

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

Un análisis de los aspectos técnicos y administrativos sujetos a modificaciones en ocasión de la revisión del Tratado de Itaipu, visando una mejor valoración de los beneficios que aporta la central hidroeléctrica

Anastacio Sebastian Arce⁽¹⁾, Ruben Brasa⁽²⁾, Raimundo Lopez⁽²⁾, Jorge Ferreira⁽²⁾, Miguel Santacruz⁽²⁾

Facultad Politécnica – UNE⁽¹⁾, Profesional Independiente⁽²⁾

Paraguay

Resumen

La central hidroeléctrica de Itaipu por ser una entidad binacional su estructura organizacional y todo lo que concierne a la valoración de su producción está definida en un Tratado acordado entre el Paraguay y Brasil. Este Tratado, sus Anexos y los ajustes que fueron realizados a través de las Notas Reversales han asegurado que para el 2023 toda la deuda sea saldada permitiendo la revisión del Tratado para adaptarlo a la nueva etapa con una importante reducción en el costo de su producción.

La revisión del Tratado es una oportunidad para acordar nuevo modelo de gestión, definir nuevos emprendimientos que permitan maximizar el aprovechamiento del potencial hidro energético y valorar los beneficios que la central aporta a los sistemas eléctricos del Paraguay y Brasil.

En este trabajo es presentado un análisis de los beneficios que resultan del modelo de tarifa hoy vigente, basado en la contratación de potencia y aquello basado en la comercialización de energía, son destacados los diferentes servicios complementares que la central aporta tales como la reserva de potencia para el control de carga y frecuencia, participación en los esquemas de controles de emergencia, partida en negro, servicios que la central presta hoy sin costo alguno. Es analizado el régimen de operación de la central y propuesta el que prioriza la eficiencia en la producción. Es analizado el efecto en la capacidad de la central el futuro aprovechamiento hidroeléctrico de Corpus y propuesta medidas que permitan mitigar este efecto.

Palabras claves

Central hidroeléctrica, servicios complementares, tarifa de comercialización, régimen de operación.

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

1. INTRODUCCION

El trabajo se presenta en cuatro partes, una primera abordando aspectos del Tratado que podrían ser objetos de revisión para una mejor interpretación de su contenido y alcances, una segunda parte abordando aspectos técnicos y comerciales que permitirían un mejor aprovechamiento del potencial hidro energético y valoración de los servicios que la central presta, y por último un resumen de los temas abordados.

2. EL TRATADO Y SUS ANEXOS

Los documentos que rigen la vida institucional de Itaipu son el Tratado, sus Anexos y las Notas Reversales.

2.1 El Tratado

Define el objetivo del acuerdo, cual es la de realizar el aprovechamiento hidroeléctrico de los recursos hidráulicos del Rio Paraná, perteneciente al Paraguay y Brasil, desde el Salto del Guaira hasta la desembocadura del Rio Yguazu. Se destacan en el mismo la distribución de la energía producida entre los países signatarios del Tratado, el derecho de adquisición del excedente energético entre las partes y la tarifa basada en la modalidad del costo de servicio a través de la contratación de Potencia.

- a) El **Artículo XIII** del Tratado establece la distribución equitativa entre las partes, de la energía producida por la central, y al mismo tiempo marca el derecho que tienen las partes para la compra de los excedentes energéticos de la contraparte.
Esta es una condición que desafía la lógica al poder contratar toda la potencia que le corresponde a uno de los socios y no poder disponer de la energía que ella produce. La revisión del Tratado en el 2023 es una oportunidad para aclarar la interpretación y alcance de este artículo.
- b) El único **parágrafo** del **Artículo XIII** establece que la forma de adquisición de la energía producida por la central será a través de la compra de **POTENCIA**.
- c) Esta forma de comercializar la producción de Itaipu ha asegurado la factibilidad y equilibrio económico del emprendimiento. Y fue un criterio exitoso llevando en cuenta que, en el 2023, la central habrá pagado todos sus compromisos financieros. Sin embargo, es sabido que el Mercado de Energía Eléctrica del Brasil opera con ENERGIA, y por esta razón una de las probables opciones que podrían darse, es la comercialización de la producción de Itaipu, no más con POTENCIA y si con ENERGIA. Para el efecto, será necesario ajustar el parágrafo único del Artículo XIII del Tratado [1].

