulación resulta coherente.

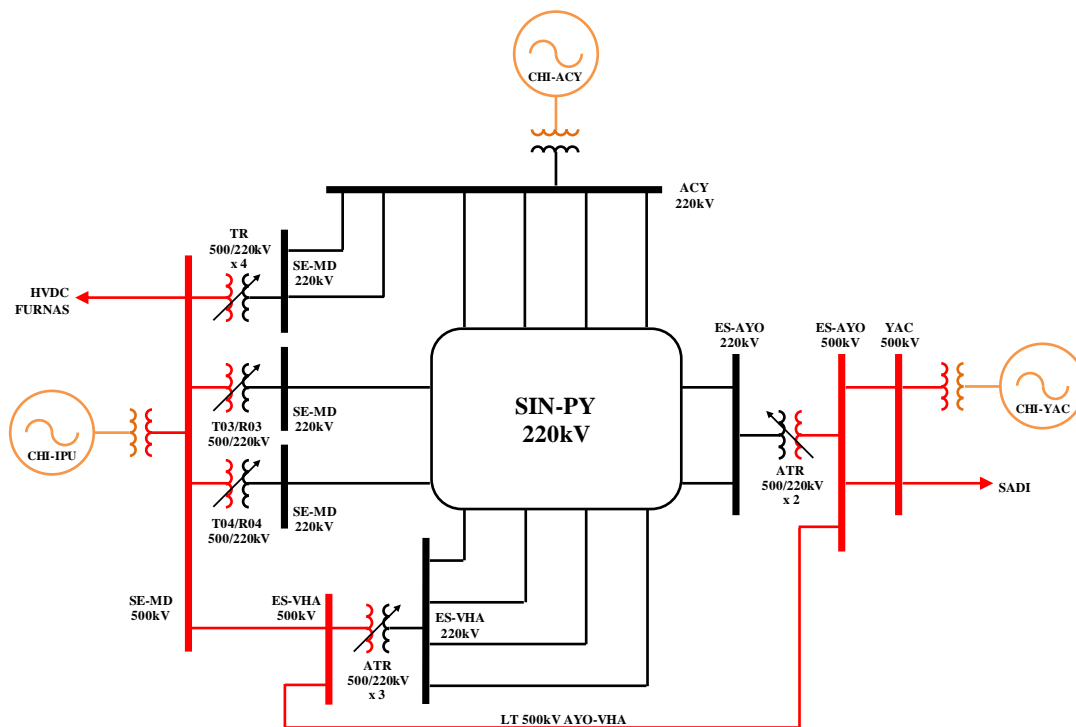


Figura 1: Esquema de la Interconexión del SIN-PY

Actualmente el SIN-PY opera con dos subsistemas eléctricamente aislados, donde en uno el suministro energético es realizado por las CHI-IPU y CHI-ACY, además de estar sincronizado con el SIN-BR mediante el HVDC de FURNAS, mientras que en el otro el suministro energético es realizado por la CHI-YAC, el cual además se encuentra sincronizado con el SADI [11]. En principio tal condición impediría una explotación completa de los recursos disponibles de los emprendimientos binacionales, vista la imposibilidad de aplicación de políticas de despacho energético optimizado, ya que la presunción de sincronismo entre fuentes generadoras es requerida. Sin embargo, con la entrada de la LT 500kV AYO-VHA se viabilizaría la operación síncrona del SIN-PY, lo que justificaría la realización de estudios de la operación optimizada para el despacho energético. En la Figura 1 se observa un esquema resumido de la malla de transmisión del SIN-PY con-

[†] Una política operativa en embalses de acumulación es el perfil de descarga a ser realizado en el horizonte considerado.

siderando la entrada en operación de la LT 500kV AYO-VHA, así como la configuración en la SE-MD 220kV que permitiría el máximo intercambio de la CHI-IPU con el SIN-PY sin infringir límites de equipos y corrientes de cortocircuito [11]. Esta configuración será utilizada como referencia para modelar el problema de despacho energético optimizado en la siguiente sección.

En este trabajo se propone una estructura ISO para determinar la existencia, o no, de patrones en el despacho energético de las centrales hidroeléctricas que suministran energía eléctrica al SIN-PY, considerando la minimización de los costos asociados a las modalidades de comercialización existentes en el MEP y los de autoproducción. El problema es abordado mediante una formulación MILP en función al dominio de las variables de decisión implicadas, así como la política de despacho de unidades generadoras de la CH-ACY aplicada por la ANDE. El objetivo principal es establecer posibles guías para el despacho energético en función a información observable durante el año hidrológico.

3. MODELO DE ANÁLISIS DEL DESPACHO ENERGÉTICO EN EL SIN-PY

3.1 OPTIMIZACIÓN ESTOCÁSTICA IMPLÍCITA

La selección de políticas operativas en embalses de acumulación puede ser realizada utilizando modelos de simulación en una estructura del tipo “Ajuste al Vuelo”. En esa condición el responsable de la simulación, en posesión de los recursos de entrada disponibles y/o previstos, simula el efecto de una determinada política operativa en las variables de estado del sistema y en los objetivos prioritarios. Caso la política sea infactible (violación de alguna restricción) el operador debe realizar ajustes en la simulación hasta conseguir una política factible. Este proceso es repetido tantas veces como sea necesario en orden a obtener un conjunto de políticas factibles, que serán utilizadas por el staff de la operación para determinar cuál de ellas es la más adecuada para el escenario de entrada. Este proceso tiene sus ventajas en horizontes de corto plazo, donde la información disponible es menos incierta, pero al considerar horizontes mayores la dificultad para encontrar políticas factibles se hace evidente. Además, el criterio de selección de la política más adecuada puede dar espacio a la subjetividad del tomador de decisión así como a la incertidumbre del escenario de entrada.

