



Ciudad del Este, 11 de agosto del 2022.

N.N° 1549/2022

Señor Ministro

Tengo a bien dirigirme a Vuestra Excelencia, en mi carácter de Rector de la Universidad Nacional del Este, primeramente, para expresarle mis cordiales saludos en nombre y representación de toda la Comunidad Educativa de esta Institución de Educación Superior; y aprovechar esta oportunidad para expresarle cuanto sigue:

Su Excelencia, en cumplimiento a nuestro compromiso y sentido de responsabilidad social y comprometido a coadyuvar con la gestión estatal, cumpla en remitirle a consideración y por su digno intermedio a donde corresponda, dos estudios realizados por Docentes Investigadores de la Facultad Politécnica de la Universidad Nacional del Este, en los cuales se propone coadyuvar en el modelo de estrategias en pos de las negociaciones del Anexo C correspondiente al Tratado de Itaipú Binacional.

Cabe destacar que dichos trabajos proponen estrategias en pos de las negociaciones a ser realizadas con el Brasil, de manera a que sean analizados y considerados como herramientas útiles a este crucial e histórico momento que en breve vivirá el país.

Se adjunta a esta presentación copias de los estudios desarrollados para la consideración respectiva de las instancias correspondientes.

Sin otro motivo en particular, hago propicia la ocasión para expresarle mi más alta consideración y deseos de éxitos en tan delicada función.

Atentamente.



Prof. Dr. Osvaldo de la Cruz Caballero Acosta
Rector
Universidad Nacional del Este

A SU EXCELENCIA
JULIO CÉSAR ARRIOLA, MINISTRO
MINISTERIO DE RELACIONES EXTERIORES
ASUNCIÓN - PARAGUAY

Misión: Formación de calidad en docencia; investigación para la innovación y el desarrollo sostenible, la extensión con responsabilidad social en un entorno multicultural e intercultural, preservando la identidad nacional.

Visión: Universidad reconocida nacional e internacionalmente por su pertinencia en la formación, investigación, extensión e innovación, con responsabilidad social.

**Política y régimen de operación de la central
hidroeléctrica de Itaipu**

Dr. Anastacio Sebastián Arce Encina

Índice

Prefacio	
1 – Introducción	1
2 – Planeamiento de la expansión.....	1
3 – Planeamiento de la operación	1
3.1 - Modelos de planeamiento de operación del Sistema Eléctrico Brasileño(SEB).....	2
3.2 - Algunas propuestas para el problema de planeamiento del SEB	5
3.3 - Comparaciones de políticas operativas	7
3.4 - Planeamiento de la operación de Itaipu	8
3.5 - El rol de Itaipu en el SEB y el SIN paraguayó	9
3.6 - Un análisis comparativo de la operación de Itaipu	9
4 - Conclusiones	11
5 - Discusión	12
6 - Referencias	13

Prefacio

En los últimos días del mes de mayo ha ganado destaque en los diferentes medios de comunicación una operación de la Central Hidroeléctrica de Itaipu a la que llamaron "ventana de agua", por la que la hidroeléctrica excepcionalmente estaría produciendo un volumen de energía, mayor de lo que tenía previsto para esa época y condiciones hidrológicas, marcada por bajos valores de caudales afluentes.

El objetivo de la citada operación es aumentar el caudal del río Paraná a través de la producción de energía, de modo a facilitar la navegación de convoyes de barcas cargadas de productos agrícolas nacionales. Fue necesaria la intercepción de las cancillerías nacional y de la Argentina, ante sus pares del Brasil para concretizar dicha operación.

El año pasado, casi en esa misma época, se realizó una operación similar, también con la intercepción de la cancillería nacional. En esa ocasión, el aumento del caudal del río Paraná se dio con descargas a través del vertedero. Y es probable que, en el futuro, este tipo requerimientos se repitan.

Muchas podrían ser las causas de la baja descarga de la central: importante reducción de la producción de energía eléctrica debido a la baja demanda, bajos caudales afluentes a la central por condiciones hidrológicas desfavorables, política operativa de las centrales de aguas arriba, etc. Hay que recordar que Itaipu responde por el atendimento del 14% del consumo de energía eléctrica del Brasil y opera conforme a las reglas del Sistema Eléctrico Brasileño (SEB), definidas para atender esa demanda.

Así mismo, por ser una entidad binacional, es importante que la parte paraguaya de este condominio conozca los diferentes aspectos que rigen su operación, participar activamente en las tomas de decisión, cuando estas podrían afectar su desempeño en la producción de energía eléctrica y de otro orden que afecten aguas abajo de la central.

En el documento que sigue, es presentada una breve descripción de los problemas asociados a la gestión de un sistema hidrotérmico de generación, el planeamiento de la expansión y de la operación. Sera dado mayor atención a los diferentes modelos del planeamiento de la operación del SEB, que definen la regla y régimen de operación de Itaipu, como también otras propuestas diferentes a los hoy vigentes en el SEB. Se mencionan los aspectos relevantes en el planeamiento de la operación de Itaipu, se presenta una comparación en términos de producción de energía entre lo verificado el día 27 de mayo de 2021 y lo que podría haber sido obtenido si Itaipu estuviera

operando con el embalse dentro de la faja normal, y finalmente se propone la regla de operación de Itaipu que maximiza su eficiencia en la producción y que también contribuye a minimizar la citada "operación ventana de agua".

1. Introducción

Las principales fuentes en los sistemas eléctricos de potencia son las llamadas fuentes convencionales de generación, entre las cuales están las termoeléctricas e hidroeléctricas. Aún con la fuerte penetración de las fuentes de generación no convencional, como las eólicas, fotovoltaica y otras, la participación de estas constituye apenas un porcentaje mínimo, en la mayoría de los países.

2. Planeamiento de la expansión

La electricidad hoy disponible para su consumo a nivel residencial, comercial o industrial es el resultado de un largo proceso que comienza con los estudios de planeamiento de la expansión, donde se evalúan la evolución de la demanda de consumo, llevando en cuenta los diferentes factores que pueden influenciar su comportamiento, tales como evolución tecnológica, incentivos al uso eficiente de la energía eléctrica, crecimiento económico, etc. Son evaluadas la disponibilidad de las diferentes fuentes de generación tales como, la hidroeléctrica, termoeléctrica, las fuentes de energía renovables no convencionales como la eólica y solar, y los sistemas de transmisión necesarios para la conexión de estas nuevas fuentes de generación a la red hoy disponible.

Estos estudios son realizados con horizonte de hasta 10 años, y establece una lista de prioridad, definida por criterios de factibilidad técnica y económica, las fuentes de generación y sistemas de transmisión a ser construidas a lo largo de ese período.

En Argentina estos estudios son realizados por la Sub Secretaría de Planeamiento Energético, en el Brasil por la Empresa de Planeamiento Energético – EPE, y en Paraguay por ANDE.

3. Planeamiento de la operación

Los estudios de planeamiento de la expansión van seguidos por los estudios de planeamiento de la operación que abarcan el período de por lo menos un año. El objetivo del planeamiento de la operación de un sistema hidrotérmico de energía eléctrica es atender la demanda de consumo, observando criterios de calidad, tales como continuidad del servicio, tensión y frecuencia dentro de los rangos nominales, y con un costo operativo mínimo por consumo de combustible en las plantas termoeléctricas.

El horizonte del planeamiento de la operación depende fundamentalmente de las características hidrológicas de las cuencas y de la capacidad de regulación de los embalses de las plantas que integran el sistema de generación. En general, el horizonte debe ser de al menos un año, que es el período natural del ciclo hidrológico.

Las incertidumbres asociadas a la demanda de consumo, la aleatoriedad de los caudales de los ríos, y las restricciones operativas del sistema de transmisión eléctrica, son aspectos que contribuyen a la complejidad de los estudios para la planificación de la operación de sistemas hidrotérmicos.

Debido a la imposibilidad de considerar todos los aspectos del problema simultáneamente a través de un solo modelo, es necesaria la descomposición de esta tarea en etapas. Los modelos de planeamiento de largo y mediano plazo tienen por objetivo establecer una política operativa minimizando el costo de la operación conforme a la expectativa de la disponibilidad del recurso hídrico y complementación termoeléctrica, mientras que a corto plazo estos modelos buscan establecer un guía, una referencia para la operación en tiempo real [1],[2].

En Paraguay estos estudios lo realizan ANDE, en Argentina CAMMESA y en Brasil, ONS.

3.1 Modelos de planeamiento de operación del Sistema Eléctrico Brasileño

En el sistema eléctrico brasileño (SEB), con expresiva generación hidroeléctrica y presencia de grandes embalses de acumulación con regularización plurianual, la planificación de la operación involucra una cadena de modelos que cubren diferentes horizontes temporales y discretizaciones. La cadena de modelos actual comienza con el modelo de mediano plazo, NEWAVE con base mensual y con un horizonte de cinco años, seguido por el modelo de corto plazo DECOMP de base semanal, terminando con el modelo DESSEM de muy corto plazo en base horaria (media hora), respectivamente [3], [4].

El modelo NEWAVE representa el SIN (Sistema Nacional Interconectado) por **subsistemas interconectados equivalentes** y adopta una política operativa basada en funciones de costo futuro obtenidas por Programación Dinámica Estocástica Dual (PDDE). El modelo DECOMP representa el SIN a través de usinas individuales y está acoplado al modelo NEWAVE a través de funciones de costos futuros al final del segundo mes del horizonte de planeamiento. Finalmente, el modelo DESSEM, también a través de usinas individualizadas, determina el despacho por horas (media hora) para el día siguiente, y otros días de la semana, teniendo en cuenta los lineamientos de operación establecidos por el modelo DECOMP, como las funciones de costo futuro al final de la semana operativa [5].

La política operativa utilizada en los modelos NEWAVE y DECOMP se basa en un modelo de **programación lineal** que minimiza el costo presente de la decisión más el costo futuro aproximado por **función lineal por parte** y obtenida por técnica PDDE basada en la descomposición de Benders.

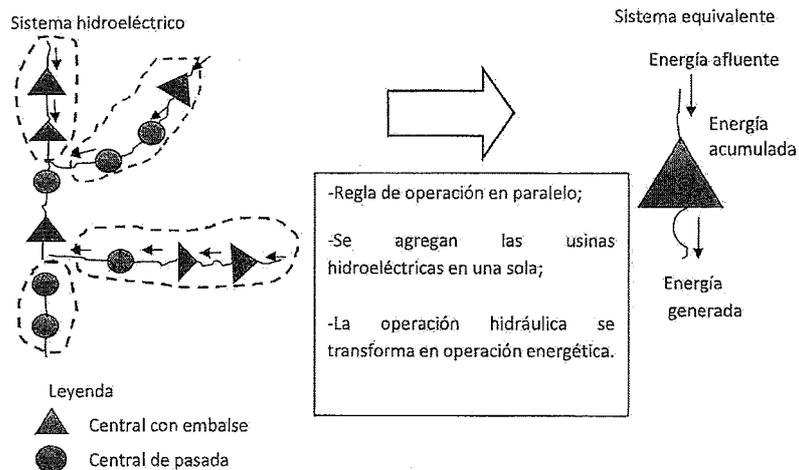


Figura 1 – Modelo NEWAVE opera con sistemas equivalentes.

La Figura 1 muestra un sistema compuesto por centrales hidroeléctricas, de diferentes cuencas agregadas en un sistema equivalente. Esta transformación se obtiene con la aplicación de una regla, conocida como regla de operación en paralelo, en que todas las centrales hidroeléctricas con capacidad de acumulación producen energía eléctrica manteniendo iguales el porcentaje de acumulación de sus embalses. Este procedimiento transforma la operación hidráulica en operación energética, con un solo embalse con energía afluente, energía acumulada y energía producida [6].

El modelado de sistemas de generación hidroeléctrica a través de un sistema equivalente permite reducir la dimensión del problema a resolver, lo cual permitiría tratar otros aspectos relacionados a la planificación, tales como la incertidumbre de la demanda y de los caudales afluentes. Sin embargo, exige algunas condiciones para la buena representación tales como, un comportamiento hidrológico homogéneo, la función de generación hidroeléctrica no lineal y una regla de operación que valore la capacidad de acumulación de los embalses a favor de la eficiencia de todo el sistema, requisitos de difícil cumplimiento debido a la diversidad de cuencas hidrográficas agregadas para representar una región.

La Figura 2, muestra los subsistemas eléctricos equivalentes de las diferentes regiones del Brasil interconectados por sistemas de transmisiones. Muestra también la representación que tiene Itaipu en este modelo, interconectadas con los Sistemas Sudeste/Centro-oeste y Sur del Brasil, como también con el SIN del Paraguay.

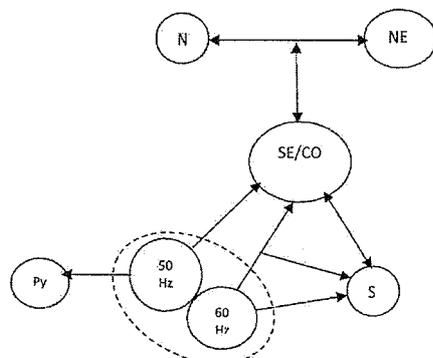


Figura 2 – Modelo NEWAVE representa el SIN brasileño por subsistemas interconectados.

Cada subsistema está compuesto por un sistema de generación hidroeléctrica y termoeléctrico, que agregan las diferentes centrales hidro y termoeléctricas de cada región. En este esquema el modelo NEWAVE minimiza para todos los subsistemas el costo presente y el costo futuro aproximado por una función lineal por parte. Resulta de esta estrategia la producción hidro y termoeléctrica que cada subsistema debe realizar en cada etapa mensual, observando las limitaciones del sistema de transmisión en el proceso de equalización de los costos marginales en todos los subsistemas.

La desagregación del volumen de energía hidrotérmica y de intercambios entre los diferentes subsistemas es realizada por el modelo DECOMP, que opera en base semanal, representa el SIN brasileño a usinas individualizadas, con las funciones de producción hidroeléctrica linealizada y lleva en consideración al final del segundo mes el costo futuro definido por el modelo NEWAVE. La desagregación lo realiza a través de una heurística que busca mantener el almacenamiento de los embalses en paralelo, por fajas.