2.2 Anexo A

Es el estatuto de la entidad, define su estructura organizacional. Una estructura diseñada para llevar a cabo el desafío de ejecutar el proyecto de construir la central.

La revisión del 2023 es una oportunidad para adecuar esta estructura a la nueva realidad de Itaipu, apuntando principalmente a:

- a) la eficiencia y equilibrio de participación de las partes en todos los niveles de mando de la gestión administrativa;

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

- b) definir una estructura mínima especializada en la gestión de la producción, contabilización y valoración de los beneficios que ella aporta.

2.3 Anexo B

Describe las instalaciones destinadas a la producción de energía eléctrica y de las obras auxiliares.

El original de este anexo fue modificado vía Notas Reversales de modo a aumentar el número de unidades generadoras de catorce a dieciocho, con dos unidades adicionales completando el total de veinte unidades generadoras, hoy disponible y en operación.

En 1979 fue firmado el Acuerdo Tripartito entre el Paraguay, Brasil y Argentina, por el cual se establecieron las condiciones que permitirían mantener la navegabilidad del Río Paraná aguas abajo de Itaipu, restringiendo las variaciones máximas del nivel del río en la frontera tripartita, como también fijar la cota máxima operativa que podría tener el futuro emprendimiento hidroeléctrico binacional entre Paraguay y Argentina en Corpus.

Estudios preliminares del impacto de la futura Central de Corpus sobre Itaipu, apuntan a un aumento del orden del 10 % en el canal de fuga de Itaipu, por el efecto remanso del embalse de Corpus. Esto implica que, en condiciones normales de caudales afluentes, Itaipu con Corpus perdería 10 % de su capacidad de punta [2]. En la **Figura 1**, se puede apreciar que, para generar la misma potencia de 14.778 MW, con la Central de Corpus serán necesarios por lo menos 2.000 m³/s a más que sin ella.

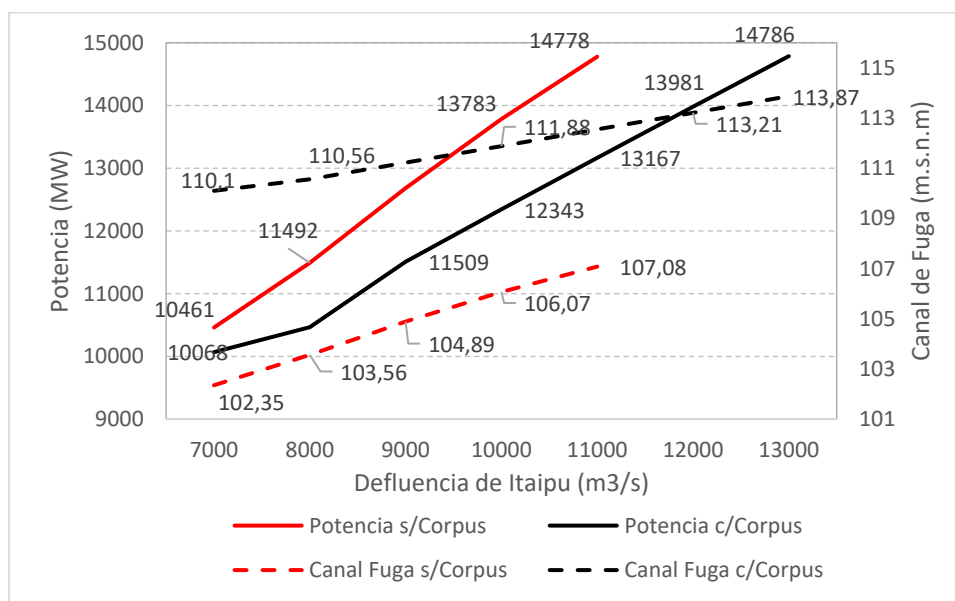


Figura 1 – Efecto de la Central de Corpus sobre Itaipu [2]