La estructura ISO es similar pero, a diferencia de la estructura de “Ajuste al Vuelo”, el operador no necesita realizar ajustes para obtener una solución factible, ya que un modelo de optimización determinístico se encarga de buscar la solución factible, que además es óptima para el escenario de entrada en particular. En efecto, el proceso de simulación es sustituido por uno de optimización, lo que permite al operador realizar sensibilidad de las soluciones en función a las entradas, formando un conjunto de políticas factibles y óptimas, ya que la selección de la mejor política es realizada mediante optimización de los objetivos prioritarios. Esta estructura también permite utilizar escenarios con horizontes de largo plazo, donde el conjunto de soluciones óptimas puede ser analizado para buscar posibles patrones en las políticas optimizadas. Si bien la técnica ISO tiene sus orígenes en la determinación de reglas operativas para embalses de acumulación, la predominancia de fuentes hidráulicas en el SIN-PY avala su utilización en el estudio de políticas de despacho energético de largo plazo.

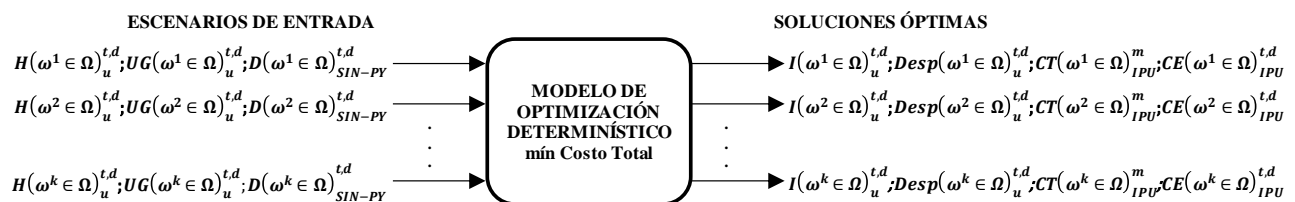


Figura 2: Estructura ISO para el Despacho Energético del SIN-PY

En la Figura 2 se muestra el esquema ISO implementado para el análisis del despacho energético de las centrales del SIN-PY. Los escenarios de entrada son realizaciones posibles de las variables aleatorias cuya influencia en el costo de suministro es preponderante (ver sección 1), y la construcción del conjunto de escenarios de entrada puede ser realizada mediante modelos estocásticos como series sintéticas, o simplemente utilizando datos históricos suficientemente representativos del problema [8]. Para el escenario de entrada ω se corre el modelo de optimización determinístico, el cual determina una solución para las variables del modelo que minimice el costo total de suministro para ese escenario en particular. Así, el modelo se corre para cada escenario $\omega \in \Omega$, formando un conjunto de soluciones óptimas Ω_{opt} para las variables de decisión, que luego serán analizadas buscando revelar posibles patrones en función a información mensurable. El objetivo de este procedimiento es balancear la tratabilidad del problema sin desconsiderar los efectos de las incertidumbres en las variables aleatorias sobre el costo total del suministro (optimización determinística vs estocástica).

3.2 MODELO DE OPTIMIZACIÓN DETERMINÍSTICO

En función de las modalidades comerciales existentes en el MEP, así como la política estándar para el despacho de la CHI-ACY, el problema se encuadra en la clase de modelos de programación matemática del tipo MILP. El horizonte a ser considerado es el año calendario, horizonte de las modalidades *ex-ante*, y con discretización horaria para considerar las modalidades *ex-post*. La formulación (1) al (11) representan el modelo determinístico MILP para la estructura ISO, el cual debe ser resuelto para cada escenario $\omega \in \Omega$ de forma a obtener el conjunto de soluciones Ω_{opt} . La función objetivo de la ecuación (1) busca minimizar el costo total de las modalidades de suministro, además del costo de autoproducción. Los costos de la energía suministrada al SIN-PY por la CHI-YAC y el costo de autoproducción de la CHI-ACY se modelan mediante funciones lineales, donde los precios por unidad de energía intercambiada de cada CHI con el SIN-PY son considerados parámetros del modelo[‡]. Esta simplificación busca conservar la tratabilidad del modelo, así como su estructura MILP.

Las restricciones del modelo determinístico son autoexplicativas, con excepción de las desigualdades (7) y (8). Ellas se apoyan en una variable binaria x para contabiliza y limitar el número de horas de un mismo día en que la potencia de cesión horaria supera a la potencia nominal de las unidades generadoras de la CHI-IPU ($x=1$). El objetivo es evitar costos adicionales (penalizaciones) aplicables a esa modalidad de comercialización. Cabe destacar que la formulación del modelo determinístico desconsidera la malla de transmisión del SIN-PY y restricciones asociadas.

$$\min_{\substack{CT_{IPU}; CE_{IPU}; I_{YAC} \\ x; \omega; Desp_{ACY}} \sum_{m \in M} C_{IPU} (CT(\omega)_{IPU}^m + CE(\omega)_{IPU}^m) + \sum_{d \in D} \sum_{t \in T} (C_{YAC} I(\omega)_{YAC}^{t,d} + C_{ACY} I(\omega)_{ACY}^{t,d})$$

$$\text{donde } \begin{cases} I_{YAC}^{t,d}; CT_{IPU}^m; CE_{IPU}^{t,d} & \in \mathbb{R}^+ \\ Desp_{ACY}^{t,d} & \in \mathbb{N} \\ x^{t,d} & \in \{0,1\} \\ \omega & \in \Omega \end{cases} \quad (1)$$

Sujeto a:

	Dominio	Descripción de la Restricción	
$\sum_{u \in CHI} I(\omega)_u^{t,d} = D(\omega)_{SIN-PY}^{t,d}$	$\forall t \in T$ $\forall d \in D$	Atención a la demanda del SIN-PY	(2)

[‡] Los costos unitarios por energía intercambiada también se encuadran como variables aleatorias, pero su frecuencia de actualización no amerita un detalle al nivel de la discretización del modelo aquí propuesto.

