



**Análisis de opciones de comercialización de Energía Eléctrica
paraguaya de ITAIPÚ Binacional en el mercado eléctrico brasileiro**

RICHARD GERMAN RIOS GONZALEZ

Tesis presentada a la Facultad Politécnica de la Universidad Nacional de Asunción,
como requisito para la obtención del Grado de
Magister en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica

SAN LORENZO – PARAGUAY

Diciembre – 2017



**Análisis de opciones de comercialización de Energía Eléctrica
paraguaya de ITAIPÚ Binacional en el mercado eléctrico brasileiro**

RICHARD GERMAN RIOS GONZALEZ

Tutor: Prof. Dr. **VICTORIO OXILIA DAVALOS**

Co-tutor: Prof. Dr. **Gerardo Blanco**

Tesis presentada a la Facultad Politécnica de la Universidad Nacional de Asunción,
como requisito para la obtención del Grado de
Magister en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica

SAN LORENZO – PARAGUAY

Diciembre – 2017

**ANÁLISIS DE OPCIONES DE COMERCIALIZACIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA PARAGUAYA DE ITAIPÚ
BINACIONAL EN EL MERCADO ELÉCTRICO BRASILEIRO**

RICHARD GERMAN RIOS GONZALEZ

Aprobado el 23 de enero de 2018.

Tribunal Examinador:

Dr. Alcantaro Lemes Rodrigues Universidad de Sao Paulo (USP) Brasil

MSc. Carlos Centurion Secretaria Técnica de Planificación (STP) Paraguay

Prof. Dr. Gerardo Blanco

Cotutor

Prof. Dr. Victorio Oxilia

Tutor

DEDICATORIA

A mi familia

AGRADECIMIENTO

A mi familia y al GISE

ANÁLISIS DE OPCIONES DE COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARAGUAYA DE ITAIPÚ BINACIONAL EN EL MERCADO ELÉCTRICO BRASILEIRO

Autor: RICHARD GERMAN RIOS GONZALEZ

Orientadores: Prof. Dr. VICTORIO OXILIA

Prof. Dr. GERARDO BLANCO

RESUMEN

El Paraguay es un país con características muy particulares en lo que se refiere a su sistema eléctrico, el cual cuenta con una generación que es casi exclusivamente hidroeléctrica gracias a sus centrales ITAIPU, YACYRETA y ACARAY. Con estas centrales el Paraguay cuenta con un superávit de electricidad la cual no puede ser aprovechada para su comercialización en otros mercados por las disposiciones de establecida en sus Tratados Bilaterales. Este trabajo se propone contribuir con el análisis de las mejores opciones de venta de energía paraguaya de la Central Hidroeléctrica Binacional de ITAIPU realizando un estudio de las iniciativas de Integración Energética Regional y una evaluación financiera de la venta de esta energía e impacto de esta en el mercado eléctrico brasileiro. Las preguntas que se propone vislumbrar con este aporte son: i) ¿Cuáles serían las opciones de comercializar la energía paraguaya de ITAIPU en condiciones diferentes a las actuales?, ii) ¿Cómo se podría aumentar los beneficios del superávit de energía eléctrica de Paraguay? Se encuentra que tanto el MERCOSUR como la UNASUR no plantean los medios de superar las barreras para la comercialización de energía paraguaya en otros mercados eléctricos. Una alternativa en condiciones diferentes se plantea en el Acuerdo Lula-Lugo del 2009 en el cual se plantea la conveniencia de la comercialización de la energía paraguaya en el mercado eléctrico brasileiro. Los resultados alcanzados en este estudio indican la conveniencia de la instalación de una comercializadora en el Brasil.