Por último, el modelo DESSEM, que representa el sistema de generación a través de usinas individualizadas, determina el despacho de generación en intervalos horario, o cada media hora, para el día siguiente y otros días de la semana, teniendo en cuenta las metas de operación

establecidos por el modelo DECOMP, como las funciones de costo futuro al final de la semana operativa y también, eventualmente, las metas de generación térmica y la recepción de intercambios por parte de los subsistemas.

3.2 Algunas propuestas para el problema de planeamiento del SEB

Antes que nada, es importante destacar que los modelos siempre serán una representación simplificada de la realidad. La clave para un buen modelado es identificar los aspectos más importantes que merecen ser representados de forma detallada y aquellos que podrían ser simplificados.

Los modelos adoptados en SEB se caracterizan por la:

- Agregación de los sistemas de generación en subsistemas equivalentes. El requisito necesario para esta representación es la homogeneidad del comportamiento hidrológico, de difícil cumplimiento cuando se consideraran diferentes cuencas hidrográficas, como es el caso brasileño;
- Linealización de la función de producción hidroeléctrica, que es no lineal y compuesta por variables que son interdependiente entre ellas;
- Regla de operación en paralelo de las centrales hidroeléctricas del sistema de generación hidroeléctrica, desconsiderando la diversidad de aprovechamientos hidroeléctricos en términos de capacidad de regulación y de capacidad instalada, que contribuyen a favor de la eficiencia de todo el conjunto, cuando son operadas conforme a las reglas definidas por la optimización.

Estos modelos, pertenecen a la clase de los modelos de optimización estocástica secuencial, cuya solución es una política operativa que obtiene la decisión (generación) para cada etapa del periodo del planeamiento, a partir del estado del sistema (almacenamiento de los embalses, afluencias).

Existen muchas propuestas de política operativa para este tipo de problemas, el caso brasileño está basado en técnica de **Programación Dinámica Dual Estocástica (PDDE)**, que posee como ecuación recursiva de optimización del tipo **Acaso-Decision**, que asume ser conocida la afluencia de cada etapa antes de la toma de decisión.

Otras propuestas como la **Programación Dinámica Determinística** o **Programación Dinámica Estocástica** son del tipo **Decisión-Acaso**, es decir, en cada etapa se asume que la decisión de producción es tomada antes de conocer la afluencia.

Tanto la política operativa basada en el modelo de Acaso-Decisión como el modelo Decisión-Acaso obtiene como solución el compromiso óptimo entre el costo presente y el costo futuro. Sin embargo, se puede demostrar que el **costo futuro** obtenida por la política basada en el modelo Acaso-Decisión tiende a disminuir paulatinamente con relación al costo futuro obtenida por la política basada en Decisión-Acaso.

Por tanto, se puede concluir que la PDDE (Acaso-Decisión) **subestima el costo futuro esperado** con relación a otros modelos basados en Decisión-Acaso, resultando en el uso mayor del agua en el presente y guardar menos para el futuro de lo que sería el compromiso óptimo entre costo presente y futuro. Esta característica del modelado en vigor en el SEB es una de las causas de las frecuentes situaciones críticas que el SIN viene enfrentando en las últimas décadas.

Otra alternativa de política operativa para el problema de optimización estocástica secuencial es la que puede ser obtenida por los **Modelos de Control Predictivo – MCP**, también conocida como política determinística “mirando hacia adelante” (*deterministic lookahead policy*) que se caracteriza por la toma de decisión (generación), en cada etapa t del planeamiento, a partir del estado (acumulación) del sistema. Las afluencias son consideradas conocidas e iguales a sus valores esperados (MLT – Mean Long Term) o dadas por modelos de previsión de caudales. En este modelo determinístico solo la primera decisión es adoptada, a pesar de contar con las soluciones para todo el periodo de planeamiento. Como en el objetivo de optimización no existe un costo futuro o terminal, el horizonte del estudio es lo suficientemente extenso para así evitar la influencia del costo terminal en las tomas de decisiones.

En la optimización determinística del MCP, la representación del sistema puede ser hecha de forma detallada, considerando cada central hidroeléctrica individualmente, incluyendo sus características no lineales de producción y restricciones, diferente a los modelos que trabajan con sistemas equivalentes agregados. La representación de la incertidumbre asociada a las afluencias se realiza de forma implícita, con previsiones actualizadas permanentemente. [7]

3.3 Comparaciones de políticas operativas

A pesar de la extensa literatura sobre planeamiento de la operación de sistemas hidrotérmicos de potencia, pocos trabajos son los que tratan sobre comparaciones entre diferentes políticas operativas. Al respecto de la diversidad de líneas de pensamientos o propuestas de solución a los problemas de optimización estocástica secuencial, el Profesor Warren Powell, de Princeton University, menciona: *"We would argue that all of these methods (stochastic programming, dynamic programming, deterministic lookahead policies.....)are, in the end, approximations that have to be tested, and there is no reason to believe a priori that one will be better another on a specific problem"*. [8]

Entre los estudios comparativos de políticas operativas que se puede encontrar en la literatura se menciona el proyecto P&D (Pesquisa e Desenvolvimento) estratégico de la ANEEL (Agencia Nacional de Energía Eléctrica - Brasil) llevada a cabo con la Universidad de Campinas, Brasil - UNICAMP, donde fueron comparadas las siguientes políticas operativas:

- Modelo de Control Predictivo (MCP) implementado a través del modelo ODIN (Otimização do Despacho Interligado Nacional) de la UNICAMP, con base en previsiones de afluencias dadas por la MLT;
- Programação Dinâmica Estocástica Dual (PDDE), implementada através del modelo SUIISHI, de la CEPEL (Centro de pesquisas de energía eléctrica - Brasil). [9]

En el modelo PDDE, la política operativa en cada etapa del planeamiento, la toma de decisiones de generación hidrotérmica lo realiza por subsistema, a partir del modelo lineal de optimización, que minimiza para todos los subsistemas de los costos presentes y futuros dados por el modelo NEWAVE. Esas decisiones son desagregadas entre las usinas individualizadas por medio de una regla de operación basado en heurística que busca mantener los embalses de las centrales en paralelo.

Los resultados obtenidos de la simulación sobre secuencias hidrológicas tomadas del histórico muestran que la política operativa basada en el modelo MCP fue 14 % más eficiente en términos de costo esperado que la política basada en PDDE, como también un nivel de energía almacenada al final del periodo, mayor en el orden del 30 %.

Otro aspecto importante para destacar es que el modelo basado en el MCP opera la cascada de las hidroeléctricas manteniendo 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. Eso demuestra que es posible operar el sistema de forma más segura y al mismo tiempo más económico. La principal razón para eso es el modelado no lineal de la política operativa MCP, que considera las centrales individualmente con la función de producción no lineal diferente a la política operativa basada en PDDE que adopta un modelo simplificado por:

- Agregación de las centrales en subsistemas equivalentes;
- Linealización de la optimización del objetivo compuesto por el costo presente y el costo futuro;
- Heurística que desagrega la producción de las diferentes hidroeléctricas adoptando la regla de operación en paralelo. [10]

3.4 Planeamiento de la operación de Itaipu

Los compromisos contractuales de **Potencia** se mantienen constantes en el año, sin variaciones estacionales, por lo que a mediano plazo el aspecto a gestionar en Itaipu es el programa de mantenimiento de las unidades generadoras, para que estas sean disponibles en los periodos de mayor afluencia de modo a maximizar la producción energética, observando al mismo tiempo las restricciones asociadas al cumplimiento de los plazos de los diferentes tipos de mantenimiento de las unidades generadoras, transformadores y líneas de interconexión.

Itaipu a pesar de contar con un importante volumen útil de aproximadamente 6.000 Hm³ entre las cotas de 220 y 215 m.s.n.m se comporta como una central de pasada debido al volumen de caudales afluentes que llegan a su embalse, que en promedio es del orden de 11.000 m³/s con lo cual obtiene la capacidad de regulación de apenas siete días. Esta capacidad de regulación limita su posibilidad de participar activamente en el planeamiento de operación energética con el uso de su embalse por periodos que no vaya más allá de los siete días.

Además, la faja normal de operación entre las cotas de 219 y 220 m.s.n.m permite controlar las variaciones repentinas de los caudales afluentes laterales, no controlables, con amplitud del orden de hasta 15.000 m³/s con tiempo suficiente para coordinar su aprovechamiento o minimizar el vertimiento.

Las limitaciones asociadas en su capacidad de regulación son compensadas por su capacidad instalada de 14.000MW, que limita a apenas 2.000 m³/s los caudales vertidos no turbinables en las pocas veces que estas se han registrado.

En el planeamiento de la operación a corto plazo, a pesar de las restricciones de aguas abajo, definidas por el Acuerdo Tripartito que limita las variaciones de su descarga y variaciones en su producción, Itaipu por su capacidad instalada desempeña un papel importante operando como central de punta, reduciendo el costo marginal de las centrales termoeléctricas del SEB, principalmente en los periodos de baja afluencia y de acumulación en los embalses de las centrales de aguas arriba. La optimización de su operación en esta etapa fundamentalmente consiste en definir el número de unidades generadoras que deben ser despachadas de modo que todas ellas operen en la faja de mejor rendimiento.

3.5 El rol de Itaipu en el SEB y el SIN paraguayo

Itaipu responde por más del 80% del consumo de energía eléctrica en el SIN paraguayo y 14% del SEB. Del total de la producción de Itaipu el SIN paraguayo 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 SEB.

En los últimos años, el SEB ha solicitado a Itaipu el uso del agua acumulado en el embalse para aumentar su producción, principalmente en el periodo de diciembre a enero, muchas veces hasta febrero, vísperas de la estación lluviosa, a la que Itaipu ha accedido aun cuando este aporte sea mínimo y asumiendo el riesgo de no poder atender sus compromisos contractuales por la reducción del salto y capacidad de producción. Además, este tipo de operación se justifica solo con un balance positivo entre el beneficio de poder transformar en energía las futuras afluencias, que se hubiera descargado por el vertedero como "volumen de agua no turbinable", y la pérdida de la producción por reducción del salto ocasionado por el uso del agua del embalse.

3.6 Un análisis comparativo de la operación de Itaipu

Las características técnicas de la central de Itaipu presentadas en la sección 3.4 apuntan que la operación que maximiza la eficiencia en su producción es aquella que la asigna la función de una central de pasada, operando siempre con el embalse en su faja normal entre las cotas de 220 y 219 m.s.n.m y a plena carga. Esta política de operación inclusive coincide con la política operativa definidas por el modelo MCP descrita en las secciones 3.2 y 3.3.

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.

Datos realizados	Furnas	Itaipu
Volumen (Hm ³)	12.217	26.131,587
Cota (m.s.n.m)	758,79	217,75
Canal de fuga (m.s.n.m)	672,39	100,27
Salto bruto (m)	86,40	117,48
Productividad (MW/m ³ /s)	0,748	1,084
Turbinado (m ³ /s)	416	8.471
Producción (MWmed)	311,3	9.182,6
Producción total (MWmed)		9.493,9

Tabla 1 – Datos hidro energéticos verificados el 27/05/2021.

La Tabla 1 muestra los datos hidro energéticos verificados el día 27 de mayo de 2021 de las centrales hidroeléctricas de Furnas e Itaipu, respectivamente. La producción de ambas centrales suma 9.493,9 MWmed. [12]

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. 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 2.

Datos simulados	Furnas	Itaipu
Volumen (Hm ³)	9.217	29.131,587
Cota (m.s.n.m)	755,23	220,1
Canal de fuga (m.s.n.m)	672,39	100,27
Salto bruto (m)	82,93	119,83
Productividad (MW/m ³ /s)	0,718	1,099
Turbinado (m ³ /s)	416	8.471
Producción (MWmed)	298,47	9.307,19
Producción total (MWmed)		9.605,67

Tabla 02 – Datos hidro energéticos simulados.

La simulación representada en la Tabla 02, muestra un aumento de en la producción del conjunto en 111,8 MWmed con el mismo caudal turbinado. 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.

4. Conclusiones

En este documento se presenta:

- 4.1 Los diferentes estudios que se realizan para definir la expansión y operación de los sistemas eléctricos de potencia;
- 4.2 Las características de los diferentes modelos del planeamiento de la operación del SEB;
- 4.3 Las diferentes propuestas metodológicas que abordan el tipo de problema que caracteriza el planeamiento de operación hidrotérmico brasileño;
- 4.4 Las diferencias entre los modelos MCP y el PDDE, este último vigente hoy en SEB;
- 4.5 El PDDE tiene las siguientes características:
 - Adopta un modelo simplificado con agregación de las centrales en subsistemas equivalentes a través de una regla de operación en paralelo;
 - Linealización de la optimización del objetivo compuesto por el costo presente y el costo futuro;
 - Heurística que desagrega la producción de las diferentes hidroeléctricas adoptando la regla de operación en paralelo.
- 4.6 El MCP tiene las siguientes características:
 - La representación del sistema se realiza de forma detallada, considerando cada central hidroeléctrica individualmente, incluyendo sus características no lineales de producción y restricciones, diferente a los modelos que trabajan con sistemas equivalentes agregados;
 - La representación de la incertidumbre asociada a las afluencias se realiza de forma implícita, con previsiones actualizadas permanentemente;
 - Opera la cascada de las hidroeléctricas manteniendo 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.

- 4.7 Comparaciones entre los modelos muestra menores costos esperados y mayor volumen de energía almacenada al final de cada periodo de planeamiento con el modelo MCP.
- 4.8 Las características técnicas de la central de Itaipu apuntan que por su escasa capacidad de regulación y capacidad instalada debe operar como central de pasada entre las cotas 220 y 219 m.s.n.m.
- 4.9 Una comparación entre los datos verificados el día 27/05/2021 de las centrales de Furnas e Itaipu, y los datos simulados en que el volumen de agua acumulado en Furnas fuese acumulado en Itaipu, muestra el aumento de la eficiencia en la suma de producción de ambas centrales en 111,8 MWmed, en un solo día.

5. Discusión

Itaipu es un emprendimiento binacional, condición que obliga a las partes a participar de forma equitativa en las tomas de decisiones que implican su gestión.

Técnicamente es un aprovechamiento hidroeléctrico que obtiene mayor eficiencia en su producción cuando opera como central de pasada y a plena carga. Este régimen de operación favorece a las partes en lo que respecta a la producción de energía, y los beneficios asociados a la producción tales como royalties, remuneraciones a ANDE y Eletrobras por Administración y Supervisión, y por Cesión de Energía. También beneficia a la navegación y minimiza las frecuentes crisis de todo lo relacionado a esta actividad.