Para minimizar el efecto de Corpus se tienen las opciones de:

- a) Elevar el nivel de la presa de Itaipu;

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

- b) Instalar más unidades generadoras para compensar el efecto de Corpus, como también para sacar mejor provecho de los caudales excepcionales que exceden la capacidad de las unidades hoy instaladas;
- c) Flexibilizar las restricciones de las variaciones del nivel del río en la frontera tripartita;
- d) Tratar la construcción de la exclusiva u otras opciones posibles y viables (grano-ducto, tren eléctrico, etc.) para dar continuidad al sistema de transporte por el Río Paraná en el trecho de Itaipu.

2.4 Anexo C

Establece las bases financieras y de prestación de los servicios de electricidad de Itaipu. Haciendo una lectura de los documentos relacionados a Itaipu, solo el Anexo C, considera una revisión luego de 50 años, que se da en el 2023 [1].

La tarifa de Itaipu está basada en el concepto del Costo de Servicio. Los componentes y tarifa de estos, cuyos valores y mecanismos de actualización también que están definidas en este documento, son:

- a) Utilidades del Capital;
- b) Cargas Financieras de los Préstamos Recibidos;
- c) Amortizaciones de los Préstamos Recibidos;
- d) Royalties;
- e) Resarcimiento de Cargas de Administración y Supervisión;
- f) Gastos de Explotación;
- g) Saldo de la Cuenta de Explotación.

Consta también en el Anexo C, como componente del Costo de Servicio el monto necesario para la compensación a una de las Altas Partes Contratantes por energía cedida. Sin embargo, este ítem no forma parte de los costos de Itaipu, que apenas repasa a la Alta Parte Contratante que ha cedido parte de la energía que le corresponde, que hasta la fecha ha sido el Paraguay. En lo que respecta a los ítems b) y c) se supone que en el 2023 habrán sido saldadas, los cuales representan por lo menos el 60 % del total de costo del servicio de Itaipu.

El ítem f) depende del presupuesto asignado para los costos de la explotación, no depende de la producción de la central. Los demás ítems dependen de la producción de la central, por lo que la tarifa de cada uno de estos componentes es dada en dólares por total de energía producida por la central. La remuneración por Cesión de Energía depende del total de la energía cedida. La definición de la tarifa de los componentes del costo de servicio mencionados deberá pasar por un acuerdo que concilie los intereses de las Altas Partes, llevando cuenta que por un lado Brasil busca minimizar el costo de la energía, por otro lado, Paraguay pretende maximizar los beneficios que pueda obtener con la producción de la central.

Una opción es adoptar como referencia la Energía Garantizada de la Central con lo cual se asegura una remuneración base y el techo limitado a todo lo que la central produce. Pero como es un ítem que compone el costo, cualquier variación en el mismo tendrá incidencia en el costo final de la energía.

La tarifa de Cesión debería ser definida en función a un rango de variaciones, a ser acordadas entre las partes, del precio final de la energía al Brasil, que estará compuesta por la Energía Garantizada y la Energía Superior a la Garantizada asociada a esta. Para el efecto se deben considerar:

- La evolución de la demanda de consumo del Paraguay;

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

- El precio de comercialización de la energía eléctrica en el Brasil;
- Todos los escenarios hidro energéticos de la central;

Acordar un rango de valores del precio final de la energía al Brasil que estará compuesta por la Energía Garantizada y la Energía que excede a esta.

La **Tabla I** muestra los costos de la energía de Itaipu al Paraguay y Brasil para un caso en que se considera la disponibilidad de energía de 92.000 GWh en todo el periodo de 2023 al 2030. Se limita el análisis a ese periodo, llevando en cuenta que la demanda de Potencia del Paraguay para el 2030 habrá alcanzado la mitad de la capacidad instalada en Itaipu [3].