Palabras claves: ITAIPU, Integración Energética Regional, mercado eléctrico, análisis financiero

**ANALYSIS OF OPTIONS FOR THE COMMERCIALIZATION OF
PARAGUAYAN ELECTRICAL ENERGY OF BINATIONAL ITAIPU IN
THE ELECTRIC MARKET BRAZIL**

Author: RICHARD GERMAN RIOS GONZALEZ

Tutors: Prof. Dr. VICTORIO OXILIA

Prof. Dr. GERARDO BLANCO

SUMMARY

Paraguay is a country with very particular characteristics related to its electrical system, which has a power generation that is almost only hydropower, mainly by ITAIPU, YACYRETA and ACARAY plants. Paraguay has a surplus amount of electricity, which cannot be sale in other market trades; because of the legal rules established in its beside countries agreements. This work intends to add the analysis of the best Paraguayan energy options sale from ITAIPU (Binational Hydropower Plant) carrying out a study of the Regional Energy Integration initiatives and a financial evaluation of the sale of this energy and its impact thereof the Brazilian electricity markets. The questions that are proposed with this contribution are: i) What would be the options to market the Paraguayan energy from ITAIPU in different conditions to the current ones? ii) Could the benefits of the surplus of electric power in Paraguay be increased? It has found that both MERCOSUR and UNASUR do not propose the means to overcome the barriers for the Paraguayan energy commercialization in other electricity markets. An alternative, under different conditions, was proposed in the Lula-Lugo Agreement of 2009, which considers the convenience of marketing Paraguayan energy in the Brazilian electricity market. The results accomplished in this study show the convenience of installing a marketing company in Brazil.

Key words: ITAIPU, Regional Energy Integration, electricity market, financial analysis

CONTENIDO

DEDICATORIA.....	V
AGRADECIMIENTO	VI
RESUMEN	VII
SUMMARY	VIII
CONTENIDO	IX
LISTA DE FIGURAS	XII
LISTA DE TABLAS.....	XIV
ABREVIATURAS	XV
I. INTRODUCCIÓN	1
I. REVISIÓN DE LA LITERATURA	8
1 MARCO TEÓRICO	8
1.1 DESARROLLO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO CON BASE EN LOS PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS BINACIONALES Y NACIONALES.....	8
1.2 LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS Y LAS RENTAS HIDRÁULICAS	13
1.3 LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE ITAIPÚ BINACIONAL: UN PROYECTO INTEGRADOR, PERO EXCLUYENTE.....	15
1.4 CONTRATACIÓN DE ENERGÍA DE ITAIPÚ.....	19
1.5 DISTRIBUCIÓN DE RENTAS DE ITAIPÚ ENTRE LOS PAÍSES Y LAS EMPRESAS SOCIAS.....	21
1.6 COMPENSACIÓN POR CESIÓN DE ENERGÍA (ITAIPÚ, 2003).....	23
1.6.1 Valor de la Compensación por Cesión de Energía (ITAIPÚ, 2003, pág. 151)	25
2 LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL: ¿OPORTUNIDAD PARA LA COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA DE ITAIPÚ BINACIONAL?	28
2.1 MERCADO COMÚN DEL SUR (MERCOSUR)	29
2.2 UNIÓN DE NACIONES SURAMERICANAS (UNASUR).....	29
2.3 ACUERDO LULA-LUGO ENTRE BRASIL Y PARAGUAY.....	30
3 MERCADO ELÉCTRICO BRASILEÑO: ALTERNATIVAS PARA COMERCIALIZAR ENERGÍA DE PARAGUAY.....	33
4 ¿ES NUEVA LA IDEA DE VENDER ENERGÍA PARAGUAYA EN EL MERCADO ELÉCTRICO BRASILEÑO?	36
II. METODOLOGÍA	38
5 RESEÑA SOBRE LAS HERRAMIENTAS Y MODELOS UTILIZADOS....	43
5.1 ANÁLISIS CON UN MÉTODO DE SIMULACIÓN BAJO INCERTIDUMBRE.....	43