XIII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
6 y 7 de Septiembre de 2018

$$I(\omega)_{ACY}^{t,d} = PotUG_{ACY} * UGD_{esp}(\omega)_{ACY}^{t,d} \quad \forall t \in T \quad \text{Política de Despacho de Unidades} \\ \forall d \in D \quad \text{Generadoras en la CHI-ACY} \quad (3)$$

$$I(\omega)_{IPU}^{t,d} - P(\omega)_{EXC}^{t,d} - CT(\omega)^m \leq CE(\omega)^{t,d} \quad \forall t \in T \quad \text{Existencia de Potencia de Cesión Ho-} \\ \forall d \in m \quad \text{raria CHI-IPU} \quad (4) \\ \forall m \in M$$

$$CE(\omega)^m = \frac{1}{K^m} \sum_{d \in m} \sum_{t \in T} CE(\omega)^{t,d} \quad \forall m \in M \quad \text{Potencia de Cesión Contable} \quad (5)$$

$$P(\omega)_{EXC}^{t,d} = f(H(\omega)_{IPU}^{t,d}, UG(\omega)_{IPU}^{t,d}) \geq 0 \quad \forall t \in T \quad \text{Existencia de Potencia Excedente} \\ \forall d \in D \quad \text{horaria CHI-IPU} \quad (6)$$

$$CE(\omega)^{h,d} - x(\omega)^{h,d} * bigM \leq PotUG_{IPU} \quad \forall t \in T \quad \text{Potencia de Cesión horaria superior a} \\ \forall d \in D \quad \text{la Potencia Nominal de las unidades} \\ \text{generadoras de la CHI-IPU} \quad (7)$$

$$\sum_{t \in T} x(\omega)^{t,d} \leq 3 \quad \forall d \in D \quad \text{Límite de Potencia de Cesión en el día} \\ \text{junto a la CHI-IPU sin penalización.} \quad (8)$$

$$I_u^{min} \leq I(\omega)_u^{t,d} \leq I_u^{max} \quad \forall t \in T \quad \text{Límites de Intercambio por CHI.} \\ \forall d \in D \quad (9) \\ \forall u \in CHI$$

$$-UP_u \leq I(\omega)_u^{t,d} - I(\omega)_u^{t-1,d} \leq UP_u \quad t > 0 \quad \forall t \in T \\ d = 0 \quad \forall d \in D \quad \text{Rampas de Intercambio por CHI} \quad (10) \\ -UP_u \leq I(\omega)_u^{t,d} - I(\omega)_u^{23,d-1} \leq UP_u \quad t = 0 \quad \forall u \in CHI \\ d > 0$$

$$UGD_{esp}(\omega)_{ACY}^{t,d} \leq UG(\omega)_{ACY}^{t,d} \quad \forall t \in T \quad \text{Despacho de la CHI-ACY acotado a} \\ \forall d \in D \quad \text{Unidades Generadoras disponibles} \quad (11)$$

3.3 IMPLEMENTACIÓN COMPUTACIONAL

Para determinar las soluciones a cada escenario de la formulación (1) al (11) se utilizará el solver Cbc [12] [13], herramienta que será complementada con el software Pyomo [14] [15] [16], una librería para modelado algebraico de problemas de programación matemática en lenguaje Python. En la Figura 3 se muestra un esquema de la implementación computacional propuesta junto con los requerimientos de software, donde la línea a trazos delimita el ambiente de programación en lenguaje Python. Las variables aleatorias salto bruto y demanda del SIN-PY son series temporales de longitud igual al horizonte del modelo, con discretización horaria, obtenidas del histórico de la operación de la CHI-IPU [17] y del SIN-PY [18], mientras que las unidades generadoras disponibles en la CHI-IPU fueron consideradas como un parámetro constante en el modelo para todo el horizonte. Esta última simplificación se justifica al considerar que para la modalidad de potencia excedente la cantidad de unidades generadoras disponibles está limitada al número de unidades contratadas, y no al total de la CHI-IPU. En Pyomo se realiza el prototipo del modelo determinístico para posterior creación de instancias, análisis y exportación de resultados obtenidos por el solver Cbc.

Es sabido que la dificultad para resolver problemas del tipo MILP debido al hecho de que el número de soluciones alternativas crece, usualmente de forma exponencial, mucho más rápido que el tamaño del problema [19]. El número de variables y restricciones del modelo determinístico propuesto es $\approx 2 \cdot 10^5$, luego esperar obtener una solución óptima global en tiempo razonable es muy pretencioso, incluso obtener una solución factible del problema es una tarea difícil. Para contornar este problema el solver Cbc permite ajustar los parámetros de su algoritmo de solución en orden a detener el proceso de búsqueda anticipadamente. El objetivo aquí es encontrar una solución factible en tiempo razonable, de forma a aplicar la estructura ISO del análisis. El ajuste estándar de los parámetros “ratioGap” y “seconds” [13] fue considerado en 0,5% y 3600s, lo que

significa que el solver tiene un tiempo de una hora para encontrar una solución factible cuya distancia relativa a la mejor solución conocida sea igual o inferior al 0,5%.