Tabla I – Costo de la energía de Itaipu al Paraguay y Brasil.

Costo (US\$/MWh)	Cesión (US\$/MWh)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Brasil	9,95	20,31	20,17	20,01	19,84	19,65	19,43	19,20	18,93
Brasil	30,00	26,95	26,52	26,04	25,52	24,94	24,30	23,58	22,79
Paraguay	0	17,02	17,02	17,02	17,02	17,02	17,02	17,02	17,02
Demanda de Py (GWh/año)		23.068	24.504	26.016	27.606	29.278	31.034	32.875	34.805

Se consideran la demanda de consumo de energía del Paraguay con una tasa de crecimiento vegetativo del orden del 7% anual, y dos casos con valores tarifas de la Cesión de Energía con 9,95 y 30,00 US\$/MWh. Se puede apreciar que, aun triplicando la tarifa de la Cesión de Energía del Paraguay al Brasil, el precio final queda entre 27 y 23 US\$/MWh. La tendencia de disminución se debe a la disminución de volumen de energía cedida al Brasil, debido al aumento de la demanda de consumo de energía en Paraguay. Para este escenario se observa que el costo de la energía al Paraguay se mantendría en 17 US\$/MWh.

Sin embargo, es poco probable que se repita el mismo valor de producción de 92.000 GWh por todo el periodo mencionado, por lo que la definición de la tarifa de cesión debe ser a través de un abordaje probabilístico, adoptando como referencia todo el histórico de disponibilidad energética en la central. Como una muestra de ese tipo de análisis considere los valores de tarifas que se tienen en la **Tabla II**.

Tabla II – Caso de tarifación de los costos de Itaipu.

Concepto	Remuneración US\$/año	Tarifa (US\$/MWh)
Royalties	500.000.000	6,67
Gasto de Admin. Y Sup.	120.000.000	1,6
Energía Garantizada		18,27
Energía Sup. a la Garantizada		8,27
Gasto de Explotación (US\$/año)	750.000.000	

Si las Altas Partes acuerdan una remuneración mínima de 500 y 120 millones de US\$/año, cargando estos costos sobre la Energía Garantizada, resultará en las tarifas de 6,67 y 1,6 US\$/MWh para los Royalties y Gasto de Administración y Supervisión, respectivamente. Si se suman los Gastos de Explotación con 750 millones de US\$/año a los costos de Royalties y de Administración y de Supervisión la tarifa de la Energía Garantizada será de 18,27 US\$/MWh. La Energía Superior a la Garantizada, sin la carga de los Gastos de Explotación será 8,27 US\$/MWh.

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

La **Figura 2** muestra el resultado de estudio para definición de tarifa de Cesión que lleva en cuenta los registros hidro energéticos del periodo de 1983 al 2018, con dos valores de Tarifa de Cesión, uno con 12,07 US\$/MWh y otro con 56,927 US\$/MWh.

En el primer caso los valores del precio final de la energía al Brasil estarán en la faja de 18 y 20 US\$/MWh, con mayor incidencia entorno de 19 US\$/MWh. En el segundo caso aplicando técnicas de optimización y de simulación se puede obtener la tarifa de cesión con 56,927 US\$/MWh, con los valores del precio final de la energía al Brasil en el rango de 30 y 34,5 US\$/MWh, en todos los escenarios hidro energéticos. Estos valores son muy competitivos cuando comparados con el precio de mercado de la energía eléctrica del Brasil, que está en el orden de 50 US\$/MWh [4].