5.2	CONCEPTO DE ANÁLISIS FINANCIERO: VALOR PRESENTE NETO (BLANCO, 2010)	44
5.3	MODELO DE SIMULACIÓN NEWAVE	45
5.3.1	Modelo de simulación con NEWAVE (CEPEL, 2013)	45
5.3.2	Optimización del modelo NEWAVE.....	47
5.3.3	Salidas o resultados del NEWAVE.....	53
5.3.4	Mecanismo de ingreso de datos en el modelo NEWAVE	53
5.3.5	Metodología aplicada en el Mercado Eléctrico de Brasil con el NEWAVE	54
	❖ Datos Generales (dger.dat)	56
	❖ Datos de Hidroeléctricas (hidr.dat)	56
	❖ Datos de expansión de hidroeléctricas (exph.dat).....	57
	❖ Datos de las Centrales Térmicas (term.dat).....	58
	❖ Datos de expansión termoeléctrica (expt.dat).....	58
	❖ Datos de cargas adicionales(c_adic.dat)	58
III.	RESULTADOS Y DISCUSIONES.....	59
6	ANÁLISIS DE LAS PROPUESTAS DE AUMENTO DE BENEFICIO EN EL USO DE LOS REMANENTES DE ENERGÍA DEL PARAGUAY	62
6.1	PROPUESTA DEL TRABAJO PARA LA COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA PARAGUAYA EN EL MERCADO BRASILEÑO.....	65
6.2	¿HASTA CUÁNDO EL PARAGUAY CONTARÍA CON SUPERÁVIT DE ELECTRICIDAD?	65
6.3	¿CUÁLES SERÍAN LOS PASOS PARA QUE LA ANDE PUEDA CREAR UNA COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO ELÉCTRICO DE BRASIL?	68
6.4	¿QUÉ ENERGÍA PARAGUAYA DE LA ITAIPU SE PUEDE COMERCIALIZAR EN EL MERCADO BRASILEÑO?	71
6.5	CONSIDERACIONES SOBRE LA POTENCIA EXCEDENTE DE ITAIPU	71
6.5.1	¿Sería rentable la venta de energía paraguaya asociada a la potencia excedente en ITAIPÚ?	73
	Análisis Financiero de la venta de energía asociada a la potencia excedente de ITAIPU	76
6.6	¿SERÍA RENTABLE LA VENTA DE ENERGÍA REMANENTE POR MEDIO DEL AUMENTO DE CONTRATACIÓN DE POTENCIA POR PARTE DE LA ANDE EN LA ITAIPU?.....	83
6.6.1	¿Cuánta energía se podría obtener por medio del aumento de la contratación de potencia de la ITAIPU?	83
7	¿TENDRÍA ALGUNA REPERCUSIÓN LA VARIACIÓN DE CONTRATACIÓN DE POTENCIA DE LA ANDE EN EL MERCADO ELÉCTRICO BRASILEÑO?	91
7.1.1	¿En que afecta la contratación de ANDE en el Brasil?	94

7.1.2Caso 1: Análisis del Caso Base.....	94
7.1.3Caso 2: Análisis del caso ANDE+RTA	95
7.1.4Caso 3: ANDE contrata 6GW de ITAIPÚ.....	96
7.1.5Delimitación del CMO a valores de PLD.....	98
8 DISCUSION DE RESULTADOS.....	100
V. CONCLUSIONES.....	101
VI. RECOMENDACIONES.....	105
PROPUESTA DE INTEGRACION ELÉCTRICA REGIONAL EN EL CONO SUR DE LAS AMERICAS.....	105
VI. BIBLIOGRAFIA.....	109
APENDICE.....	119
A) SIMULACIÓN CON EL NEWAVE	119
B) PLAN DE EXPANSIÓN CONSIDERADO EN EL NEWAVE.....	120
ANEXO	122
A) DECLARACIÓN CONJUNTA PARAGUAY-BRASIL - ACUERDO LULA-LUGO	122