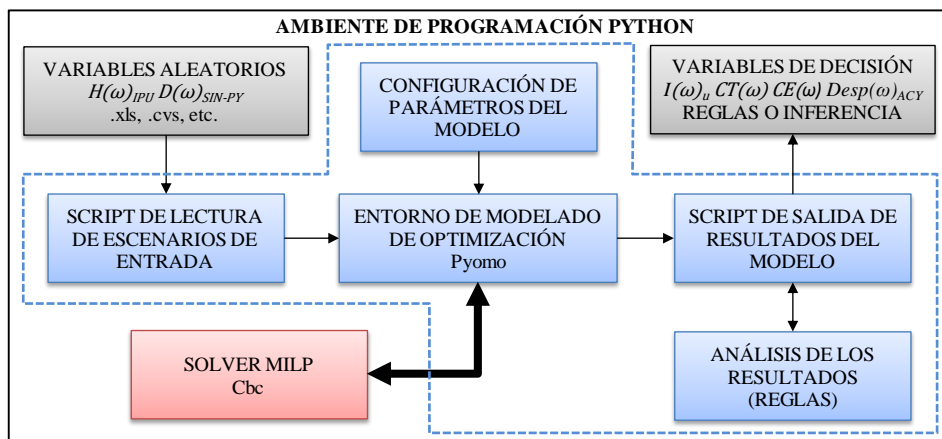


Figura 3: Esquema de implementación computacional del modelo de optimización determinístico

4. ESTUDIOS DE CASOS

4.1 ENTRADAS Y CONFIGURACIÓN DEL MODELO DETERMINÍSTICO

La Tabla 1 muestra la configuración estándar utilizada para los parámetros del modelo determinístico, descritos en la sección 1, resaltando nuevamente la consideración de las unidades generadoras disponibles en la CHI-IPU como parámetro del modelo y no como variable aleatoria. El costo unitario de la CHI-YAC es una aproximación del cálculo de los costos de servicio de electricidad para la metodología descrita en [6], mientras que el costo unitario de CHI-ACY es aproximadamente la media ponderada en horarios de punta y fuera de punta de carga de la tarifa de energía en la categoría de muy alta tensión de la ANDE [20]. Los límites de intercambio obedecen a limitaciones físicas existentes en la interconexión de cada central con el SIN-PY, con excepción de la CHI-ACY, la cual sí está limitada por su capacidad nominal de la central.

Tabla 1: Configuración Estándar de Parámetros para el modelo determinístico

Parámetro	IPU	YAC	ACY
Costo Unitario	22,6US\$/kW/mes	45US\$/MWh	35US\$/MWh
Unidades Generadoras Disponibles	18	No aplica	4
Potencia Nomina de Unidades Generadoras	700MW	No aplica	50MW
Intercambio Máximo con el SIN-PY	3.200MW	750MW	200MW
Rampa Máxima	1.000MW	250MW	100MW

Para construir los escenarios de entrada de las variables aleatorias salto bruto en la CHI-IPU y demanda del SIN-PY, fueron utilizadas series históricas [17] [18] de los periodos descritos en la Tabla 2, donde también se muestran algunas estadísticas de cada serie. Cada escenario de entrada del modelo es la unión de las combinaciones posibles, sin repetición, del registro anual de ambas variables, es decir, el conjunto de escenarios Ω a ser analizados es el número de combinaciones posibles de registros anuales. La ecuación (12) representa el conjunto de escenarios posibles, o un total de 128 casos con mismo número de soluciones de la estructura ISO. Este es el abordaje más sencillo posible para la selección de escenarios, aunque éste no ofrece garantías en cuanto a la caracterización plena de la aleatoriedad de las variables.

XIII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
6 y 7 de Septiembre de 2018

En virtud de la presencia de no estacionariedad en la serie demanda del SIN-PY (tendencia de aumento), cada escenario anual fue referenciado a la carga de energía del año 2017, por ser el registro más reciente, mediante la ecuación (13). Esta transformación no tiene como objetivo homogenizar la serie, más bien intenta compatibilizar los escenarios de forma a que el análisis de los resultados sí sea homogéneo. No fue realizada ninguna transformación en la serie de salto bruto en función de que su aleatoriedad es consecuencia directa de la hidrología del periodo, factor que se desea capturar en la estructura ISO, además de no exhibir tendencia alguna.

$$\Omega = \bigcup_{k=2002}^{2017} \bigcup_{p=2010}^{2014} H(k)_{IPU} D(p)_{SIN-PY} \quad (12)$$

$$D(p)_{SIN-PY}^{t,d} \rightarrow D^*(p)_{SIN-PY}^{t,d} = D(p)_{SIN-PY}^{t,d} * \sum_{t \in T} \frac{D(2017)_{SIN-PY}^{t,d}}{D(p)_{SIN-PY}^{t,d}} \quad \begin{matrix} \forall t \in T \\ \forall d \in D \end{matrix} \quad (13)$$

Tabla 2: Escenarios de Demanda y Salto Bruto

Variable Aleatoria	Periodo	Promedio	Desvío Estándar	Mínimo	Máximo
Salto Bruto CHI-IPU	2002-2017	115,25m	3,02cm	95,75m	123,04m
Demanda del SIN-PY*	2010-2017	1.757MW	416MW	827MW	3.563MW

4.2 SOLUCIONES DEL MODELO DE DETERMINÍSTICO

La Figura 4 muestra las soluciones obtenidas para la energía horaria intercambiada del SIN-PY con cada CHI, normalizados a su máximo intercambio de acuerdo a la Tabla 1. Se observa claramente que el intercambio con la CHI-IPU se encuentra en la base del despacho energético del SIN-PY, mientras que las otras centrales son utilizadas para cubrir periodos de punta de carga (cierre del balance de demanda), con orden de prioridad de despacho de la CHI-ACY sobre la CHI-YAC en función de su menor costo unitario, condicionado a sus rampas máximas. En efecto, el modelo arroja un costo unitario equivalente para la energía intercambiada con la CHI-IPU siempre menor a las demás centrales, para todas las condiciones hidrológicas analizadas (escenarios de salto bruto en la CHI-IPU). En la Tabla 3 se muestran estadísticas del costo unitario obtenido para la energía intercambiada con la CHI-IPU, junto con las porciones correspondientes a las modalidades de comercialización.