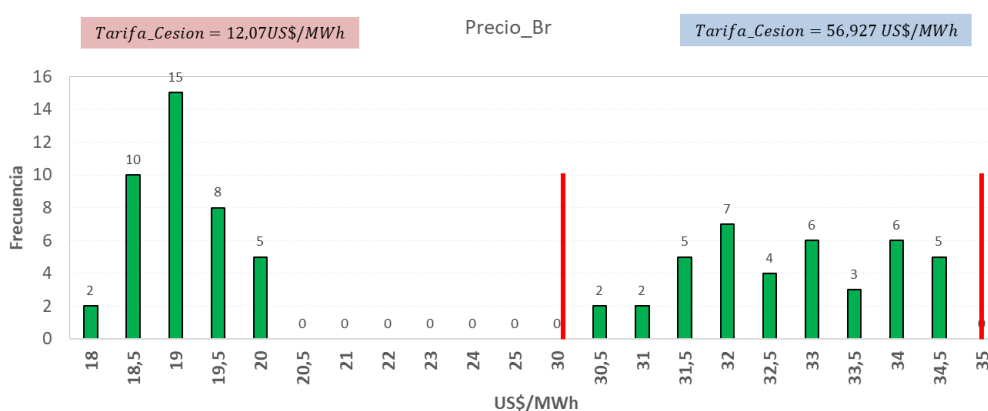


Figura 2 – Definición de tarifa de cesión por técnicos de optimización

La tarifa de los servicios de Itaipu basado en la contratación de Potencia, implícitamente también es una tarifa basada en energía, dado que a cada Potencia Contratada existe un valor de Energía Garantizada. El criterio de contabilización hoy vigente permite clasificar además de la Energía Garantizada, la Energía Superior a la Garantizada y la Energía Producida por la Potencia Excedente. ANDE tiene preferencia sobre la Energía Excedente, debido a un Acuerdo Operativo acordado entre ANDE y Eletrobras.

En una eventual mudanza de la tarifa de los servicios de Itaipu, pasando a ser una tarifa basada en Energía, es probable que la Energía Excedente deje de existir.

3. SERVICIOS QUE LA CENTRAL HIDROELECTRICA DE ITAIPU PRESTA

Itaipu participa en la prestación de servicios a los sistemas eléctricos del Paraguay y Brasil, y estos servicios lo hace sin costo alguno aun cuando estos puedan tener un costo inmediato y otros relacionados a costos de oportunidad.

3.1 Servicios Complementarios

No hay una sola definición sobre los Servicios Complementarios, depende de los diferentes sistemas eléctricos. Los Servicios Complementarios son aquellos necesarios para garantizar la seguridad, calidad y eficiencia económica del sistema [5]. Dentro de ellos están:

a) la regulación de frecuencia

La Reserva de Potencia, necesaria para la regulación de la frecuencia compensando el desequilibrio entre la carga y la generación, tiene un costo de oportunidad para Itaipu al

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

no poder incluir este valor en la Potencia Disponible para Contratación, que alcanza el valor 9,65 millones de US\$/mes o 115,80 millones de US\$/año. Además del costo de oportunidad tiene un costo operacional que afecta la eficiencia en la producción llevando a despachar las unidades generadoras fuera del rango de mayor productividad [6].

La penetración cada vez mayor de fuentes de generación intermitentes como las eólicas y solar, exigen aumento de la Reserva de Potencia en las fuentes de generación convencionales como las hidroeléctrica y termoeléctricas [7].

b) regulación de tensión

La regulación de tensión es un servicio que Itaipu presta a través de sus unidades generadoras consumiendo reactivos en los periodos de mayor demanda, y consumiendo reactivos en los periodos de baja carga.

c) reserva del sistema

El embalse de Itaipu, debido a los elevados valores de caudales afluentes posee escasa capacidad de regulación, que no pasa de algunos días. Aun con estas características, de bajo aporte en términos de proveer energía usando el agua de su embalse, es frecuente verificar su operación por debajo de su límite inferior de operación normal pudiendo comprometer la eficiencia en la producción.

d) partida autónoma

La disponibilidad de este servicio constituye garantía de un rápido restablecimiento del servicio en ocasiones de grandes eventos de perturbaciones. Este servicio Itaipu presta a través de dos termo generadores diesel de 5 MW cada.