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Distribución de los ingresos Fiscales de la República del Paraguay (Ministerio Hacienda, 2015)	3
Figura 2: Matriz de Electricidad del Paraguay de 2016	8
Figura 3: Proyección del crecimiento de la Demanda de Paraguay	10
Figura 4: Despacho proyectado de ANDE (2016-2025).....	11
Figura 5: Representación del cálculo de energía paraguaya cedida al Brasil	26
Figura 6: Proceso de desarrollo del presente trabajo.....	38
Figura 7: Representación gráfica del Costo de Operación Total.....	48
Figura 8: Secuencia de afluencias del árbol incompleta.....	50
Figura 9: Herramientas para el planeamiento electo energético en Brasil	52
Figura 10: Interface del NEWAVE	53
Figura 11: Representación de los Sub-mercados y Subsistemas de Brasil.	54
Figura 12: Periodo de simulación en el NEWAVE	56
Figura 13: Programa HydroEdit y su visión de ITAIPÚ.....	57
Figura 14: Plan de expansión de hidroeléctrica en el NEWAVE	57
Figura 15: Histórico de potencia de ITAIPÚ 2015 al 2016	63
Figura 16: Histórico de Potencia Excedente en ITAIPÚ (2014-2016).....	64
Figura 17: Proyección Estocástica de la Demanda Eléctrica con el histórico de datos.....	66
Figura 18: Convergencia de las Proyecciones de Demanda del Paraguay.....	66
Figura 19: Proyección de Demanda Vs Capacidad Instalada	67
Figura 20: Pasos para la habilitación de una comercializadora a la CCEE	69
Figura 21: Pasos para la Autorización de Comercialización	70
Figura 22: Convergencia de Potencia Excedente de ITAIPU	72
Figura 23: Proyección de Potencia Excedente de ITAIPÚ para el 2017	72
Figura 24: Excedentes de Potencia en ITAIPÚ correspondiente al Paraguay (año 2014).....	74
Figura 25: Excedentes de Potencia de ITAIPÚ de Paraguay 2014 al 2016.....	75
Figura 26: Histórico de Potencia Contratada por ANDE en ITAIPU (2014-2016)	84
Figura 27: Potencias Retiradas por ANDE en IB (2014-2016).....	85
Figura 28: Histograma de Potencia retirada por ANDE 2014	86
Figura 29: Histograma de Potencia retirada por ANDE 2015	86

Figura 30: Histograma de Potencia retirada por ANDE 2016	86
Figura 31: Propuesta de Contrato ANDE (2014-2016).....	88
Figura 32: Casos de Estudio en el NEWAVE.....	91
Figura 33: Contratación de ANDE (sin variación).....	92
Figura 34: Contratación de ANDE + RTA.....	93
Figura 35: Casos de Contratación de 6GW de ANDE	93
Figura 36: Curva de CMO Sureste, Contratación de ANDE sin variación	95
Figura 37: Impacto en el CMO del Contrato ANDE+RTA	95
Figura 38: Plan de Expansión de Hidroeléctricas y Térmica NW	96
Figura 39: Impacto de la contratación de ANDE de 6GW desde el 2014	96
Figura 40: Impacto de la contratación de ANDE de 6GW desde el 2015	97
Figura 41: Impacto de la contratación de ANDE de 6GW desde el 2016	97
Figura 42: Impacto de la contratación de ANDE de 6GW desde el 2017	97
Figura 43: Impacto de la contratación de ANDE de 6GW desde el 2018	98
Figura 44: Impacto de los propuestos en el PLD.....	99
Figura 45: Propuesta para el Sistema de Interconexión Eléctrica del Sur (SIESUR)	106

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Componentes del Costo del Servicio de Electricidad en ITAIPÚ.....	21
Tabla 2: Evolución de Factor de Multiplicación.....	26
Tabla 3: Datos de Potencia de ITAIPÚ 2015-2016	64
Tabla 4: Datos de Potencia Excedente de ITAIPU 2014-2016.....	65
Tabla 5: Límites del PLD del 2014 al 2017 (CCEE, 2017).....	76
Tabla 6: Ingresos máximos y mínimos por venta de energía al valor del PLD..	78
Tabla 7: Ingreso considerando PLD mínimos semanales	79
Tabla 8: Costo en USD de Energía Excedente Comercializada.....	79
Tabla 9: Flujo de Caja considerando el PLD MAXIMO histórico	81
Tabla 10: Flujo de Caja considerando el PLD MINIMO histórico	81
Tabla 11: Flujo de Caja considerando el PLD MINIMO histórico, sin compensación al Estado Paraguayo.....	82
Tabla 12: Flujo de Caja considerando el PLD según CCEE	82
Tabla 13: Energía sobrante o Remanente para el caso de contratación de demanda máxima.....	89
Tabla 14: Ingreso por venta de Remanente por Contratación Propuesta.....	89
Tabla 15: Flujo de Caja por Venta de Remanente de energía por Contratación Propuesta de ANDE.....	89
Tabla 16: Valor de la Correlación entre los casos.....	98
Tabla 17: Casos de Estudio con el NEWAVE	119