Tabla 3: Estadísticas del Costo de la Energía Intercambiada con la CHI-IPU

Estadística	Costo Unitario [US\$/MWh]	Porción <i>ex-ante</i>	Porción <i>ex-post</i>
Mínimo	18,08	73,88%	26,12%
Máximo	25,47	72,53%	27,47%
Promedio	21,33	73,39%	26,61%
Desvío Estándar	2,26	56,47%	43,53%

En la Figura 4 también se observa intercambio nulo del SIN-PY con la CHI-YAC y la CHI-ACY entre los meses de junio y agosto. Este resultado no es del todo sorprendente si se toma en cuenta la baja frecuencia de ocurrencia, para los escenarios hidrológicos utilizados, de eventos de crecida en la CHI-IPU para el mismo periodo, lo que a su vez disminuye la exposición del intercambio con la CHI-IPU en la modalidad de potencia de cesión. Además, ese periodo coincide con el lapso donde los escenarios de demanda del SIN-PY exhiben los valores más bajos del año. Este resultado no implica que CHI-ACY y CHI-YAC puedan estar indis-

XIII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
6 y 7 de Septiembre de 2018

ponibles para el SIN-PY entre junio y agosto, ya que podrían ser utilizadas para complementación del balance energético para evitar situaciones de penalización previstas en las modalidades *ex-post* con CHI-IPU por otros eventos aleatorios, pero sí es un indicativo de que sería el periodo ideal, por ejemplo, para realización de mantenimientos preventivos.

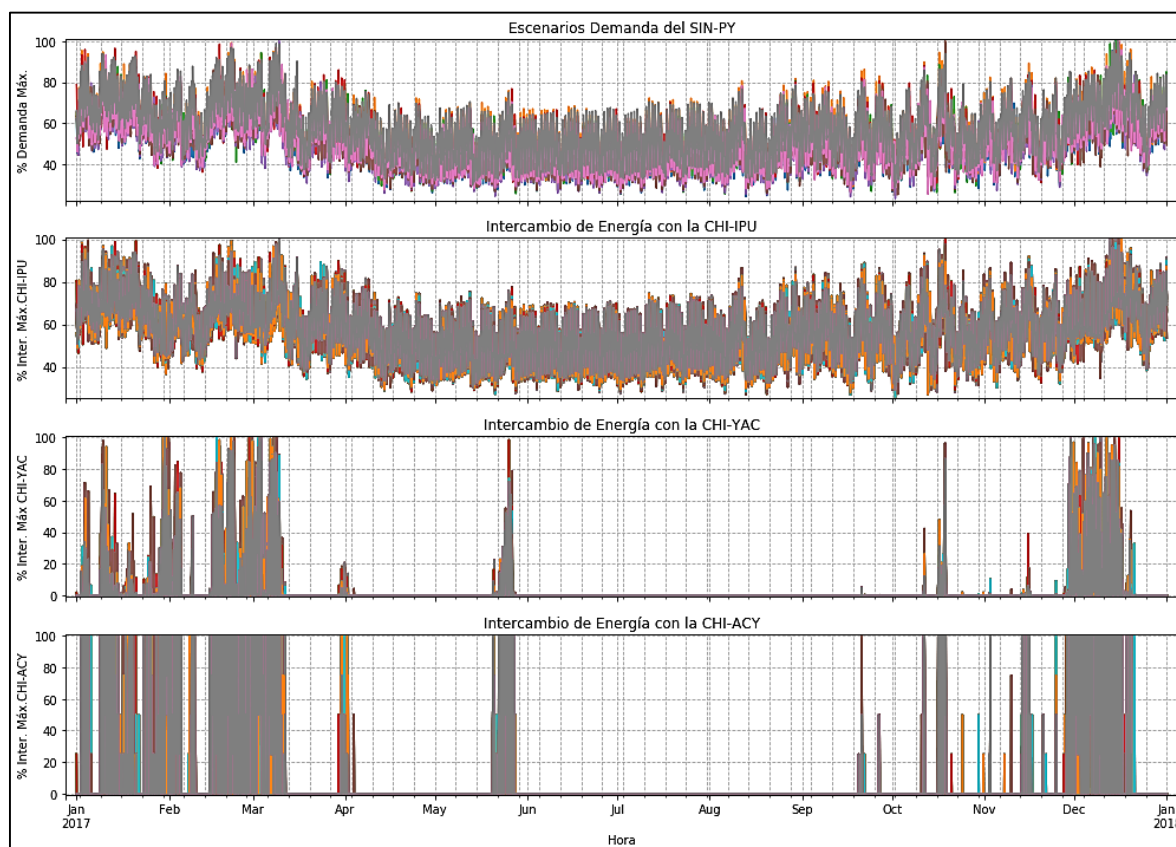


Figura 4: Soluciones para los Intercambios del SIN-PY con cada CHI, normalizados al intercambio máximo por CHI

Vista la fuerte prioridad de despacho energético de la CHI-IPU por sobre las demás centrales, se debe analizar la participación en cada modalidad de comercialización con la CHI-IPU. En la Figura 5 se muestra la porción del intercambio del SIN-PY con la CHI-IPU, de las soluciones a todos los escenarios, por modalidad de comercialización donde se constata la importante participación en la modalidad de potencia excedente. En efecto, en la Tabla 4 se muestran los factores de participación medio por modalidad de comercialización con fuerte incursión en la potencia excedente, incluso superior a las demás modalidades sobretodo en horarios fuera de punta de carga. También se constata el uso continuo de la potencia de cesión, sobretodo en horarios de punta de carga, donde la posibilidad de uso hasta el límite de horas no penalizadas es explorado al máximo por sobre los demás recursos.