Cabe a la parte paraguaya de la administración de Itaipu proponer y defender las estrategias de operación que beneficia a las partes, aun cuando esto sea diferente a las reglas operativas vigentes hoy en el SEB.

6. Referencias

- [1] Gómez Expósito, Antonio, et al, (2002). Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica. España: Editorial Mc. Graw Hill/Interamericana, ISBN 9788448175528.
- [2] Fortunato, L.A.M., et al, (1990). Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica. Niteroi: Universidade Federal Fluminense – EDUFF.
- [3] CEPEL- Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. (2006), “Manual de Referência - Modelo NEWAVE”. Rio de Janeiro.
- [4] CEPEL- Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. (2018), “Manual de Referência - Modelo DECOMP”. Rio de Janeiro.
- [5] CEPEL- Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. (2003), “Manual de Referência - Modelo DESSEM”. Rio de Janeiro.
- [6] Terry, L.A., et al, CEPEL, DENE/DPE/ELETRORÁS e DEOP/DOS/ELETRORÁS (1980) “Modelo a Sistema Equivalente - Descrição Geral, Relatório Técnico”, CEPEL-ELETRORÁS.
- [7] Camacho, E.F., et al, (2004) “Model Predictive Control” Springer, Berlin.
- [8] Powell, W. (2014). Clearing the jungle of stochastic optimization, Informs Tutorials in Operations Research.
- [9] UNICAMP (2011). Despacho Hidrotérmico – Modelo de Otimização do Despacho Interligado Nacional (Odin) – Relatório Final. Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento Estratégico da Aneel (Tema 1). Campinas. Universidade de Campinas – UNICAMP.
- [10] 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.
- [11] ITAIPU BINACIONAL (2019). Memoria Anual. Disponible en www.itaipu.gov.py.
- [12] ONS – Boletim Diário da Operação (2021), Boletim de 27/05/21. Disponible en www.ons.org.br.

**Análisis de diferentes aspectos de la Itaipu Binacional
en vistas a la
Revisión del Tratado.**

Autores

Jorge Ferreira

Raimundo Lopez

Rubén Brasa

Anastacio S. Arce.

Colaboración

Miguel Santacruz

Junio 2020.

Introducción

Este documento trata sobre diferentes aspectos de la Itaipu Binacional, en vistas a la revisión del Tratado, como también los acontecimientos vehiculados por los diferentes medios de comunicación y que guardan relación con el futuro de la binacional.

Por entender que la experiencia de profesionales que han pasado por esta empresa puede ser un aporte importante para describir y destacar los diferentes aspectos relacionados al Tratado y al Anexo C, se presentan los análisis de diferentes escenarios que podrán darse en el desarrollo de las negociaciones y sus efectos para nuestro país.

En una primera parte se presenta la realidad actual de la Itaipu Binacional, los componentes del costo de producción y su importancia para el suministro de energía eléctrica a nuestro país y del Brasil. Se describe sucintamente el Sistema Interconectado Nacional Paraguayo - SIN, las fuentes de generación, los diferentes puntos de interconexiones con el Brasil y Argentina, como también la evolución de la demanda de consumo de energía y de potencia, proyectado para los próximos diez años.

En una segunda parte se analizan los aspectos del Tratado y sus Anexos, que podrían estar sujetos a las revisiones, sus implicancias, en las formas y posibilidades de comercialización de la energía.

En la tercera parte se analizan los escenarios para diferentes formas de comercialización y las opciones que permitan a nuestro país maximizar sus beneficios.

En la cuarta parte se hace un análisis cubriendo el periodo de aproximadamente diez años, periodo en el cual se estarían agotando los excedentes energéticos en Itaipu, que corresponden a nuestro país, y finalmente en la quinta parte se enumeran los aspectos abordados en los análisis.

1 – Itaipu Binacional y el SIN paraguayo.

a) Itaipu, producción y suministro al Paraguay.

La Central Hidroeléctrica de Itaipu con una capacidad instalada de 14.000MW, que a pesar de contar con un importante reservorio con aproximadamente 6.000Hm³, básicamente es una central de pasada debido a los elevados valores de los caudales afluentes que reduce su capacidad de regulación a apenas algunos días. La capacidad instalada y el salto hidráulico son características que favorecen a que Itaipu opere como central de pasada de modo a maximizar su eficiencia en la producción. A pesar de estas recomendaciones técnicas en los últimos tiempos la central ha operado en regímenes que no favorecen a la producción eficiente, desde el punto de vista del uso del embalse.

La Figura 1, muestra la producción de los últimos siete años. Se observan valores de energía que oscilan entre 79.445 a 103.098 GWh, básicamente en función a las variaciones de la disponibilidad del recurso hídrico. El suministro al Paraguay muestra una tendencia de crecimiento continuo, registrando en el 2018 el total de 15.266 GWh [1]. Aun así, el consumo de energía de nuestro país está lejos de los valores que le corresponden retirar, resultando la diferencia en cesiones al Brasil.

La importancia de Itaipu en el atendimento de la demanda de consumo de energía eléctrica del Paraguay se puede observar en la Figura 2, en la cual se puede constatar una tendencia de crecimiento, que en el 2018 llegó a un valor porcentual de 90 %.

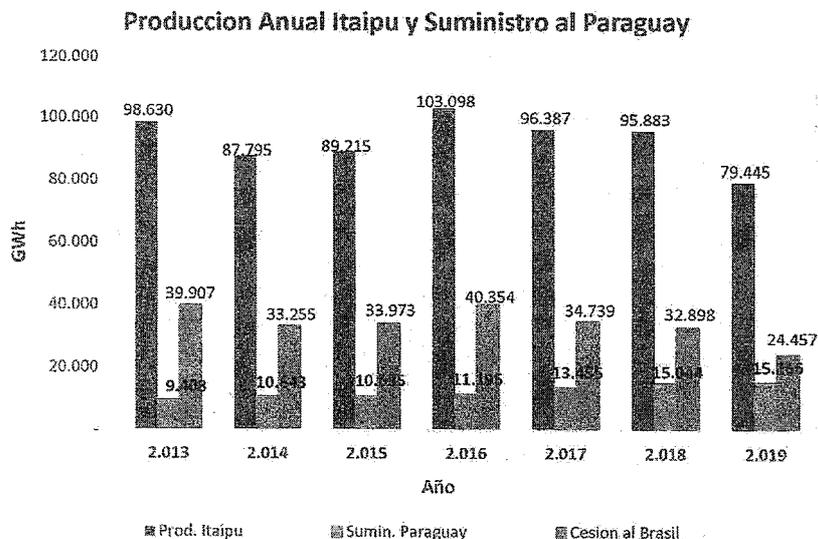


Figura 1 – Producción anual de Itaipu.[1]

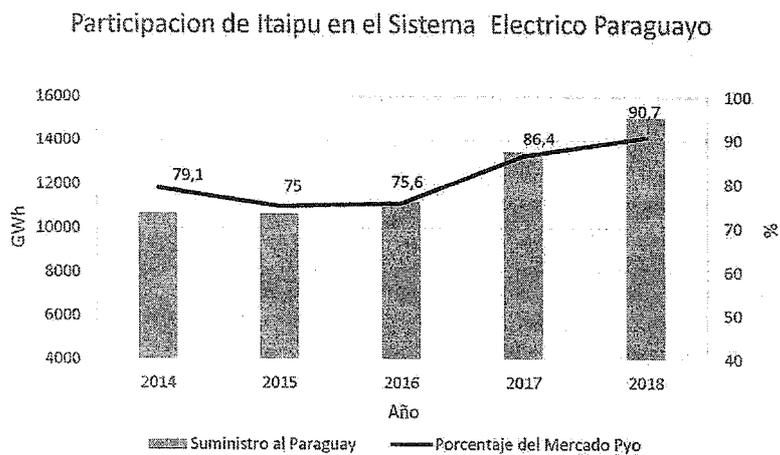


Figura 2 – Suministro de Itaipu al Sistema Eléctrico Paraguayo.[1]

b) Itaipu, tarifa o costo de servicio

La tarifa de Itaipu está basada en el costo del servicio, que impide suponer pérdidas o ganancias en su presupuesto. De este modo, eventuales déficits o superávits en su presupuesto deberán ser incluidos en el presupuesto del ejercicio del año siguiente, conforme se ilustra en la Figura 3.

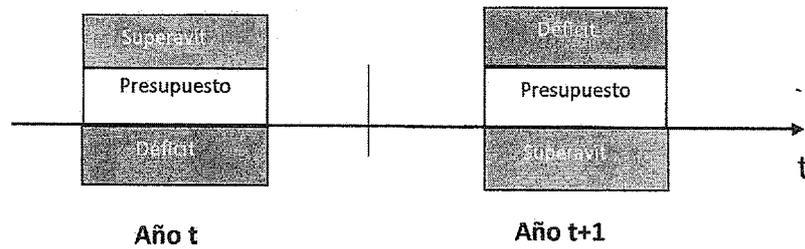


Figura 3 – Tarifa de Itaipu basado en el costo del servicio.

El Anexo C, en su ítem III establece los componentes del costo del servicio de electricidad de Itaipu. Los datos del ejercicio del año de 2018 [1], están representados en la Tabla 1.

Composición del Costo del Servicio de Electricidad	En Millones de US\$
1 – Utilidades de Capital	50,1 (1,4%)
2 - Royalties	540 (15,9 %)
3 – Resarcimientos por Administración y Supervisión	41,5 (1,2 %)
4 – Amortización de Préstamos y Financiamientos	1.520,1 (44,83%)
5 – Carga Financiera de Préstamos y Financiamientos	520,7 (15,4%)
6 – Gastos de Explotación	716,1 (21,13)
Total	3.388,7
Producción Anual en 2018 (GWh)	96.586
Costo (US\$/MWh)	35,08

Tabla 1 – Componentes del costo de servicio de electricidad de Itaipu [1].

Se puede observar que la deuda y cargas financieras representan el 60 % del costo, y que la relación costo del servicio y energía producida resulta en 35,08 US\$/MWh.

c) Itaipu, ingresos para la prestación de los servicios

Conforme se observa en la Tabla 1, el costo del servicio de Itaipu en el año de 2018 fue de 3.388 millones de US\$, que deberá cubrir con los ingresos obtenidos a través de contratos de potencia. La potencia disponible para la contratación es aquella que Itaipu pondrá a disposición permanentemente por el periodo estipulado. La Figura 3, muestra la deducción de la Potencia Disponible para Contratación. Del total de la Potencia Instalada son descontadas la potencia en mantenimiento, asociadas a las unidades generadoras desconectadas para los

servicios de mantenimiento preventivo programado. En esta deducción son consideradas dos unidades desconectadas por mes.¹

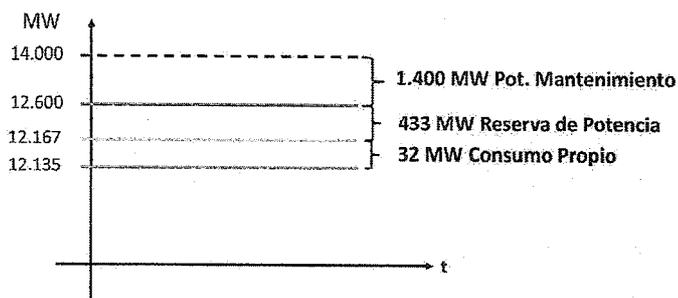


Figura 3 – Potencia disponible para contratación.

La Reserva de Potencia, es una holgura que las fuentes de generación deben disponer con el objeto de cubrir eventuales fallas dentro de la propia fuente de generación, fallas en otras fuentes de generación, importantes desvíos de la carga, para que esta holgura o reserva sea utilizada para mantener el servicio de atendimento de la demanda con la frecuencia dentro de los rangos normales de operación. Este servicio que las fuentes de generación prestan a los sistemas, normalmente son remunerados, así como otros servicios tales como el control de tensión, partida en negro, participación en los esquemas de controles de emergencia, etc.².

La potencia asociada al consumo propio se destina a cubrir las necesidades energéticas de la central para su normal funcionamiento.

De esta manera la potencia disponible para la contratación es de 12.135 MW, y sobre este valor de potencia Itaipu debe establecer su presupuesto anual de modo a cumplir con los costos operacionales y el pago de la deuda.

Asociada a la potencia disponible para la contratación existe un volumen de energía, que Itaipu consigue producir en el 95 % de los escenarios hidrológicos probables. Este volumen de energía, segura en un 95 %, se denomina *Energía Garantizada*. Este valor es tomado como referencia para la elaboración del presupuesto anual. Los costos oriundos de valores superiores a la energía garantizada que Itaipu pueda producir, son transferidos a ANDE y Eletrobras, en la medida que estas utilizan la energía superior a la garantizada.

d) Itaipu, tipos y precios de energías

¹ Práctica adoptada al inicio de la operación, y que, con el tiempo por la experiencia, perfecto conocimiento de los equipos y optimización de los procedimientos, los tiempos para los servicios de mantenimiento fueron reducidos de modo que el número de unidades desconectados para mantenimiento por cada intervalo de tiempo se redujeron a menos de dos unidades generadoras.

² En el caso de Itaipu el valor de la Reserva de Potencia, si bien no forma parte de la potencia disponible para contratación, la energía que esta potencia puede ser producida está disponible y mayoritariamente utilizada por el sistema eléctrico brasileño sin costo alguno.

La fuente de ingreso de Itaipu es la potencia contratada, valor que tiene asociada un volumen de energía que puede producir en el 95 % de los escenarios hidrológicos probables. Sobre estos valores de potencia contratada y energía garantizada Itaipu, elabora su presupuesto anual, siendo el actual costo unitario de contratación el valor de 22,6 US\$/kW/mes.

El plan para el término de pago de la deuda prevista para el 2023, toma como referencia los ingresos por potencia contratada y egresos operacionales basados en la energía garantizada. Las energías que superan la garantizada, y aquellas que son producidas por las potencias que exceden la potencia nominal de las unidades generadoras son tarifadas por los componentes del costo de prestación de servicios influenciados por el volumen total de energía producida por Itaipu, que son Royalties, Remuneración por Administración y Supervisión, Utilidad de Capital de ANDE y Eletrobras, que poca incidencia tienen en el costo final de la energía de Itaipu, por lo que estos tipos de energía son más baratos. La Figura 4 muestra los diferentes tipos de energías de Itaipu y sus costos.