e) participación en los esquemas de controles de emergencia

Los sistemas de transmisión que conectan Itaipu a los sistemas eléctricos de Paraguay y Brasil cuentan con esquemas de controles de emergencia. La mayoría de estos esquemas de control actúan desconectando hasta cuatro unidades generadoras de Itaipu. La desconexión intempestiva de unidades generadoras ocasiona disminución de la vida útil, riesgo de daños en las mismas y posibilidades de no atender los compromisos contractuales. El costo estimado de la desconexión o arranque unidades generadoras es de 3,00 US\$/MW por Potencia Nominal, es decir, para el caso de Itaipu el costo es del orden de 2.100 US\$ cada parada o partida [8].

La valoración de los Servicios Complementarios debe considerar el costo de oportunidad y operacionales que representan estos servicios.

3.2 Política y régimen de operación de Itaipu

Itaipu responde por más del 80% del consumo de energía eléctrica en el SIN paraguay y 14% del SEB. Del total de la producción de Itaipu el SIN paraguay consume el 15% el resto va al SEB. Con esta relación de consumo de la producción de Itaipu, quien define su régimen de operación es el Sistema Eléctrico Brasileño.

El sistema de generación brasileño, con predominancia de la generación hidroeléctrica, es operado conforme a los modelos de planeamiento de largo, medio y corto plazo, que hace una representación simplificada el sistema a través de funciones lineales y define la operación con técnica de Programación Dinámica Estocástica Dual a través de la política de **Acaso-Decisión**. La política de **Acaso-Decisión** es una de las causas de las frecuentes situaciones críticas que

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

vive el Sistema Eléctrico Brasileño en las últimas décadas. Subestima el costo futuro esperado llevando a un mayor uso del agua en el presente y guardar menos para el futuro de lo que sería el compromiso óptimo entre costo presente y futuro. Otros modelos basados en la política **Decisión-Acaso**, que representa las centrales individualmente, con las variables que representan la producción a través de funciones no lineales y trata la incertidumbre asociada a las afluencias futuras a través de una actualización continua de las previsiones. Como resultado tiene que la operación de la cascada hidroeléctrica mantiene mayor nivel de almacenamiento en las centrales de aguas abajo y menor nivel de almacenamiento en las centrales de aguas arriba, consiguiendo con esto un aumento importante en la productividad en las centrales de aguas abajo que procesan mayor volumen de afluencia, superando la pérdida de productividad de las centrales de aguas arriba [9].

Para verificar esta propuesta se puede comparar los datos hidro energéticos verificados el día 27 de mayo de 2021, auge de la “operación ventana de agua”, y otro en el que se transfiere el volumen de agua almacenada en otra central hidroeléctrica de aguas arriba, lo suficiente para llenar el embalse de Itaipu, y comparar la producción del conjunto con el mismo valor de caudal turbinado realizado. Para simular este escenario se transfiere 3.000 Hm³ del embalse de Furnas para el embalse de Itaipu, conforme se puede verificar en la **Tabla III**.

La suma de la producción registrada de ambas centrales fue 9.493,9 MWmed, mientras que la simulada fue 9.605,67 MWmed, aumentando la producción en 111,8 MWmed, conforme se puede verificar en la **Tabla III**

Tabla III -Datos hidro energéticos registrados y simulados en Itaipu

Datos realizados	Furnas	Itaipu	Datos Simulación	Furnas	Itaipu
Volumen (Hm ³)	12.217	26.131,587	Volumen (Hm ³)	9.217	29.131,587
Cota (m.s.n.m)	758,79	217,75	Cota (m.s.n.m)	755,23	220,1
Canal_ Fuga (m.s.n.m)	672,39	100,27	Canal_ Fuga (m.s.n.m)	672,39	100,27
Salto bruto (m)	86,40	117,48	Salto bruto (m)	82,93	119,83
Productiv. (MW/m ³ /s)	0,748	1,084	Productiv. (MW/m ³ /s)	0,718	1,099
Turbinado (m ³ /s)	416	8.471	Turbinado (m ³ /s)	416	8.471
Producción (MWmed)	311,3	9.182,6	Producción (MWmed)	298,47	9.307,19
Producción total (MWmed)		9.493,9	Producción total (MWmed)		9.605,67