Tabla 4: Factores de Participación de modalidades de comercialización del SIN-PY con la CHI-IPU

Factor de Participación Medio	Contrato	Potencia de Cesión	Potencia Excedente
Horario	32,30%	11,38%	56,32%
Punta de Carga (18:00-23:00)	36,77%	17,33%	45,90%
Fuera de Punta de Carga	30,81%	9,40%	59,79%

XIII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
6 y 7 de Septiembre de 2018

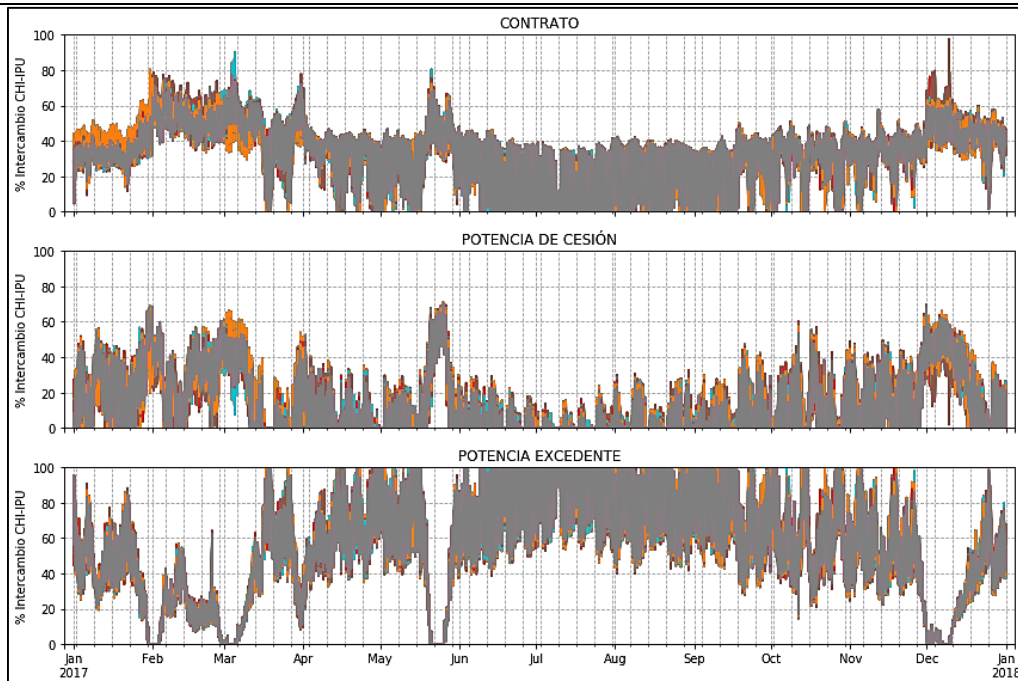


Figura 5: Porción por Modalidad de Comercialización del Intercambio Horario del SIN-PY con la CHI-IPU

Para complementar los resultados descritos en la Tabla 4, en la Figura 6 se muestran perfiles horarios de la participación de la potencia de cesión en intercambio del SIN-PY con la CHI-IPU. A la izquierda de la figura se observa que la potencia de cesión es mayormente utilizada en horarios de punta de carga y días hábiles, y es aun más en meses de verano (diciembre a febrero) donde la potencia excedente es menor. Estos resultados confirman que la participación en las modalidades *ex-post*, aunque estén sujetas a varios factores de incertidumbre, debe ser aprovechado como complemento de las modalidades *ex-ante*.

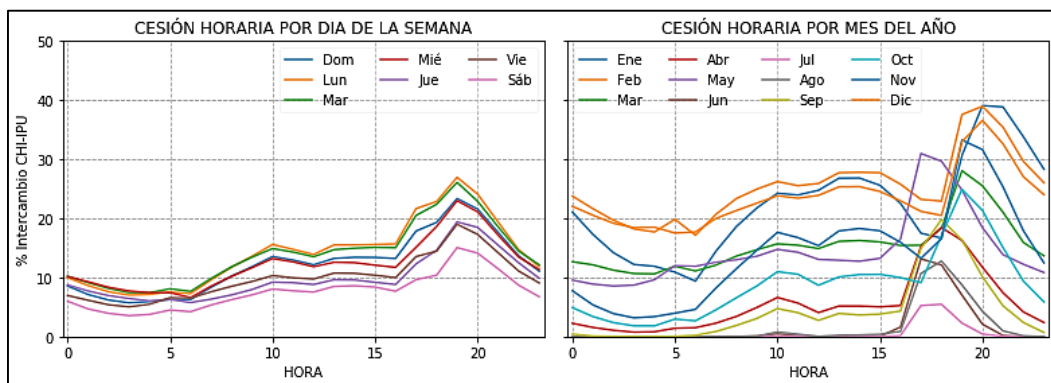


Figura 6: Perfil de Cesión Horaria en función del día de la semana y mes del año

En la Figura 7 se muestra la contabilización de las modalidades de comercialización, para cada escenario de entrada, discretizada por lapsos de liquidación de las modalidades *ex-post*. Los montos de contratación del PAC fueron normalizados a múltiplos de la potencia nominal de las unidades generadoras de la CHI-IPU. Se observa un claro patrón de asignación prioritaria de los recursos para el PAC a los meses de diciembre a febrero, cuya explicación más plausible es la coincidencia entre periodos de menor disponibilidad de potencia excedente y picos de demanda del SIN-PY, siendo necesario aumentar los valores de potencia contratada acorde con los escenarios de demanda. También se observa un patrón de asignación invariante de recursos para el PAC en los meses restantes, el cual tiene una explicación asociada a la simplificación realizada en el modelo determinístico. Para evitar aumentar el tamaño del problema, cuyas dificultades de solución fueron