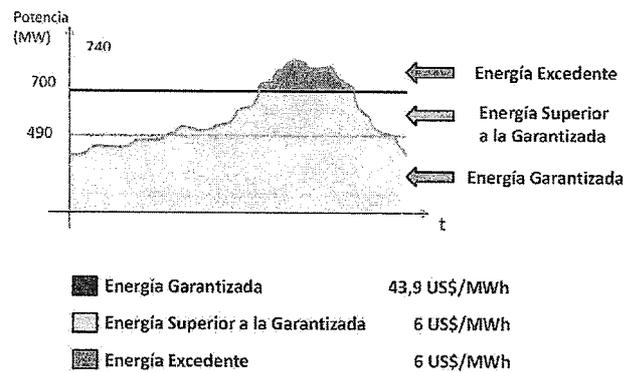


Figura 4 – Diferentes tipos de energías de Itaipu y sus costos.

La disponibilidad de los tipos de energías más baratas depende de factores tales como caudales afluentes en cantidades adecuadas, es decir no mucho de modo que pueda comprometer el salto hidráulico y la disponibilidad de potencia, ni poco que no exista agua suficiente para producir energía mayor que la garantizada, como también depende del régimen de operación de la central, es decir operando como una central de base, donde su régimen será constante a lo largo del día o aumentando su producción en los periodos de mayor demanda cuando podrá producir energía con potencia encima del valor nominal.

Aquí se plantea la dificultad de ANDE para definir un programa de suministro con Itaipu de modo a minimizar el costo de su cartera de contrato. Si quiere tener un programa de suministro seguro deberá apostar a la energía garantizada, si quiere reducir el costo de su cartera de contrato debe apostar por los tipos de energías más baratas.

Además de estos tipos de energías, por el Acuerdo Operativo del 2008, ANDE puede usar parte de la energía asociada a la potencia contratada por Eletrobras, conforme a una regla que es representada simplificada en la Figura 5. Esta regla establece que ANDE podrá utilizar la potencia contratada por Eletrobras y la energía que esta produce al precio de la

energía garantizada, hasta el periodo de tres horas. Si esta Cesión de Potencia de Eletrobás a ANDE pasa las tres horas, el costo contabilizado será igual al valor máximo de potencia registrado y por el tiempo de veinticuatro horas, aun cuando la Cesión de Potencia haya durado apenas cuatro horas o más.

Esta opción constituye un atractivo para ANDE apostar a la disponibilidad de los tipos de energías más baratas, al mismo tiempo su uso puede resultar en costos muchos mayores que la energía garantizada debido a la penalización. Las condiciones que tiene ANDE para disponer de esta opción y no caer en el sobrecosto es contar con una reserva, que podría ser Acaray, cuya capacidad es muy limitada, y la otra opción es Yacyreta, que debido a las limitaciones en el sistema de transmisión no pueden operar interconectada con Itaipu.

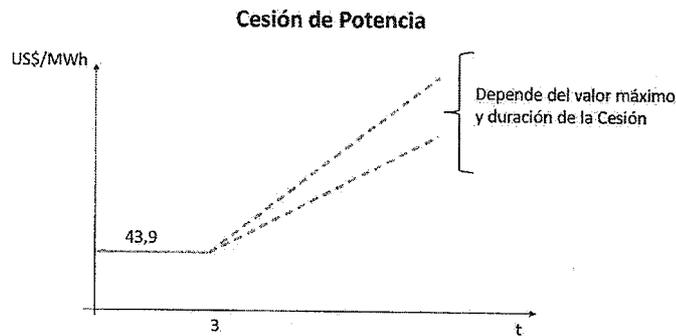


Figura 5 – Cesión de potencia.

e) Itaipu, registros de costos de energías para Paraguay y Brasil

El costo de la energía suministrada al Paraguay está definido por el volumen realmente suministrada y en el concepto que este se dio, con la energía garantizada, con la energía superior a la garantizada, con la energía producida por la potencia excedente o por cesión de potencia.

El costo de la energía suministrada al Brasil depende del volumen suministrado, en que concepto este se dio, con la energía garantizada, con la superior a la garantizada y con la energía producida por la potencia excedente. Estos tipos de energías son facturadas en sus precios normales. Además de estos costos el Brasil paga una tarifa de 9,95 US\$/MWh por la energía paraguaya, que corresponde a la mitad de la energía producida por Itaipu, menos la suministrada al Paraguay, en concepto de cesión, conforme establece el Tratado. La figura 6 muestra los costos de la energía de Itaipu al Paraguay y al Brasil, en los últimos cinco años.

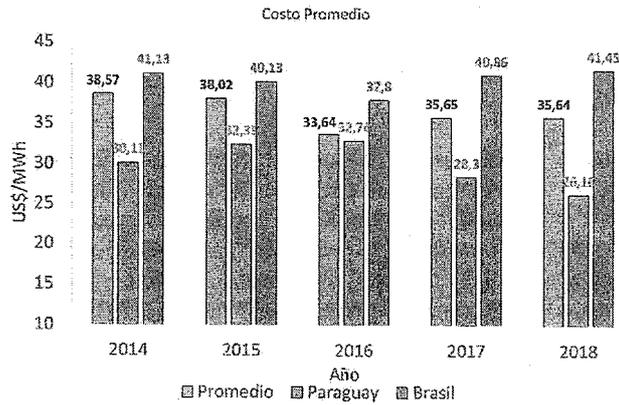


Figura 6 – Costos de la energía Itaipu al Paraguay y al Brasil [1].

f) Sistema Interconectado Nacional, breve descripción.

El Sistema Interconectado Nacional Paraguayo (SIN) se caracteriza por un sistema de transmisión construido en 220 kV, que corre en sentido este-oeste, que parte de sus principales de fuentes de generación y de suministro Itaipu y Acaray para atender el centro de la mayor demanda constituido por la Gran Asunción y Departamento Central. Todas las regiones del país son atendidas con sistemas de transmisión en 220 kV, inclusive la Región Occidental Chaco.

En el 2014 fue concluida y puesta en servicio la línea de 500 kV, que une la Subestación Margen Derecha con la Subestación de Villa Hayes, la cual fue un refuerzo importante para un sistema que ya operaba en el límite de su capacidad. Conforme al Plan Maestro de ANDE [2], para el año 2023 está previsto un segundo circuito de 500 kV entre las Subestaciones de Margen Derecha y Carayao.

Está en fase conclusión la puesta en servicio de la línea de 500 kV entre la Subestaciones de Ayolas y Villa Hayes, que permitirá retirar toda la energía eléctrica de la Central de Yacireta que le corresponde al Paraguay, como también la interconexión entre los Sistemas Eléctricos de Brasil y Argentina, a través del sistema de eléctrico paraguayo. La Figura 07 muestra un esquema simplificado del sistema de transmisión.

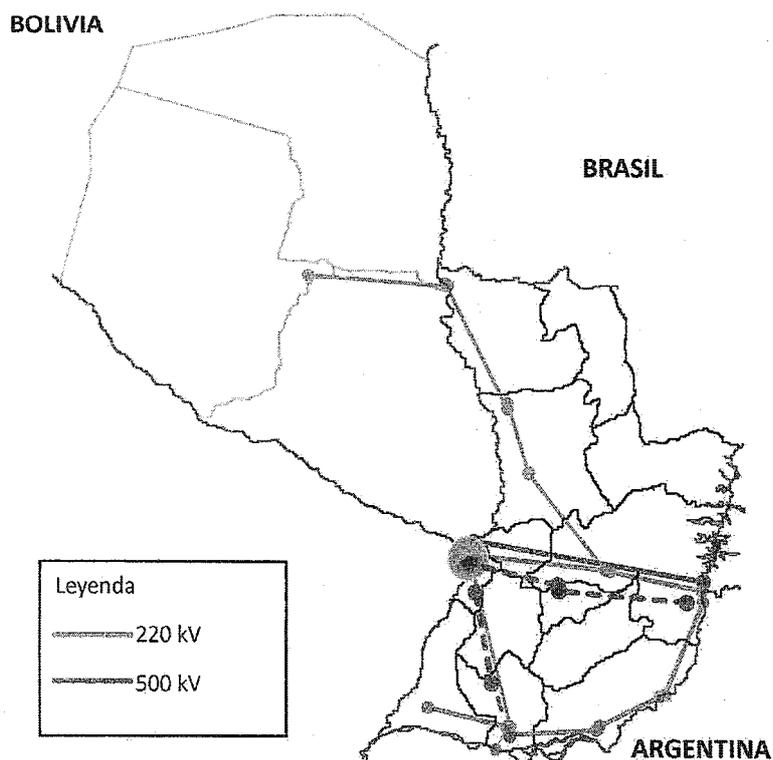


Figura 7 – Esquema simplificado del Sistema Eléctrico de Transmisión

g) El SIN, y las interconexiones internacionales

La Figura 8 muestra las interconexiones internacionales del SIN. La principal interconexión del Paraguay con el Brasil se da a través del sistema de Corriente Continua de Furnas con una capacidad de 7.300 MW. Otra interconexión con el Brasil es a través del sistema eléctrico de la Copel con una capacidad de intercambio de 75 MW, que es importante verificar su viabilidad técnica operativa, llevando en cuenta los años de uso del inversor instalado en Acaray.

La interconexión con el sistema eléctrico argentino se da a través del sistema de EDEFOR, con una capacidad de 80 MW. Se observa las interconexiones con el sistema del norte argentino a través de la empresa EMSA con una capacidad del orden de 30 MW y Central de Yacyreta, interconexión que estaría limitada por la capacidad de los equipos de la Central de Yacyreta y del propio sistema eléctrico argentino en valores del orden de los 150 MW. De esta manera la capacidad de las interconexiones con el sistema argentino es del orden de los 300 MW.

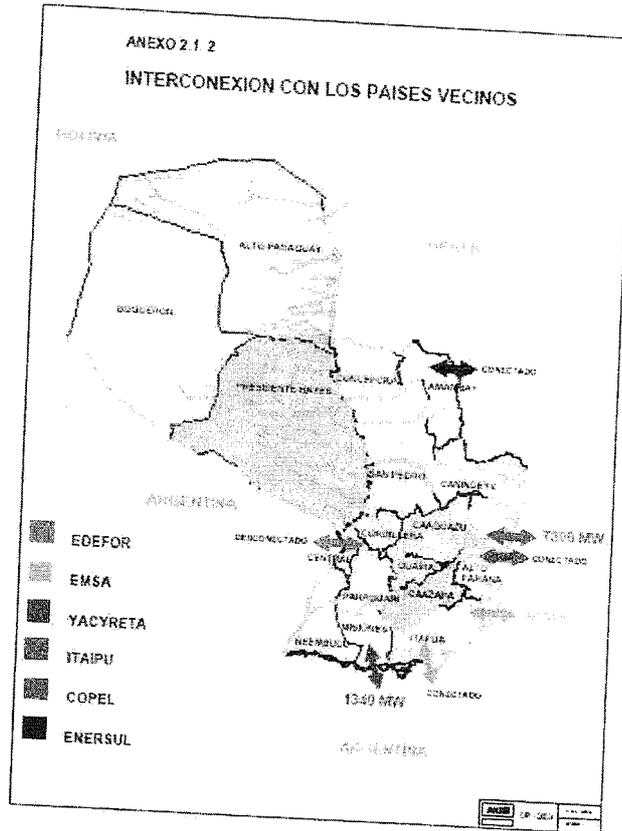


Figura 8 – Mapa de las interconexiones internacionales. [2]Fuente: www.andc.gov.py

h) SIN, evolución de la demanda de potencia y energía.

El sistema eléctrico paraguayo es caracterizado por atender una carga con fuerte presencia del tipo de consumidor residencial y comercial. Esta característica define una curva de carga con dos periodos de alta demanda de consumo en el verano y uno solo en el invierno, conforme se puede apreciar en la **Figura 9**.

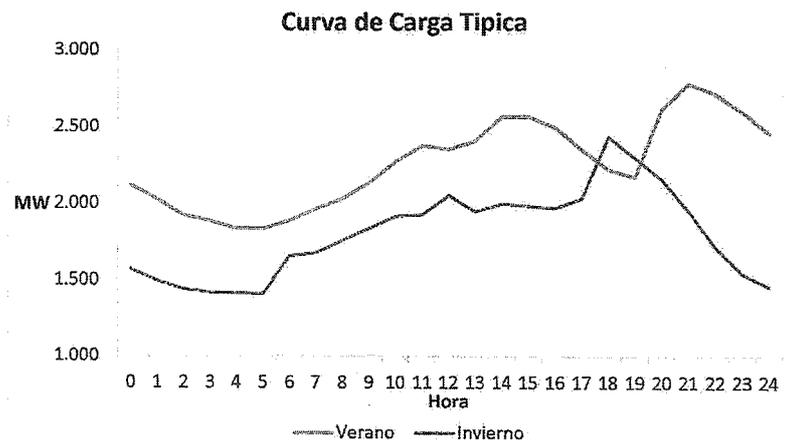


Figura 9 – Curva de Carga Típica.[3]

Esta característica se mantiene aún con las variaciones interanuales de los índices económicos, proyectando una tasa de crecimiento vegetativo anual del orden de 7 %, conforme se puede apreciar en la Figura 10.