El aumento de la producción se da por cuenta del aumento del salto bruto y productividad en Itaipu, que compensa la pérdida de salto y productividad en la central de Furnas. Si la política operativa hubiera sido diferente a la verificada en esa fecha, si Itaipu estuviera operando con el embalse lleno, y para los mismos valores de caudales turbinados en la fecha mencionada en ambas centrales, el total de la producción hubiera sido diferente. Un beneficio secundario, no menos importante que la eficiencia en la producción sería la reducción de las dificultades para la navegación en el Rio Paraná, aguas debajo de Itaipu.

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

La política y régimen de operación de la central debe ser guiada por la eficiencia que beneficie a ambas partes.

4. CONCLUSIONES

En este trabajo fue abordado los diferentes aspectos relacionados a Itaipu en vistas a la revisión del Tratado prevista en el 2023. Estos incluyen temas relacionados a la interpretación de los términos del Tratado y sus Anexos.

Emprendimientos que permitan un mejor aprovechamiento del potencial hidro energético de la central.

Análisis del modelo de tarifa de los servicios de Itaipu, basado en Potencia y la consecuencia de una eventual mudanza para un modelo basado en Energía.

Propone una metodología para definir la tarifa de Cesión del excedente energético del Paraguay.

Descripción de los diferentes servicios complementares que hoy día la central presta a los sistemas eléctricos del Paraguay y Brasil, sin costo alguno.

Propone definir la política y régimen de operación del central basado en la eficiencia de la producción.

5. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] – Itaipu Binacional, (2008). “Documentos oficiales de Itaipu 2008: Recopilación de documentos oficiales referentes a Itaipu, incluyendo los Antecedentes, el Tratado, sus Anexos y Acuerdos Complementares, el Reglamento Interno y otros documentos relacionados”. Itaipu Binacional – Asunción. Editado por Itaipu Binacional – Centro de Documentación
- [2] – Duarte G., J., Arce,A., “Evaluación del Impacto de la Central Hidroeléctrica de Corpus en la Operación Hidro energética de Itaipu” , XIII Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRE, 24 al 28 de mayo de 2009. Puerto Yguazu, Argentina
- [3] – Gimenez, Z., A; Arce,A, “Modelo de Proyección de Demanda de Potencia y de Energía del Sistema Eléctrico Paraguayo”, XXVII Jornada de Jóvenes Investigadores, 23 a 25 de octubre de 2019. Sao Carlos, Brasil.
- [4] – Arce A., “Modelo de Revisión de la Tarifa de Itaipu”, trabajo aprobado para su presentación en XIV Seminario del Sector Eléctrico Paraguayo, a realizarse en Asunción, Paraguay, 23 y 24 de junio de 2022.
- [5] - CIGRE Task Force, “Methods and Tools for Costing Ancillary Services”. Electra. Available online: https://e-cigre.org/publication/ELT_196_7(accessed on 15 December 2020).
- [6] - Arce, A., Ohishi, T., Soares, S.; “Optimal Dispatch of Generating units of the Itaipu Hydroelectric Plant”. Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 17, pp. 154-157, February 2002.
- [7] – EPE-DEE-NT-090-2021-r0 – “Serviços Ancilares sob a ótica do Planejamento da Expansão” - Disponible en <https://www.epe.gov.br> (acceso en 12 de abril de 2022).

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

- [8] - Nilsson, O., Sjelvgren, D.; “Hydro Unit Start-up Costs and Their Impact on The Short-Term Scheduling Strategies of Swedish Power Producers”. Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 12, pp. 38-43, February 1997.
- [9] - Hochstetler, R. L., et al, (2019). “Reflexões sobre uma arquitetura de mercado para o setor elétrico brasileiro”. Rio de Janeiro: Synergia, ISBN: 978-65-5010-012-4.