ABREVIATURAS

ANDE	Administracion Nacional de Electricidad
ACARAY	Central Hidroelectrica ACARAY
ANEEL	Agencia Nacional de Energia Electrica
CCEE	Camara de Comercializacion de Energía Eléctrica
CIER	Comision de Integracion Energetica Regional
ITAIPU	Entidad Binacional ITAIPU
FA	Factor de Ajuste
FM	Factor Multiplicador
GW	Gigawatt.
MER	Mercado Electrico de Brasil
MERCOSUR	Mercado Común del Sur
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
NR	Nota Reversal
ONS	Operador Nacional del Sistema Eléctrico
VCP	Consumer Price
VIG	Industrial Goods
VPN	Valor Presente Neto
UNASUR	Unión de Naciones Sudamericanas
YACYRETA	Entidad Binacional YACYRETA

I. INTRODUCCIÓN

Las relaciones entre la energía (como satisfactor de necesidades de la vida humana o como factor de producción) y el desarrollo socioeconómico de países o regiones han sido extensamente estudiadas en la literatura especializada. Algunos autores resaltan, por ejemplo, la relevancia de la energía eléctrica para el desarrollo socioeconómico en el marco de un contexto sociopolítico determinado como lo resalta (Morante, 2004). Otros especialistas enfocan sus análisis en las vinculaciones entre procesos de urbanización y de industrialización y el uso de la energía en países emergentes (Ming, 2015), en base en el hecho de que son estos procesos los que tienen generalmente una gran incidencia en cambios en la matriz energética de alguna localidad, país o región (Livas, 2014). En Paraguay, este tipo de relaciones están siendo estudiadas en el marco de las actividades de un grupo de investigadores de la Facultad Politécnica de la Universidad Nacional de Asunción, en el Grupo de Investigación en Sistemas Energéticos (GISE), que han realizado varias publicaciones y presentaciones que tratan de este tema como por ejemplo ver (Gonzalez, Llamosas , & Blanco, 2017) y (Oxilia, Blanco , Fariña, Ortigoza , & Ríos, 2017), entre muchos otros.

El Paraguay es un país con características muy particulares en lo que se refiere a su desarrollo eléctrico y sus relaciones con el desarrollo socioeconómico. Posee una ventaja comparativa y competitiva crucial en la actualidad: abundancia de energía eléctrica generada a partir del aprovechamiento de una fuente renovable de energía (la hidroenergía). Su sistema eléctrico cuenta con una generación que es casi exclusivamente hidroeléctrica (ANDE, Generación Hidráulica, 2017). Son pocos los países en América Latina y en el mundo que poseen la característica de contar con una gran participación de fuentes renovables de energía en sus Balances de Energía Eléctrica (SIELAC/OLADE, 2017).

El hecho de poseer dos grandes centrales hidroeléctricas binacionales (ITAIPÚ y YACYRETA), además de la central hidroeléctrica exclusivamente nacional, ACARAY, con su reservatorio complementario de agua (presa de YGUAZU), conforme información oficial (ANDE, Generación Hidráulica, 2017), constituye una fortaleza central del sistema eléctrico; configura una situación muy particular del país, en varios aspectos, que va más allá de la visión de la energía como un satisfactor de necesidades o como un factor de producción. Debido a que las centrales hidroeléctricas binacionales fueron establecidas con base en tratados bilaterales con los países socios (Argentina y Brasil) para aprovechar recursos hídricos compartidos, en los cuales se crearon condiciones especiales de “exportación” de energía (en realidad, cesión de energía, según los tratados), que pertenece a Paraguay y que no es utilizada para el mercado interno. La participación del país¹, mediante la integración igualitaria de ANDE en el capital de las entidades binacionales, resulta en beneficios económicos que son distribuidos para el Estado (royalties, compensaciones por cesión de energía

¹ Los gobiernos de los países socios – según sea el caso - firmaron los tratados binacionales en representación de los Estados y son identificados en los instrumentos jurídicos como “Altas Partes Contratantes”, en carácter de sujetos que poseen el dominio compartido de los recursos hídricos y que, en virtud de ello, tienen a su cargo la alta dirección de las entidades binacionales mediante representación en los respectivos Consejos de Administración

y por territorio inundado, según sea el caso) y para la ANDE (resarcimientos por administración y utilidades por aporte de capital)².