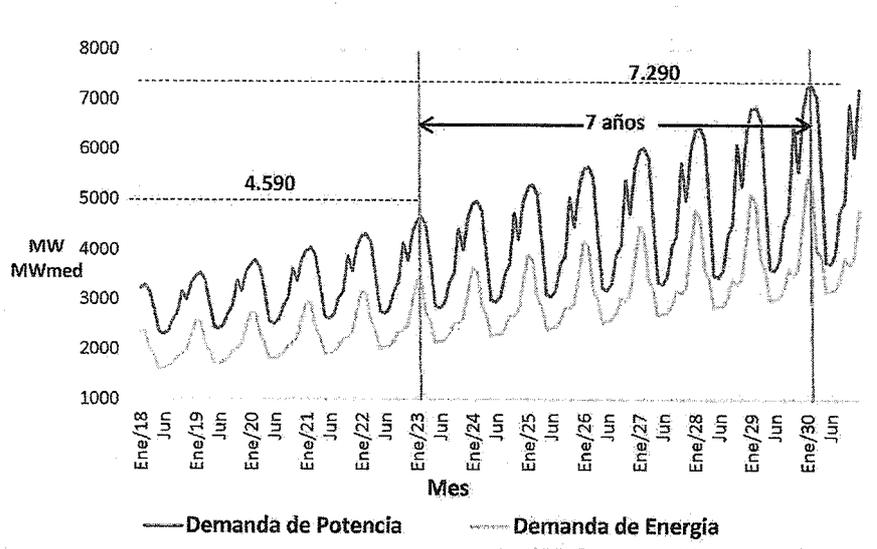


Figura 10– Proyección de la Demanda de Potencia y Energía. [3]

La Figura 10 muestra que por la proyección de la demanda de potencia y de energía habría excedentes de potencia y de energía en Itaipu por el periodo de aproximadamente siete años a partir del 2023, es decir, hasta el 2030 la capacidad de potencia que le corresponde al Paraguay en Itaipu sería totalmente utilizado por el Sistema Eléctrico Paraguayo.

2 – El tratado, sus anexos y notas reversales.

Los documentos que rigen la vida institucional de la Itaipu Binacional son el tratado, sus anexos y las notas reversales. En este análisis se hará una breve descripción de estos documentos, destacando principalmente los puntos que podrán ser objetos de revisión y sus implicancias técnicas económicas.

a) 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 el Guaira hasta la desembocadura del Rio Yguazu. Determina la creación de la entidad binacional de Itaipu, que será constituida por ANDE y Eletrobras.

Se destaca el:

Artículo XIII: “La energía producida por el aprovechamiento hidroeléctrico al que se refiere el Artículo I será dividida en partes iguales entre los dos países, siendo reconocido a cada uno de ellos el derecho de adquisición, en la forma establecida en el Artículo XIV, de la energía que no sea utilizada por el otro país para su propio consumo”.

Parágrafo único – Las Altas Partes Contratantes se comprometen a adquirir, conjunta o separadamente en la forma que acordaren, el total de la potencia instalada.[4]

La interpretación de este artículo y su único parágrafo tiene dos aspectos a considerar:

Primero: El artículo establece que, los excedentes energéticos que corresponden a nuestro país solo pueden tener un destino, el Brasil, aun cuando pudiéramos contratar la potencia que produciría esa energía excedente, y que ya tiene el precio fijado en el **Anexo C, numeral III.8**, que hoy está en el orden de **9,95 US\$/MWh**. Esta es una condición que desafía la lógica al poder contratar toda la potencia que le corresponde al Paraguay y no poder disponer de la energía que ella produce.

Por estas disposiciones se establece el concepto de **Compensación por Cesión de Energía** de nuestros excedentes energéticos. ANDE define para cada periodo la potencia que necesita para atender sus necesidades y Eletrobras contrata todo lo que resta de la potencia puesta a disposición, con lo cual adquiere el derecho de toda la energía que esta potencia pueda producir, además paga por la energía que le corresponde a Paraguay y que no consume, el precio de **9,95 US\$/MWh**. Esta es la principal razón por el cual el precio de la energía de Itaipu para el Brasil es mayor que el precio de la energía para el Paraguay, conforme se puede verificar en la Figura 6, que en el 2018 fue **41,45** y **26,16 US\$/MWh**, para el Brasil y Paraguay, respectivamente. Pero aun con ese valor, el precio de la energía de Itaipu es compatible con los valores de comercialización en el mercado eléctrico brasileño, que apunta a un costo marginal de expansión equivalente a **58 US\$/MWh**.

En el 2023, el costo de producción de Itaipu será menor en el orden de 60% a los valores actuales, por lo que abre la posibilidad para acordar un valor mayor que los **9,95 US\$/MWh** actuales, hasta un monto que nos permita valorizar, maximizar nuestros beneficios y resulte un precio atractivo aun, para la otra parte.

Segundo: El único párrafo del artículo establece que la forma de adquisición de la energía producida por la central será a través de la compra de **POTENCIA**, y establece que esta será la totalidad de la **Potencia Instalada** en la forma que acordaren. Esta forma de comercializar la producción de Itaipu fue adoptada para asegurar 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.

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 párrafo único del Artículo XIII, oportunidad que permitirá a nuestros negociadores proponer también un ajuste en el contenido del citado artículo y aclarar su interpretación, de modo a permitir vender a terceros, por lo menos parte de nuestros excedentes.

Los efectos económicos que podrían darse comercializando energía o potencia, serán analizados más adelante.

b) El Anexo A

Es el estatuto de la entidad, define su estructura organizacional. Una reivindicación histórica de los paraguayos ha sido la gestión plena en todos los niveles de decisión [4].

c) Anexo B

Describe las instalaciones destinadas a la producción de energía eléctrica y de las obras auxiliares [4].

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 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 [5]. Existen también estudios preliminares que apuntan a la elevación de la presa de Itaipu, como también la instalación de dos unidades generadoras más para compensar el efecto de Corpus, también para sacar mejor provecho de los caudales excepcionales.

Existen estudios de factibilidad y costo aproximado para la construcción de la exclusiva de navegación. Como también otras opciones a la exclusiva de navegación que podría ser de un costo mucho menor. Cualquiera sea la obra que finalmente se decida, es importante que sea autosustentable, que no afecte el costo de la energía de Itaipu.

Estas son opciones que deben ser llevados en consideración por nuestros negociadores.

d) **Anexo C**

Establece las bases financieras y de prestación de los servicios de electricidad de Itaipu.[4]

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.

De este modo, todo el **Anexo C**, podría estar sujeto a una revisión sean estos los numerales, **I-Definiciones, II-Condiciones de Abastecimiento, III-Costo del Servicio de Electricidad y IV-Ingresos**, dependiendo del objetivo o destino que se quiera dar a los beneficios que la hidroeléctrica pueda producir. Por eso es muy importante definir un objetivo a alcanzar en Itaipu. Esto surge de las ideas que algunos proponen para el futuro, endeudar Itaipu para conseguir fondos para recuperar la economía, transformar Itaipu en un Agente para entrar y actuar en el mercado eléctrico brasileño, utilizar la energía barata de Itaipu para promover el desarrollo del país, etc.

Debido la diversidad de opiniones sobre lo que se pretende de Itaipu, a partir del 2023, es importante consensuar una postura a nivel nacional, y que esta sea el rumbo que dé el norte a las negociaciones.

En el Anexo C se define la potencia disponible para ser contratada, que resulta de la potencia instalada, menos la potencia en mantenimiento, la reserva de potencia y el consumo propio.

La Reserva de Potencia es un servicio que las unidades generadoras prestan al sistema eléctrico al que ella está integrada. En el caso de Itaipu la reserva de potencia es mayor que 400 MW que, al dejar de ser contratada, este servicio es sin costo alguno para quien lo utiliza, en este caso, el sistema eléctrico brasileño mayoritariamente. El valor de la reserva de potencia que Itaipu deja de contratar es aproximadamente $400.000 \text{ (kW)} \times 22,6 \text{ US\$/kW/mes}$, es decir 9.040.000US\$/mes.

Este servicio en los mercados eléctricos de Argentina y Chile son remunerados. Existen otros servicios que también son remunerados, tales como la regulación de tensión, auto restablecimiento y participación en los esquemas de controles de emergencias, aun cuando no todos estos servicios sean remunerados, es importante reivindicar por lo menos una compensación, llevando en cuenta que el mayor beneficiado es el sistema eléctrico brasileño.

En este documento se pretende mostrar algunos probables beneficios que se podría obtener con las revisiones del Tratado y sus anexos, considerando diferentes escenarios.

Antes de entrar en este análisis es importante observar los términos del ítem **II.6 del Anexo C**, referente a las Condiciones de Abastecimiento que establece: **“La energía producida por la Itaipu será entregada a las entidades en el sistema de barras de la central eléctrica, en las condiciones establecidas en los contratos de compraventa”**.

Una interpretación de esta disposición sería la de limitar la responsabilidad de Itaipu en lo que se refiere a la prestación del servicio de electricidad, hasta las barras de la central, conforme se observa en la Figura 11. Que los eventos relacionados a los flujos de electricidad más allá de las barras son de responsabilidad de las entidades compradoras. Siendo así, las entidades compradoras asumen el derecho y dominio de esta energía, inclusive para vender a terceros

países, que es negado por la disposición del **Artículo XIII del Tratado**, según las interpretaciones y condiciones de contrataciones actuales.

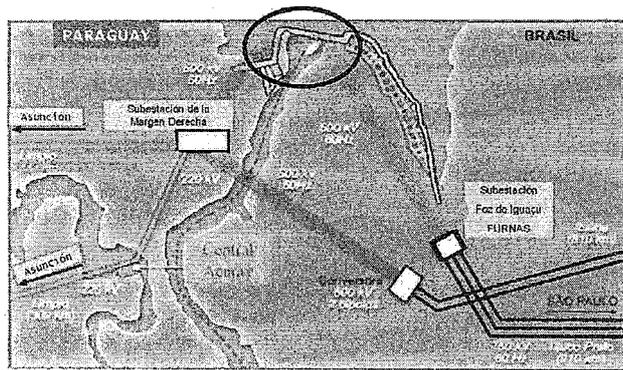


Figura 11 – Disposición física de la central y su conexión con los sistemas eléctricos de Paraguay y Brasil.

¿Cuál es la correcta interpretación del numeral **II.6 del Anexo C** y el **Artículo XIII del Tratado**?

3 – Algunas opciones de comercialización de la energía de Itaipu

En esta sección serán analizadas las diferentes opciones o formas de comercialización de la energía de Itaipu. Antes de presentar y analizar las opciones es importante dar una mirada a los sistemas de energía eléctrica de los vecinos, con quienes tenemos conexiones eléctricas, Brasil y Argentina.

a) Sistema eléctrico brasileño

El sistema eléctrico brasileño se caracteriza por poseer un parque de generación con predominancia hidroeléctrica, conforme se puede observar en la **Figura 12**, con una capacidad instalada del orden los 164.641 MW.

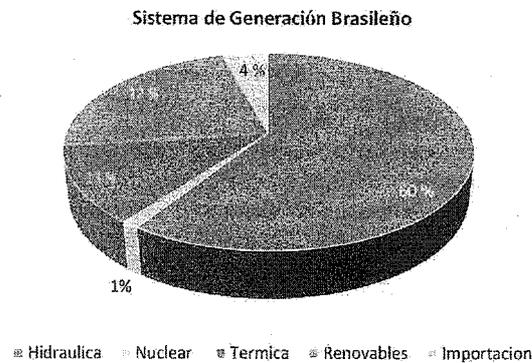
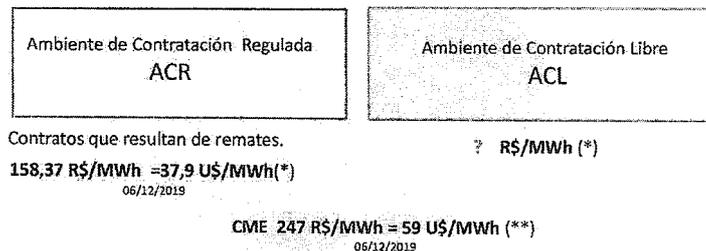


Figura 12 – Sistema de generación del Brasil. [6]

El Mercado de Energía Eléctrica del Brasil tiene dos ambientes de contratación, el Ambiente de Contratación Regulada, y el Ambiente de Contratación Libre.

• El Mercado de Energía Eléctrica Brasileño



(*)Informe
Leilões de Geração de Energia Elétrica www.ccee.gov.br
30/12/2019

(**)2029 Plano Decenal de Energia de Energia

Figura 13 – Mercado de Energía Eléctrica Brasileño.

Los últimos datos de remates de energía en el Ambiente de Contratación Regulada promovida por la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica del Brasil, registran contratos de venta de energía en el mes de diciembre de 2019, con valor equivalente a 37,9 US\$/MWh. Los datos de compraventa en el ambiente de contratación libre por restricciones de confidencialidad no son de dominio público. Sin embargo, los datos que aporta el estudio divulgado por la Empresa de Pesquisa Energética, referente al Plano Decenal de Expansión de Energía 2029, en el cual se evalúan la evolución de las diferentes ofertas, demanda, programas de gobierno en cuanto a uso eficiente de la energía eléctrica, tecnologías, etc., estima el Costo Marginal de Expansión de la Energía Eléctrica en 59 US\$/MWh.

Un aspecto importante que destacar es que todas las transacciones de comercialización son efectuadas en moneda local, es decir en Reales del Brasil, lo cual constituye un factor de riesgo a considerar en las futuras negociaciones.

b) Sistema eléctrico argentino

El Sistema Eléctrico Argentino es eminentemente termoeléctrico, con una capacidad instalada en el orden de 40.000 MW. La Figura 13 muestra la participación de las diferentes fuentes en la oferta de generación en el mercado eléctrico argentino.

Sistema de Generación Argentino

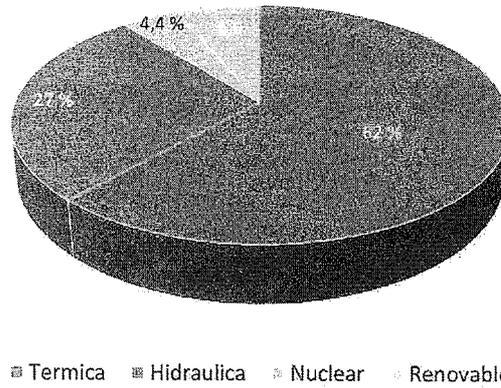


Figura 13 – Sistema de generación argentino.[7]

Esta característica hace que los precios de comercialización de la energía eléctrica sean mucho mayores a los valores del Brasil, conforme se puede verificar en la Figura 14. En el periodo de 2013 a 2018, los valores de la energía en el mercado mayorista oscilan entre 59,7 y 70,6 US\$/MWh. Se observa también la participación de la generación de Yacyreta, que básicamente es el 50% de la toda la generación hidroeléctrica. Así como en el sistema eléctrico brasileño las transacciones se realizan en moneda local, es decir, en Pesos Argentinos, lo cual constituye también una fuente de riesgo.