XIII SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
6 y 7 de Septiembre de 2018

expuestas en la sección 3.3, se optó por acotar la potencia contratada a un mínimo igual a la potencia nominal de una unidad generadora de la CHI-IPU, de forma a contornar la necesidad de adición de variables binarias al modelo para considerar otras restricciones condicionales en las modalidades *ex-post*. Es factible que los montos de contratación fueran incluso inferiores al mínimo debido a la buena oferta de potencia excedente es esos meses. Las porciones del total de potencia contable favorecen esa hipótesis puesto que, de acuerdo a la Figura 7, el límite aparente de la porción de participación de la potencia contratada en el total contable para el cual la potencia contratada del mes es superior al mínimo está entre 70 y 80%, es decir, el modelo indica que la proporción adecuada de participación entre el contrato y la cesión contable es de 70/30 a 80/20.

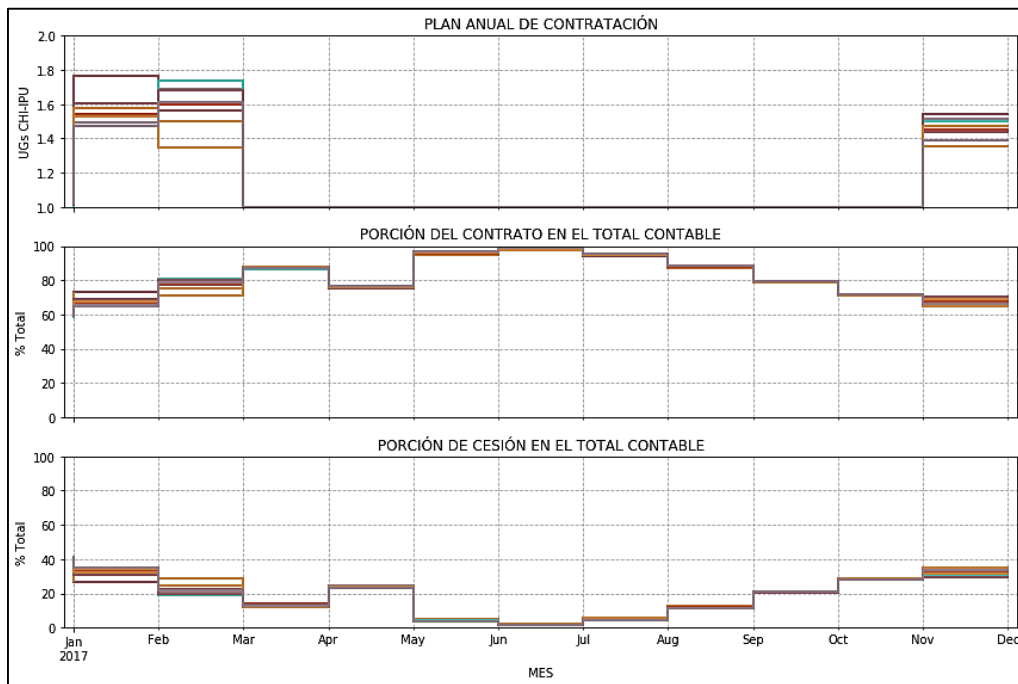


Figura 7: Contabilización de las Modalidades de Comercialización junto a la CHI-IPU

4.3 INFERENCIAS SOBRE LOS RESULTADOS

De acuerdo a las premisas utilizadas para la determinación de los límites de intercambio, hipótesis de modelado, selección de escenarios y parámetros del modelo, es posible realizar las siguientes inferencias:

- El despacho energético de la CHI-IPU debe estar en la base de la atención de la demanda del SIN-PY, sobretodo en los horarios fuera de punta de carga;
- El despacho energético de la CHI-ACY debe ser el siguiente en prioridad, complementando el despacho de la CHI-IPU para controlar la incursión en la modalidad de cesión;
- El despacho de la CHI-YAC debe ser utilizado prioritariamente para la atención de la demanda de punta de carga, sobretodo en los meses de verano;
- En la ventana anual de junio a agosto el despacho de las CHI-ACY y CHI-YAC debe ser minimizado al máximo;
- La participación en las modalidades de comercialización *ex-ante* y *ex-post* junto a la CHI-IPU deben ser ajustadas de forma coordinada, priorizando la asignación de los recursos para el PCA a los meses de verano y explorando la disponibilidad de potencia excedentes en los meses restantes; y
- La incursión en cesión horaria del intercambio con la CHI-IPU no debe ser evitada, más bien ajustada en función al día de la semana y el mes del año de acuerdo.



5. CONCLUSIONES

En este trabajo se ha implementado una estructura del tipo ISO para el estudio, análisis e inferencia estadística del perfil de despacho energético de las fuentes de generación que suministran potencia y energía al SIN-PY. En función a las modalidades comerciales existentes en el MEP, se ha implementado computacionalmente un modelo de optimización determinístico del tipo MILP utilizando librerías de código abierto, para determinar las soluciones a cada escenario de entrada de la estructura ISO que minimizan los costos totales de suministro. La característica subyacente que motivó la aplicación de esta metodología fue la predominancia hidráulica de las fuentes de generación en el SIN-PY y la consecuente correlación existente entre la condición hidrológica y las variables aleatorias de influencia en los costos variables.