Las transferencias financieras anteriormente comentadas provenientes de las entidades binacionales al Estado paraguayo representan una de las principales fuentes de ingresos que financian el gasto público en el país, en particular, el gasto relacionado con la Administración Central, las Gobernaciones y los Municipios. Como puede observarse en la Figura 1, los ingresos de las binacionales (royalties y compensaciones) totalizan alrededor del 16% de los ingresos fiscales (en segundo lugar), constituyendo – en el año 2015 – la segunda principal fuente de este tipo de recursos, después de lo correspondiente al Impuesto al Valor Agregado (IVA) con 82% del total. Esta es una característica muy particular de Paraguay en lo que corresponde a la relevancia económica y financiera por el acceso a rentas provenientes del uso de recursos naturales para la generación eléctrica.

En la literatura especializada del sector energético se ha estudiado ampliamente la participación de los Estados en las rentas petroleras, como es el caso de Venezuela (Mommer, 1985); pero muy poco se ha estudiado sobre la generación y distribución de valor en el caso de las rentas hidráulicas. Este enfoque es apuntado por algunos autores (Oxilia, 2009).

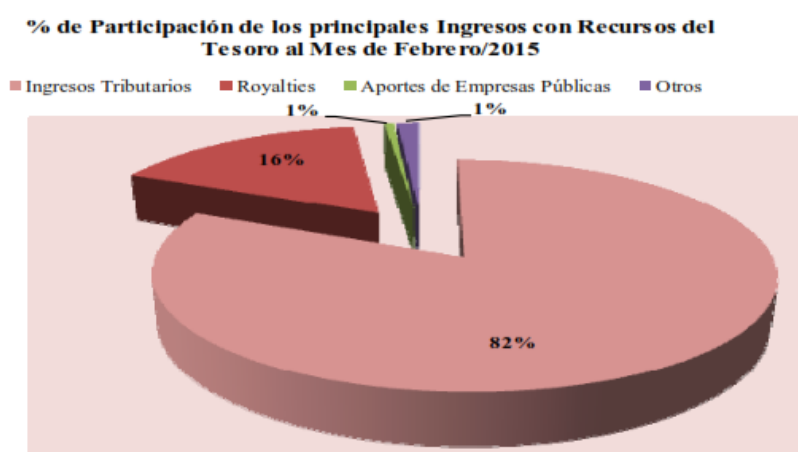


Figura 1: Distribución de los ingresos Fiscales de la República del Paraguay (MinisterioHacienda, 2015)

² Estos beneficios fueron establecidos en los Tratados de ITAIPU y YACYRETA en el año 1973.

Los valores que corresponden al Estado paraguayo en virtud del uso de recursos naturales en los emprendimientos, así como a la ANDE, en carácter de socio aportante del 50% del capital de las entidades binacionales, están definidos en el Anexo C³ de los tratados bilaterales y fueron reajustados según otros instrumentos jurídicos internacionales (las Notas Revérsales, N.R.) que, para tener efecto jurídico en Paraguay deben contar con la ratificación parlamentaria, conforme lo dispone la Constitución Nacional vigente. Es decir, estos valores, así como la tarifa de venta de la energía de las centrales hidroeléctricas binacionales, son definidos por ambos países con base en los criterios señalados en el Anexo C y sus documentos conexos.

Las disposiciones sobre la tarifa y distribución de beneficios económicos (royalties, resarcimientos y utilidades que son compartidos de manera igualitaria entre los socios, en el marco del tratado de ITAIPÚ y en lo que se refiere a YACYRETA no se consideran royalties por el uso del recurso agua sino compensaciones por territorio inundado, las cuales se distribuyen con mayor peso (80%) al Paraguay; así como las compensaciones por cesión de energía que le corresponden a Paraguay por ser el país con superávit de producción, el cual cede energía a sus países socios) determinan los derechos de Paraguay de disponer de beneficios financieros de la energía producida en las centrales binacionales. Esa determinación queda restringida a resultados de negociaciones con el país socio y comprador exclusivo de su energía, esto podría decirse que representa un ejemplo claro de monopsonio⁴ en cada uno de los casos.