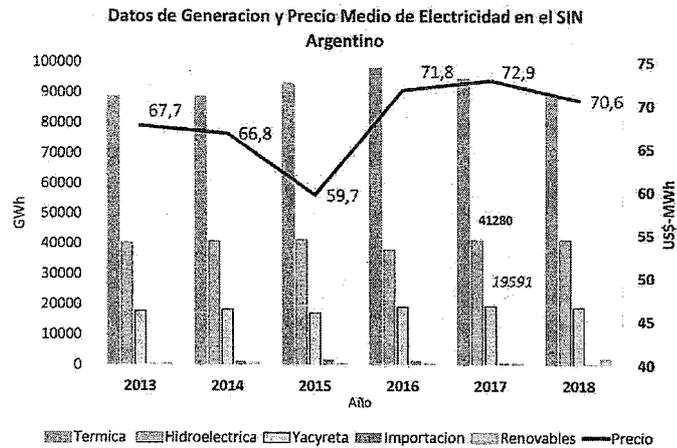


Figura 14 – Datos de generación y precio medio de electricidad en el SIN argentino.

c) Revisión del Tratado - Anexo C

A partir de este ítem serán presentados algunos escenarios que podrían darse en el proceso de negociación del Tratado – Anexo C.

c.1 – Escenario 1 – Itaipu comercializa Potencia

Este escenario supone que la forma de comercialización actual se mantiene, es decir, Itaipu vende Potencia, y todas las demás condiciones hoy vigentes continúan, principalmente los diferentes tipos de energías, la garantizada, superior a la garantizada y la producida por la Potencia Excedente. Estas consideraciones se resumen en las siguientes premisas:

- La deuda de Itaipu ha sido totalmente saldada;
- Los gastos de la actualización tecnológica serán incluidos en la tarifa de Itaipu, dentro del concepto de **O&M³**, y no inversiones;
- Revisión o correcta interpretación del **Artículo XIII del Tratado** y del ítem **II.6 del Anexo C**, permite vender nuestro excedente a terceros;
- Todas las demás condiciones establecidas en el Tratado y en el **Anexo C** se mantienen.
- Si la deuda de Itaipu está saldada y se mantiene la tarifa basado en el Costo de Servicio, la tarifa pasará de **22.600 US\$/MW/mes** a **10.000 US\$/MW/mes**.
- Esto supone también que la **Energía Garantizada** pasará de **43,9** a **19,42 US\$/MWh**.
- Que los otros tipos de energías, **Superior a la Garantizada** y la producida por la **Potencia Excedente** se mantienen, es decir **6 US\$/MWh**.
- Para estimar valores consideremos una producción anual de 96.690 GWh, un poco encima del promedio de los últimos siete años.
- La Figura 15 muestra la clasificación de este volumen de energía.

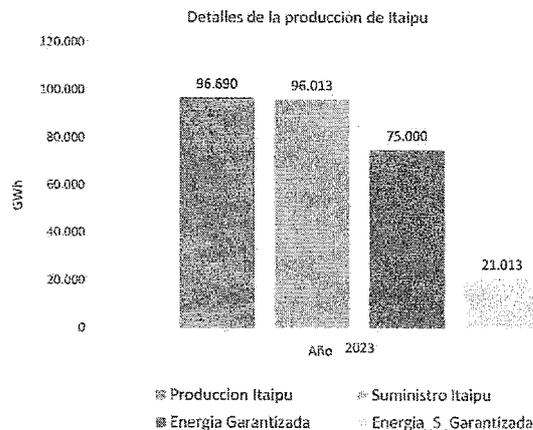


Figura 15 – Producción anual de Itaipu.

³ Operación y Mantenimiento.

Se puede constatar que, del total de la producción una parte es destinada al consumo propio, la Energía Garantizada es de 75.000GWh, y la Superior a la Garantizada es dada por la diferencia entre la Energía Suministrada y la Garantizada, resultando en 21.013 GWh.

- Consideremos el escenario del año del 2023, cuando la demanda de energía del Paraguay sea del orden de 23.068 GWh y que, dentro de un programa optimizado de contrato de la ANDE, parte de esta demanda sea atendida por Acaray, de modo que el total de la demanda atendida por Itaipu sea 21.461GWh.

La Figura 16 muestra la distribución de la producción anual de Itaipu. La mitad, le corresponde a Paraguay, es decir, 48.006GWh, la otra mitad le corresponde a Brasil. La diferencia entre los 48.006GWh y 21.461GWh resulta en 26.545GWh, que es el excedente energético de Paraguay.

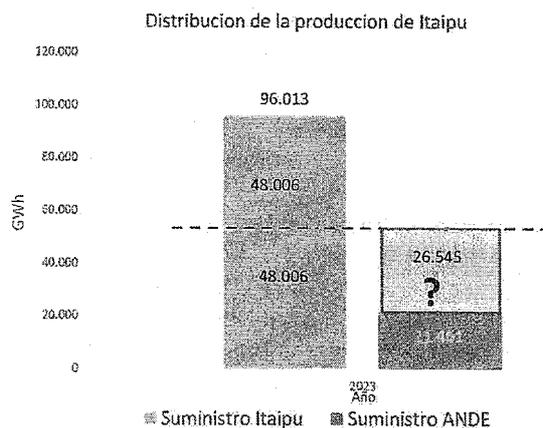


Figura 16 – Distribución de la producción de Itaipu.

Con las premisas mencionadas, son presentados en la Tabla 2 los Ingresos en concepto Royalties, Compensación por Cesión de Energía, Comercialización de parte del Excedente a Argentina, Remuneración por Administración y Supervisión; y Utilidad de Capital. Los egresos en concepto de Contrato de Potencia, Compra o uso de la Energía Superior a la Garantizada, y de la Energía producida por la Potencia Excedente.

Conceptos	Potencia		Potencia		Comercializada 70 US\$/MWh	
	Cesion 9,95 US\$/MWh		Cesion 30 US\$/MWh		Comercializada 70 US\$/MWh	
	10.000 US\$/MWmes		10.000 US\$/MWmes		10.000 US\$/MWmes	
	Ingresos	Egresos	Ingresos	Egresos	Ingresos	Egresos
Contrato Potencia		266.272.886		266.272.886		337.187.974
Energía Garantizada						22.029.120
Energía Sup. Garantizada		17.666.352		17.666.352		28.831.536
Energía Excedente		28.831.536		28.831.536		
Royalties	270.296.895		270.296.895		270.296.895	
Cesion	264.129.375		796.369.974		665.006.566	
Comercializada					306.600.000	
Utilidad de Capital	25.150.000		25.150.000		25.150.000	
Admi. Supervision	20.650.000		20.650.000		20.650.000	
Total	580.226.270	312.770.774	1.112.466.869	312.770.774	1.287.703.461	388.048.630
Saldo(US\$)	267.455.496		799.696.095		899.654.832	
	Costos					
Costo_Servicio_Itaipu(US\$/MWh)	17,44		17,44		17,44	
Costo_Br (US\$/MWh)	20,48		27,57		26,35	
Costo_Py (US\$/MWh)	14,57		14,57		15,02	

Todos los Excedentes al Brasil a 9,95 US\$/MWh
Todos los Excedentes al Brasil a 30 US\$/MWh
Excedentes al Brasil y Argentina a 30 y 70 US\$/MWh, respectivamente

Tabla 2 – Comercialización de Potencia.

La primera columna considera que la tarifa de la Compensación por Cesión de la Energía Paraguaya se mantiene en valores actuales de 9,95 US\$/MWh, que el Costo Unitario del Contrato de Potencia es de 10.000US\$/MW/mes. El gasto de ANDE para contratar la potencia y energías para atender la demanda de Paraguay sería de 312.770.774 US\$, que los ingresos a nuestro país en concepto de Royalties, Compensación por Cesión de Energía, Utilidad de Capital y Remuneración por Administración y Supervisión suman **580.226.270 US\$**, que descontado los gastos por la compra de energías resta un saldo de ingreso liquido de **267.455.496 US\$**.

El costo de la energía sería **20,48 US\$/MWh** y **14,57 US\$/MWh**, para el Brasil y Paraguay, respectivamente.

La segunda columna, es idéntica al caso representado en la primera columna, salvo la tarifa de la Compensación por Cesión de Energía, que pasa de **9,95 a 30,00US\$/MWh**. Se puede notar que el ingreso liquido pasa a **799.686.095 US\$**. El costo de la energía para el Brasil pasa de **20,48 a 27,57 US\$/MWh**. El costo de la energía para el Paraguay se mantiene en **14,57 US\$/MWh**.

La tercera columna considera la posibilidad de comercializar parte de nuestro excedente a la Argentina, con 500 MWmedio a 70 US\$/MWh. Esta hipótesis consideramos muy optimista, debido a las limitaciones de los sistemas de transmisión que nos une con la Argentina. La otra parte del excedente, aproximadamente 3.030MWmed, se vende al Brasil a 30 US\$/MWh. En este caso el costo de la energía es de **26,35 y 15,02 US\$/MWh** para el Brasil y Paraguay, respectivamente. El ingreso liquido para el Paraguay es del orden de **899.654.832 US\$**.

c.1 – Escenario 1- Conclusiones

Se destacan las siguientes conclusiones de este escenario que considera una producción anual de 96.690 GWh de Itaipu:

- Itaipu comercializa Potencia;

- Deben continuar los tipos de energías baratas como la Superior a la Garantizada y la Excedente, que permitiría a la ANDE optimizar su Cartera de Contratos.
- El costo de servicio se reducirá de 22.600 a 10.000 US\$/MW/mes, que representa 19,42 US\$/MWh en términos de la Energía Garantizada.
- Paraguay dispondrá con la demanda prevista para el 2023 de casi 26.500 GWh de Excedentes que podrá negociar su venta al Brasil y Argentina;
- Si el precio de nuestros excedentes se mantiene al precio actual (9,95 US\$/MWh) tendremos un ingreso del orden de **270 millones** de US\$, si el precio es de 30 US\$/MWh los ingresos llegarían a los **800 millones de US\$**. Si vendemos parte de nuestro excedente a Argentina a 70 US\$/MWh, tendremos el ingreso del orden de los **900 millones de US\$**.
- El costo de la energía para el Paraguay sería del orden de **14,57 US\$/MWh**.
- El costo de la energía para el Brasil sería del orden de **20,48 o 27,57 US\$/MWh**, si la Cesión de la Energía Paraguaya es de **10 o 30 US\$/MWh**, respectivamente.
- Si una parte de los excedentes se comercializa en la Argentina a 70 US\$/MWh y el resto de los excedentes se venden al Brasil a 30 US\$/MWh, el costo de la energía al Brasil sería **26 US\$/MWh** y **15,02 US\$/MWh** al Paraguay.
- Cuando los excedentes son valorizados a 30 US\$/MWh el costo de la energía de Itaipu al Brasil es de **27,57 US\$/MWh**, un valor muy competitivo y por debajo de los últimos valores comercializados en el ACR con **37,9 US\$/MWh**.

c.2 – Breve descripción del mercado de energía eléctrica del Brasil

El sistema hidrotérmico del Brasil con predominancia hidroeléctrica opera con Despacho centralizado, a través de un Operador Independiente, que busca minimizar el costo operacional llevando en consideración las afluencias, el estado de almacenamiento de los reservorios y el precio de las termoeléctricas disponibles para operar. Así, las usinas hidroeléctricas sujetas al despacho centralizado no tienen control del volumen de su generación, independientemente de los compromisos asumidos en la venta de su Garantía Física o Energía Garantizada.

El régimen de operación de las diferentes fuentes de generación es definido por los modelos de planeamiento de operación de largo, medio y corto plazo. Es frecuente observar en los diferentes Subsistemas, con características propias en términos de régimen hidrológicos y fuentes de generación, que en los periodos de bajas afluencias hidrológicas, acumulan agua en los reservorios dando lugar a la generación termoeléctrica, y muchas veces recibiendo energía eléctrica de otros Subsistemas.

En este modelo de gestión de la operación centralizada del sistema, el mercado de energía eléctrica busca minimizar el riesgo hidrológico y sus consecuencias financieras a través del **Mecanismo de Relocalización de Energía**. Este mecanismo busca que todas las usinas hidroeléctricas desde el punto de vista contable alcancen el valor de su **Garantía Física o Energía Garantizada**, independientemente de los valores reales de su producción, así como se muestra en la Figura 17.

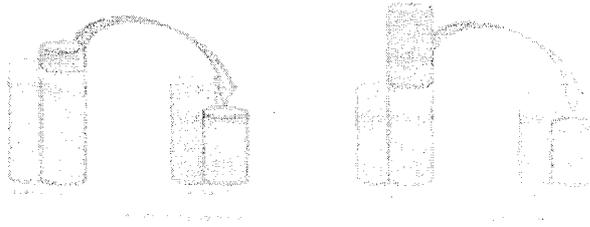


Figura 17- Mecanismo de Relocalización de Energía [8]

Las usinas que producen un volumen de energía superior a su Garantía Física cubren el déficit de aquellas que no consiguieron alcanzar ese valor. Ese mecanismo se extiende a los Subsistemas vecinos. Si el MRE alcanza el 100% de la Garantía Física del SIN, las usinas que produjeron a más son remunerados proporcionalmente al valor de su propia Garantía Física dentro del SIN, a través de la Tarifa de Energía Optimizada (TEO), valor menor al costo de las energías más baratas de Itaipu.

En ocasiones, en que el MRE sea inferior a la Garantía Física del SIN, este déficit es distribuido entre todas las usinas que participan del MRE, aun cuando una usina haya producido un valor superior a su propia Garantía Física. Hay que destacar que Itaipu, siempre produjo energía que superan el valor de su Garantía Fisca. En este escenario existe un déficit de generación hidroeléctrica, que necesariamente será cubierto por la generación termoeléctrica.

Los agentes con contratos en el ACR o ACL deberán cubrir este déficit con el precio de la energía de corto plazo (PLD), en circunstancias con mucha generación termoeléctrica, de costo mayor.

Cuando el MRE resulta en valores superiores a la Garantía Física del SIN, las usinas tienen derecho a la **Energía Secundaria**, que es proporcional a su Garantía Física, y será remunerada al precio de la energía de corto plazo (PLD), en circunstancias que sobran energía barata oriundas de las hidroeléctricas, resultando con escasa margen de lucro.