La presunción de sincronismo entre todas las fuentes de generación permitió implementar acciones coordinadas sobre el despacho energético, dotando de flexibilidad y robustez al SIN-PY en relación a la operación económicamente eficiente. Además, permitió simplificar en gran medida el modelo determinístico utilizado para buscar las soluciones a los escenarios de entrada de la estructura de análisis ISO, creando reglas operativas generales para el despacho energético que pueden servir de guía en los procesos de balance de demanda del SIN-PY.

Dentro de las hipótesis del estudio, se da énfasis a la constatación de la necesidad de balanceo entre las modalidades de comercialización *ex-ante* y *ex-post* junto a la CHI-IPU, buscando aprovechar las oportunidades de economía que representa el conocimiento preciso del patrón hidrológico anual. La existencia de una fuerte correlación entre la condición hidrológica y la oferta de potencia excedente debe ser equilibrada correctamente en la elaboración del PAC.

Si bien las inferencias, o reglas, aquí propuestas son de carácter genérico, representan constataciones importantes para la operación coordinada del SIN-PY. En general, ellas pueden ser refinadas mediante procesos iterativos de simulación-optimización utilizando otros escenarios de entrada en la estructura ISO, e.g., mediante modelos estocásticos de series temporales. El análisis podría extenderse considerando la influencia de otras fuentes de incertidumbre en los costos de suministro, como disponibilidad de unidades generadoras, variación de los costos unitarios de energía intercambiada, etc., no consideradas en este estudio.

Un abordaje similar podría ser aplicado a horizontes de corto plazo, donde la información disponible al respecto de variables aleatorias es menos incierta, y utilizado como herramienta de consolidación de los procesos de balance de demanda. Además, información complementaria al respecto de la malla de transmisión podría ser incluida en el modelo de optimización determinístico, aproximado la red mediante un modelo de corriente continua para conservar la estructura MILP del modelo.

6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Sally Hunt, *Making Competition Work in Electricity*. New York: John Wiley & Sons, 2002.
- [2] Dirección de Planificación General y Política Empresarial - DP, "Plan Maestro de Expansión de Generación y Transmisión Periodo 2016-2025," Administración Nacional de Electricidad - ANDE, Asunción, Reporte Técnico 2016.
- [3] Mohammad Shahidehpour, Hatim Zayim, and Zuyi Li, *Market Operations in Electric Power Systems: Forecasting, Scheduling and Risk Management*. New York: John Wiley & Sons, 2002.
- [4] "Anexo C - Bases Financieras para la Prestación de Servicios de Eletricidad de ITAIPU," *Tratado Internacional entre la República del Paraguay y la República Federativa del Brasil para el Aprovechamiento Hidroeléctrico de los recusos hidráulicos del Río Paraná*, 26 de Abril 1973.
- [5] CADOP, "Resolución 170/07," *Comité de Administración y Operación ANDE - ITAIPU BINACIONAL - ELETROBRÁS*, Mar. 2007.
- [6] "Anexo C - Bases Financieras y de Prestación de los Servicios de Eletricidad de YACYRETÁ," *Tratado de YACYRETÁ*, 3 de Diciembre 1973.
- [7] "Tarifa y Financiamiento Proyecto YACYRETÁ," *Nota Reversal Paraguay y Argentina*, 9 de Enero 1992.
- [8] J. W. Labadie, "Optimal Operation of Multireservoir Systems: State-of-the-Art Review," *Journal of Water Resources Planning and Management*, vol. 130, no. 2, pp. 93-111, March 2004.
- [9] Mohammad Karamouz, Mark H. Houck, and Jaques W. Delleur, "Optimization and Simulation of Multiple Reservoir Systems," *Journal of Water Resource Planning and Management*, vol. 118, no. 1, pp. 71-81, January 1992.
- [10] Keith W. Hippele and A. Ian McLeod, *Time Series Modelling of Water Resources and Environmental Systems*. Amsterdam: Elsevier, 1994.
- [11] División de Estudios Eléctricos y Normatización - OPSE.DT, "Estudio de la Operación del Sistema Interconectado 50Hz ITAIPU/ANDE/Furnas(HVDC) en Régimen Permanente ante la entrada en servicio de la LT 500kV AYO-VHA," ITAIPU Binacional, Hernandarias, Nota Técnica NT/OPSE.DT/04/2018, 2018.
- [12] John Forrester et al. (2018, July) coin-or/Cbc: Version 2.9.9 (Version release/2.9.9).Zenodo. [Online]. <http://doi.org/10.5281/zenodo.1317566>
- [13] COIN-OR. Cbc User Guide. [Online]. <https://www.coin-or.org/Cbc/cbcuserguide.html>
- [14] W. E. Hart, C. Laird, J. P. Watson, and D. L. Woodruff, *Pyomo - Optimization Modelling in Python*. Vol. 67, New York - USA: Springer, 2012.
- [15] W. E. Hart, J. P. Watson, and D. L. Woodruff, "Pyomo: Modeling and Solving Mathematical Programs in Python," *Mathematical Programming Computation*, vol. 3, no. 3, pp. 219-260, 2011.
- [16] Sandia National Laboratories. Pyomo Developers' Portal. [Online]. <https://software.sandia.gov/trac/pyomo/wiki>
- [17] ITAIPU Binacional. Sistema de Producción e Intercambio - SPI. Registro Hidrológico 2002-2017.
- [18] División de Estudios Energéticos. (2018, Feb) Demanda Horaria del SIN-PY periodo 2010-2017. Administración Nacional de Eletricidad - ANDE.
- [19] Ruhul A. Sarker and Charles S. Newton, *Optimization Modelling. A Practical Approach*. Boca Raton: CRC Press, 2008.
- [20] ANDE, "Pliego de Tarifas N°21," Administración Nacional de Eletricidad, Aprobado por Decreto del Poder Ejecutivo 10 de marzo de 2017.