Esta regla de comercialización hoy día está siendo cuestionada por los agentes que operan en el mercado eléctrico brasileño. Un importante número de agentes quienes no consiguen atender sus compromisos contractuales de compraventa de energía, apelan a los estrados judiciales, señalando que la regla hoy vigente ya es inadecuada, debido a varios factores tales como la entrada de otros tipos de fuentes de generación como las eólicas, solares, restricciones sistémicas que llevan operar muchas veces las termoeléctricas fuera del orden de mérito, etc. Es evidente que entrar a operar los excedentes de Paraguay en este ambiente no es recomendable, o en todo caso requiere de mucha cautela.

c.3 – Escenario 2 – Itaipu comercializa Energía

Las consideraciones adoptadas aquí para el caso de la comercialización de energía son aquellas que podría ser considerada como una propuesta, llevando en cuenta las consideraciones del ítem anterior.

En este escenario se considera que Itaipu pasará a comercializar Energía y no más Potencia. Esta forma de comercializar supone que la base de la comercialización será la Energía Garantizada, que la Energía producida por la Potencia Excedente no más será considerada, pero la Energía Superior a la Garantizada debe seguir, y continuar siendo valorizada conforme a los valores actuales. Se consideran también que:

- La deuda de Itaipu ha sido totalmente saldada;
- Los gastos de la actualización tecnológica serán incluidos en la tarifa de Itaipu, dentro del concepto de O&M, y no inversiones;
- Que el costo de la **Energía Garantizada** es **19,42 US\$/MWh**.
- Que el costo de la **Energía Superior a la Garantizada** es **6 US\$/MWh**.
- Para estimar valores consideremos una producción anual de 96.690 GWh, un poco encima del promedio de los últimos siete años.

El Tratado establece que la energía producida por Itaipu será adquirida a través de la compra de la **totalidad de la Potencia Instalada**. Entonces, **pasar a comercializar a través de la venta de energía, supone revisar el Tratado**.

Nota: Esto abre la posibilidad de ajustar el contenido y clarificar la interpretación del **Artículo XIII** para que nuestros excedentes puedan ser comercializados a terceros.

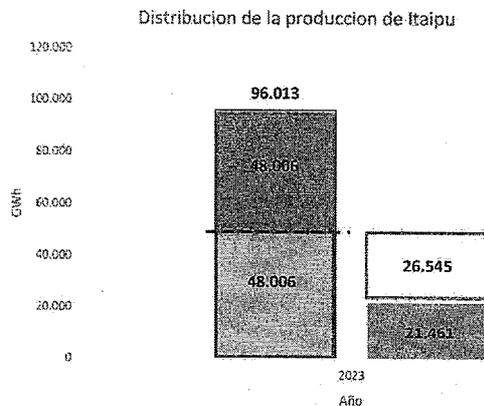


Figura 17 – Distribución de la energía producida por Itaipu.

Conceptos	Energía			
	Cesion 30 US\$/MWh		Comercializada 70 US\$/MWh	
	EG=19,42 y ESG=6,0 US\$/MWh		EG=19,42 y ESG=6,0 US\$/MWh	
	Ingresos	Egresos	Ingresos	Egresos
Contrato_Potencia				
Energía Garantizada		325.390.455		392.781.719
Energía_Sup_Garantizada		28.241.280		33.699.312
Energía_Excedente				
Royalties	270.296.895		270.296.895	
Cesion	796.369.974		664.932.114	
Comercializada			306.600.000	
Utilidad de Capital	25.150.000		25.150.000	
Admi_Supervision	20.650.000		20.650.000	
Total	1.112.466.869	353.631.735	1.287.629.009	426.481.031
Saldo(US\$)	758.835.135		861.147.978	
	Costos			
Costo_Servicio_Itaipu(US\$/MWh)	17,44		17,44	
Costo_Br (US\$/MWh)	25,05		25,87	
Costo_Py (US\$/MWh)	16,48		16,50	

Todos los Excedentes al Brasil a 30 US\$/MWh
Excedentes al Brasil y Argentina a 30 y 70 US\$/MWh, respectivamente.

Tabla 03 – Comercialización de Energía.

La primera columna de la Tabla 3, muestra los ingresos y egresos, considerando el precio de la Compensación por Cesión de Energía en 30 US\$/MWh. Se observa que el ingreso líquido al Paraguay es de **758.835.135 US\$**. Los costos de las energías para el Brasil y Paraguay son **25,05** y **16,48 US\$/MWh**, respectivamente.

La segunda columna, considera que una parte de los excedentes, 500 MWmed o 4.380 GWh, son vendidos a la Argentina a 70 US\$/MWh. Se observa que el ingreso líquido al Paraguay es de **861.147.978 US\$**.

Los costos de la energía de Itaipu al Paraguay y Brasil son **16,50** y **25,87 US\$/MWh**, respectivamente.

Los dos casos muestran valores próximos en términos de ingresos líquidos al Paraguay. Mayores ingresos podrían darse con mayores valores de venta del excedente a la Argentina donde el precio podría ser más atractivo.

c.3 – Escenario 2 – Conclusiones

- Itaipu pasa a comercializar Energía y no más Potencia. El cambio de modelo de comercialización requerirá modificar el Tratado, lo cual será una oportunidad para incorporar explícitamente la opción de vender el excedente energético a terceros.
- Es analizado el escenario con la demanda de energía del Paraguay proyectada para el 2023 y una disponibilidad de energía eléctrica en Itaipu equivalente a 96.013 GWh, un valor un poco mayor de la media de los últimos siete años.

- Se consideran dos tipos de energías la Energía Garantizada, con 75.000GWh y la Superior a la Garantizada, que resulta de la diferencia entre el total de 96.013 y 75.000GWh.
- En este escenario se estima que Paraguay dispondrá un excedente de 26.545 GWh, que podrá comercializar libremente al Brasil y la Argentina.
- Se analizan dos casos, uno en que todo el excedente es vendido al Brasil a 30 US\$/MWh y otro, en el cual una parte equivalente a 500MWmed o 4.380 GWh es vendida a la Argentina a 70 US\$/MWh.
- Los ingresos líquidos al Paraguay en los dos casos mencionados son próximos, 758.835.135 y 861.147.978 US\$/MWh. Mayores ingresos podrían darse con mayores valores de venta del excedente a la Argentina donde el precio podrá ser más atractivo.
- Los precios de la energía al Brasil son 25,05 y 25,87 US\$/MWh, para el caso de la cesión de la totalidad del excedente, y cuando una parte es vendida a la Argentina, respectivamente.
- Los precios de la energía al Paraguay son 16,48 y 16,50 US\$/MWh, para el caso de la cesión de la totalidad del excedente al Brasil y cuando una parte es vendida a la Argentina, respectivamente.

Los casos presentados hasta aquí se refieren a escenarios de comercialización de **Potencia** y de **Energía**, con el objeto de notar la diferencia entre uno y otro modelo de comercialización. Para simplificar esta tarea se ha considerado apenas un único escenario en términos de disponibilidad energética en Itaipu y la demanda de consumo de energía en el Paraguay, cual es la del año de 2023.

La demanda de consumo del Paraguay tiene una proyección de crecimiento vegetativo anual del orden del 7% con sus variaciones estacionales a nivel mensual, estas características deberán ser llevadas en consideración para definir el programa de contrato de compra de energía de Itaipu, Yacyreta y Acaray, de modo a atender esta demanda al menor costo posible, en los diversos escenarios de disponibilidades energéticas.

Además de estas consideraciones, el Paraguay deberá establecer una estrategia que incluya en sus planes la venta de los excedentes a terceros de modo a maximizar sus beneficios, con un horizonte que vaya más allá del 2030, cuando los excedentes en Itaipu podrían terminar y a partir del cual la energía de Yacyreta, más cara que Itaipu (35 a 42 US\$/MWh), formará parte de la cartera de contratos para atender la demanda de consumo del Paraguay.

En la próxima sección será presentada un análisis que buscará valorar la energía de Itaipu, en diferentes escenarios hidrológicos, el costo de la energía para el Paraguay y Brasil, los beneficios asociados a los excedentes, cubriendo el periodo de 2021 al 2030.

4 – Valoración de la energía de Itaipu en el periodo de 2021 a 2030.

En este análisis serán considerados tres escenarios de disponibilidad energética de Itaipu, uno conservador con baja disponibilidad, otro con disponibilidad media y otra con disponibilidad optimista, cubriendo el periodo de 2021 a 2030.

Serán considerados las demandas de consumo anual de energía del Paraguay cubriendo el mismo periodo. A los efectos valorar la energía de Itaipu, se considera que la demanda del Paraguay será atendida exclusivamente por Itaipu, quedando las fuentes de Acaray y Yacyreta como opciones de

reserva y/o comercialización de corto plazo. Las tarifas referentes a la remuneración por la Administración y Supervisión de ANDE y Eletrobras, y de Utilidad de Capital se mantienen a los valores actuales de 0,430 y 0,521 US\$/MWh, respectivamente, como también la remuneración a los países en concepto de Royalties en 5,59 US\$/MWh.

a) Escenario de baja disponibilidad

Este escenario considera una baja disponibilidad energética en Itaipu, con 80.000GWh en todo el periodo del 2021 al 2030. La Figura 18 muestra la evolución de la demanda de consumo de Paraguay, el volumen de retirada de energía de Brasil de Itaipu y la Cesión de Energía al Brasil.

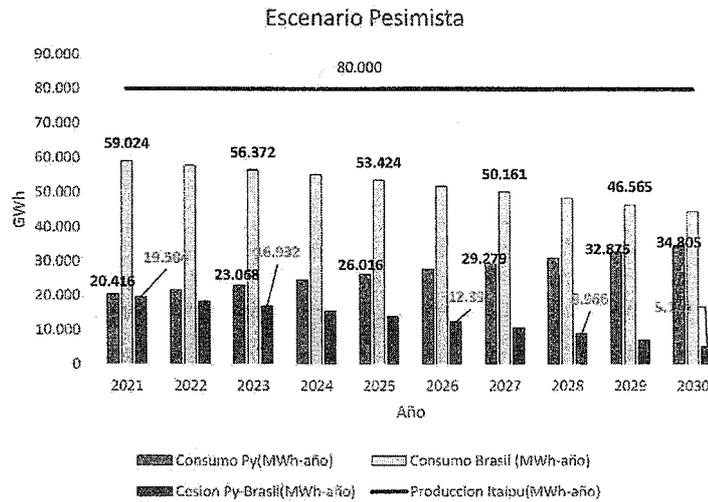


Figura 18 - Evolución de la demanda de consumo de Paraguay, suministro al Brasil y Cesión.

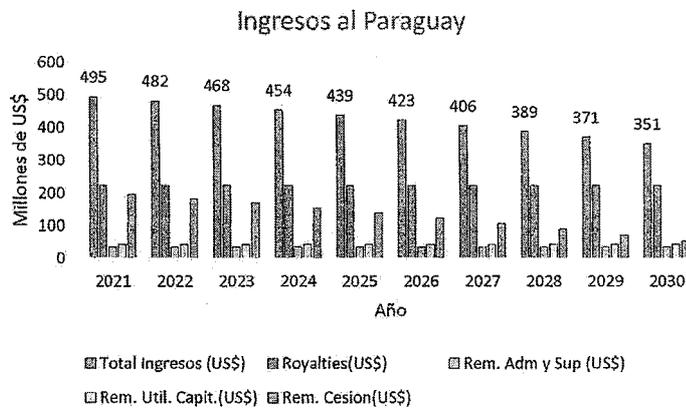


Figura 19 – Evolución de los ingresos al Paraguay.

La Figura 19, muestra la evolución de los ingresos al Paraguay en concepto de Royalties, Remuneración por Administración y Supervisión, Remuneración por Utilidades del Capital y Remuneración por Cesión de Energía al Brasil. En este caso la remuneración por cesión de energía se calcula con el valor actual de 9,95 US\$/MWh en todo el periodo desde el 2021 hasta el 2030,

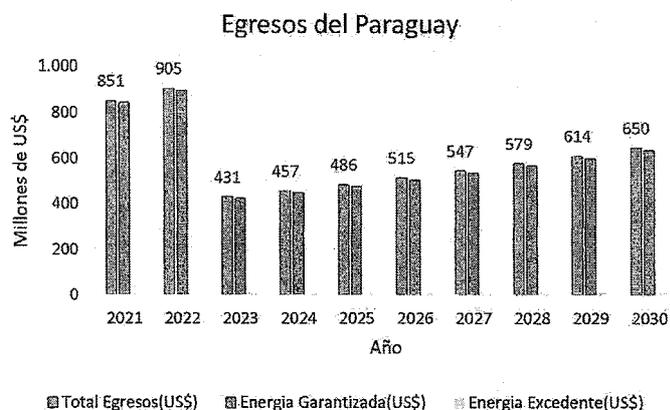


Figura 20 – Evolución de los egresos del Paraguay por la compra de energía.

La Figura 20 muestra la evolución de los egresos del Paraguay en concepto de compra de energía para el atendimento de la demanda. Es probable que los egresos correspondientes a los años 2021 y 2022 sean menores a los estimados en la figura, debido que en esos años estará en vigencia aún los acuerdos de comercialización de potencia y la disponibilidad de tipos de energías más baratas tales como la Superior a la Garantizada y la Excedente, con las cuales el costo se puede reducir considerablemente.

La Figura 21 muestra la evolución del costo de la energía de Itaipu para el Paraguay y para el Brasil.

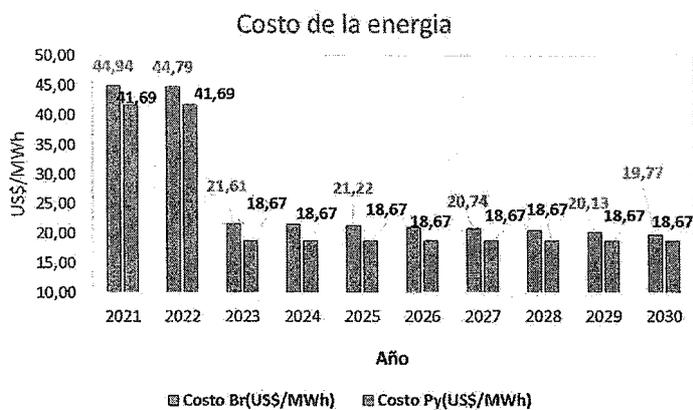


Figura 21 – Evolución del costo de la energía de Itaipu al Brasil y al Paraguay.

Se observa que partir del 2023 el costo de la energía para el Paraguay cae a 18,67 US\$/MWh, mientras que para el Brasil muestra una disminución continúa debido a la disminución también por el pago por la Cesión de Energía al Paraguay.

Concepto	Valor (US\$)
Royalties	2.236.400.000
Administración y Superv.	344.000.000
Utilidades de Capital	416.800.000
Cesión	1.280.457.777
Total	4.277.657.777

Tabla 04 – Valores acumulados de beneficios. Escenario Pesimista.

La Tabla 04 muestra los valores acumulados en concepto de Royalties, Remuneraciones por Administración y Supervisión, Utilidades de Capital y de Cesión para el escenario considerado pesimista, de baja disponibilidad de energía en Itaipu, y la Cesión de excedentes valorizado a la tasa actual de 9,95 US\$/MWh, en todo el periodo de 2021 al 2030.

A partir de estos resultados se puede estimar el valor total acumulado si la Cesión es valorizada por ejemplo a 30 US\$/MWh y su efecto sobre el costo de la energía para el Brasil, conforme se puede verificar en las Tablas 05 y 06.

Concepto	Valor (US\$)
Royalties	2.236.400.000
Administración y Superv.	344.000.000
Utilidades de Capital	416.800.000
Cesión ⁴	3.101.223.574
Total	6.098.423.574

Tabla 05 – Valores acumulados de beneficios al Paraguay. Escenario Pesimista.

Costo (US\$/MWh)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Brasil ⁵	44,94	44,79	27,53	26,98	26,37	25,68	24,91	24,05	23,08	21,97
Paraguay	41,69	41,69	18,67	18,67	18,67	18,67	18,67	18,67	18,67	18,67

Tabla 06 – Costo de la energía de Itaipu – Escenario Pesimista.

Se puede verificar que el costo de la energía de Itaipu al Brasil a partir del 2023 continúa siendo competitiva comparado al costo comercializado en diciembre de 2019 a 37,9 US\$/MWh. Así también se destaca que el precio de la energía para el Paraguay es muy bajo, 18,67 US\$/MWh, lo cual abre una brecha en el costo que permite promover programas de desarrollos, de incentivo a las industrias, o crear un fondo de capitalización aplicando una tasa adicional sobre este valor, hasta un monto que aun así la tarifa sea atractiva.

b) Escenario de disponibilidad media

En este escenario se considera una disponibilidad energética en Itaipu con 92.000GWh, un valor medio de los últimos siete años. Con una disponibilidad mayor de energía, habrá una mayor cantidad de energía superior a la garantizada con la cual los costos para el Paraguay como para el Brasil serán menores. Así también la mayor producción resultará en mayores beneficios en concepto de Royalties, Remuneraciones por Utilidad del Capital, por

⁴ Valorizada a 30 US\$/MWh

⁵ Pagando 30 US\$/MWh por la Cesión de Energía.

Administración y Supervisión, bien como los beneficios por la Cesión de los excedentes energéticos.

Concepto	Valor (US\$)
Royalties	2.571.860.000
Administración y Superv.	395.600.000
Utilidades de Capital	479.320.000
Cesión ⁶	4.660.623.574
Total	8.107.403.574

Tabla 07 – Beneficios acumulados – Escenario Medio.

Costo (US\$/MWh)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Brasil ⁷	40,58	40,46	26,95	26,52	26,04	25,52	24,94	24,30	23,58	22,79
Paraguay	37,03	37,03	17,02	17,02	17,02	17,02	17,02	17,02	17,02	17,02

Tabla 08 – Costos de la energía de Itaipu – Escenario Medio.

Comparando las tablas 05 y 07 se puede verificar el efecto de una mayor disponibilidad de energía de Itaipu sobre los beneficios. Y comparando las tablas 06 y 08, se puede notar el efecto de una mayor disponibilidad de energía de Itaipu sobre el costo.

En este escenario el costo de la energía es más baja aun, lo cual abre una brecha en el costo que permite promover programas de desarrollo, de incentivo a las industrias, o crear un fondo de capitalización aplicando una tasa adicional sobre este valor, hasta un monto que aun así la tarifa sea atractiva.

c) Escenario de disponibilidad alta – Optimista

En este escenario se considera una disponibilidad energética de 98.000GWh, valor entre la media y el máximo registrado de 103.000GWh. Se espera que los beneficios acumulados sean mayores que el caso anterior, como también que el costo de la energía sea menor que los casos anteriores.

Concepto	Valor (US\$)
Royalties	2.739.590.000
Administración y Superv.	421.400.000
Utilidades de Capital	510.580.000
Cesión ⁸	5.440.323.574
Total	9.111.893.574

Tabla 09 – Beneficios acumulados – Escenario optimista.

La Tabla 09 confirma que los beneficios acumulados son mayores a los casos anteriores.

Costo (US\$/MWh)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Brasil ⁹	38,79	38,68	26,68	26,29	25,87	25,40	24,89	24,32	23,69	22,99
Paraguay	35,13	35,13	16,34	16,34	16,34	16,34	16,34	16,34	16,34	16,34

Tabla 10 – Costos de la energía de Itaipu – Escenario Optimista.

⁶ Valorizada a 30 US\$/MWh

⁷ Pagando 30 US\$/MWh por la Cesión de Energía.

⁸ Valorizada a 30 US\$/MWh

⁹ Pagando 30 US\$/MWh por la Cesión de Energía.

La Tabla 10 muestra que el costo de la energía para el Paraguay como para el Brasil es muy bajo y competitivo.

d) Variación de la Tarifa de Royalties

Otras de las variables que podrá ser objeto de revisión es la tarifa de remuneración en concepto de Royalties. En Brasil las usinas hidroeléctricas pagan por el uso del agua que está en el orden de 74,00 R\$/MWh equivalente a aproximadamente a 15 US\$/MWh. La tarifa de pago por royalties de Itaipu es aproximadamente 5,591 US\$/MWh. Con en el escenario medio de disponibilidad energética una variación de la tarifa de Royalties.

Tarifa Royalties	Costo US\$/MWh	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Benef. Millones US\$
5,591 US\$/MWh	Br	40,58	40,46	26,95	26,52	26,04	25,52	24,94	24,30	23,58	22,79	2.572
	Py	37,03	37,03	17,02	17,02	17,02	17,02	17,02	17,02	17,02	17,02	
8 US\$/MWh	Br	40,58	40,46	34,28	33,85	33,38	32,85	32,27	31,63	30,92	30,12	3.458
	Py	37,03	37,03	24,35	24,35	24,35	24,35	24,35	24,35	24,35	24,35	

Tabla 11 – Efecto de la tarifa de los Royalties sobre la tarifa y beneficios acumulados.

La Tabla 11 muestra el efecto de la variación de la tarifa de remuneración de los royalties sobre el costo de la energía al Brasil y Paraguay, como también el beneficio acumulado en este concepto en el periodo de 2021 al 2030. El efecto inmediato de la variación de la tarifa de los Royalties tiene efecto directo sobre el costo de la energía garantizada, que en este caso pasa de 19,42 US\$/MWh a 27,79 US\$/MWh. El costo mayor de la energía para el Brasil se debe a la cesión que debe pagar por la energía excedente de Paraguay. Aun con esta variación el costo de la energía para el Brasil continúa siendo competitiva, llevando en cuenta el precio en el cual cerró el remate realizado en diciembre de 2019, equivalente a 37,9 US\$/MWh.

Con los casos presentados se busca establecer algunos valores de referencia, una idea de los valores que podrían darse. Quedó evidenciado que Itaipu siendo una hidroeléctrica aporta mayores beneficios en la medida que ella aumenta su producción.

5 – Conclusiones

- Se ha presentado en este documento datos relacionados a la producción de Itaipu, tales como costo de producción, participación en el atendimento de la demanda de consumo de energía eléctrica del Paraguay.
- Los tipos y precios de energías hoy disponibles en Itaipu.
- El costo de la energía de Itaipu para el Paraguay y Brasil.
- Una breve descripción del SIN y las interconexiones internacionales, con Brasil y Argentina.
- La evolución de la demanda de consumo de energía y de potencia del Paraguay, cubriendo el periodo 2020 al 2030.
- Se ha hecho una breve descripción de los sistemas eléctricos del Brasil y de la Argentina con los precios medios actuales de comercialización bien como los costos futuros.

- Se ha analizado el Tratado y los anexos, destacando en cada uno de ellos los aspectos que podrán ser objeto de revisión.
- Se ha analizado dos escenarios probables que podrían darse a consecuencia de la revisión del Tratado y anexos, cuales son la comercialización de **Potencia**, comercialización de **Energía** y la posibilidad de venta de parte de los excedentes a la Argentina.
- Se ha presentado una breve descripción del mercado eléctrico del Brasil, de las dificultades que enfrentan hoy.
- Se ha hecho un análisis de la valoración de la producción de Itaipu, cubriendo el periodo de 2021 a 2030, considerando tres escenarios, uno pesimista, otro medio y otro optimista.

6 – Referencias

[1] – Memoria Anual, Itaipu Binacional 2018. Disponible en www.itaipu.gov.py.

[2] – Plan Maestro de Generación y Transmisión 2016-2005. Disponible en www.ande.gov.py.

[3] – Modelo de Proyección de Demanda de Potencia y de Energía del Sistema Eléctrico Paraguayo, Gimenez, Z., A; Arce,A; XXVII Jornada de Jóvenes Investigadores, 23 a 25 de octubre de 2019. Sao Carlos, Brasil.

[4] – Documentos Oficiales de Itaipu – 2008, Itaipu Binacional.

[5] – Evaluación del Impacto de la Central Hidroeléctrica de Corpus en la Operación Hidroenergetica de Itaipu, Duarte G.,J., Arce,A., XIII Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRE, 24 al 28 de mayo de 2009. Puerto Yguazu, Argentina.

[6] – Plano Decenal de Energía 2029, disponible en www.epc.gov.py.

[7] – Informe Anual, Principales Variables MEM, Resultado Anual 2019, disponible en www.cammesa.gov.ar.

[8] – Mecanismo de Realocação de Energia, Versão 2018.1.0, disponible em internet <http://www2.aneel.gov.br/> consultado em 12/06/2020.

[9] – A Cemig e o futuro, disponible en internet <https://www.cemig.com.br/>, 13/06/2020.

Biografías

Jorge Eduardo Ferreira Robertti es Ingeniero Electricista por la Universidade Federal Fluminense, Niteroi, Rio de Janeiro, Brasil. Posee cursos de especializaciones en el área de Sistemas Digitales, Japón; en el área de Ingeniería de Comunicaciones Digitales, Perú; en Sistemas digitales y automatización (Eletrobras) - Brasil, en Monitoreo y Diagnósticos de Unidades Generadoras, Alemania y Suiza.

Ejerció la docencia en la Universidad Católica del Alto Paraná y la Universidad Nacional del Este (UNE)

Experiencia profesional de 35 años, 30 de ellas en la Itaipu Binacional

Jefe del Departamento Técnico de la Entidad Binacional Yacyreta.

Socio Fundador de CIGRE Paraguay

Experiencia como negociador de conflictos y contratos colectivos

Miguel Santacruz Martinez, es Ingeniero Electricista, egresado de la Universidad Nacional de La Plata.

Trabajó en la Itaipu Binacional durante 30 años, con desempeño en el área de mantenimiento, proyecto e inspección de equipamientos de Alta Tensión.

Actualmente es profesor de la asignatura de Técnicas de Alta Tensión en la Facultad Politécnica de la Universidad Nacional del Este

Raimundo López Ferreira es Ingeniero Electricista-Electrónico, egresado de la Universidad Nacional de Córdoba, Argentina.

Posee curso de Pós Grado de Especialización en Control de Sistemas Eléctrico de Potencia en la Universidad Federal de Santa Catarina,

Brasil. Pós Grado en Administración de Empresas, por la Universidad del Cono Sur de las Américas - EDAN, Paraguay.

Es Socio Fundador de CIGRE Paraguay. Trabajó en la Itaipu Binacional por 31 años, en el área de mantenimiento y control de calidad con inspección en fábrica de sistema de regulación y control de nuevas unidades generadoras, ejerció varias funciones gerenciales tales como asistente de la Superintendencia de Mantenimiento y de Director Técnico de la Itaipu Binacional.

Rubén Brasa, es Ingeniero Electricista por la Facultad de Ingeniería de La Plata, Argentina.

Posee Curso de Pós Grado en la Universidad de Campinas, Brasil. Es Socio Fundador de CIGRE Paraguay.

Trabajó como Asesor de la Comisión de Entes Binacionales del Ministerio de Relaciones Exteriores.

Trabajó en la Itaipu Binacional por 28 años como Especialista en Generadores y como Director Técnico de la Itaipu Binacional.

Anastacio Sebastian Arce Encina, es Ingeniero Eléctrico egresado de la Universidad Estatal de Campinas, Brasil. Es Máster y Doctor en Ingeniería Eléctrica por la misma universidad.

Docente de la Facultad Politécnica, UNE, Socio Fundador de CIGRE Paraguay.

Trabajó en la Itaipu Binacional por 32 años, donde ejerció diversas funciones de representación en la Comisión Mixta de la Operación y de gerencia tales como Supervisor, Gerente de División y Superintendente en el Área de Operación.



MINISTERIO DEL INTERIOR
 DIRECCIÓN GENERAL DE INMIGRACIONES
 Dirección General de Inmigración

35

Número de Expediente: 77046

Fecha:

Fecha: 11/8/72

Fecha: 10 de 1972



DIRECCIÓN GENERAL DE
 RELACIONES EXTERIORES
 Dirección General de Relaciones Exteriores

Francia

A: UGRE/SP Fecha: 11/8/72

CC: UNRE

- | | | | |
|-------------------|--------------------------|-------------|--------------------------|
| Acusar recibo | <input type="checkbox"/> | Archivar | <input type="checkbox"/> |
| A consideración | <input type="checkbox"/> | Informar | <input type="checkbox"/> |
| En curso | <input type="checkbox"/> | Seguimiento | <input type="checkbox"/> |
| Para informe | <input type="checkbox"/> | Visto por | <input type="checkbox"/> |
| Para conocimiento | <input type="checkbox"/> | Agendar | <input type="checkbox"/> |

Observaciones:

.....

.....

.....