El hecho de tener valores acordados con los países socios de los emprendimientos en lo que corresponde a la cesión de energía no sería una barrera si no existiera una restricción prevista en el cuerpo de los tratados binacionales, en la cual se establece que un país socio tiene la exclusividad (derecho de adquisición de la energía no consumida por Paraguay para Brasil en

³ El Anexo C de los tratados binacionales establece las condiciones financieras y de contratación de la energía producida por las centrales hidroeléctricas binacionales.

⁴ El monopsonio es una estructura de mercado donde existe un único comprador, por lo tanto, este mercado es considerado como competencia imperfecta.

el Tratado de ITAIPÚ) o preferencia (derecho de preferencia de la energía no consumida por Paraguay para la Argentina en el Tratado de YACYRETA) para adquirir la energía correspondiente al otro país socio y que no sea consumida en el mercado interno de este país. Esta situación fue ampliamente contestada por especialistas nacionales (Canese & Mauro, ITAIPÚ: dependencia o desarrollo. Prólogo de Jerónimo Irala Burgos, 1985) y se llegó a acuñar el término de soberanía energética (Canese, La Recuperación de la Soberanía Hidroeléctrica del Paraguay, 2009) para conceptualizar, entre otros aspectos, la libre disponibilidad de la energía paraguaya para venderla a otros mercados (posibilidad de exportación a Uruguay y Chile, entre otros), con beneficios económicos más convenientes para el Paraguay⁵.

Lo expuesto anteriormente enyesa, en principio, las posibilidades de tener acceso a posibles mayores beneficios financieros por la comercialización de la energía paraguaya en otros mercados, o bien, en los mercados de los países socios, pero en mejores condiciones de comercialización. Esta es la problemática que suscita la presente investigación: ¿existen posibilidades de obtener mayores beneficios financieros de la comercialización de energía paraguaya? El presente trabajo busca contribuir en la reflexión académica sobre esta pregunta y sus desdoblamientos.

Si bien el Paraguay es socio de los dos emprendimientos hidroeléctricos binacionales mencionados, para el presente estudio, a efectos de acotar el problema objeto de la investigación se decidió tomar exclusivamente el caso de ITAIPÚ Binacional por las siguientes razones:

- i) facilidad de acceso a la información;
- ii) mayor definición de las condiciones financieras y de contratación actuales en ITAIPÚ (el acuerdo sobre la revisión del Anexo C de

⁵ Se debe resaltar que los valores de compensación por cesión de energía no corresponden a la tarifa de la energía paraguaya de las centrales en los mercados extranjeros. La compensación es un valor adicional (transferida en su totalidad al Estado paraguayo) a la tarifa que es pagada a las centrales binacionales.

YACYRETA⁶ está en proceso de estudio por parte del Congreso Nacional); y,

- iii) existen avances en las negociaciones sobre disponibilidad de energía que corresponde a la ANDE, en el marco del Acuerdo firmado por los presidentes Fernando Lugo y Luiz Inácio Lula da Silva, en el año 2009.

Además, debe ser considerado que está prevista la revisión del Anexo C del tratado de ITAIPÚ en el año 2023, lo cual configura un contexto particular de discusión que coloca a temas como el tratado en el presente trabajo en el *mainstream*⁷ de reflexiones en el marco de lo que se denominó más arriba participación en las rentas hidroenergéticas.

Relevancia del trabajo

La relevancia del presente trabajo se fundamenta en lo expuesto anteriormente y se refuerza por el hecho de que este tema se vincula directamente con:

- El Objetivo Superior 4 de la Política Energética de Paraguay que se encuentra vigente por Decreto del Poder Ejecutivo 6092/2016 (Ministerio de Obras Publicas - Paraguay, 2016) que establece: *“Consolidar la posición de Paraguay como eje de la integración energética regional en base al aprovechamiento sostenible de sus recursos naturales y su estratégica localización geográfica”*

Las principales estrategias orientadas del “Plan de Desarrollo del Paraguay en el 2030” aprobado por Decreto 2794/2014 (Secretaria de Planificación Técnica , 2014), en su tercer punto de *“Inserción de Paraguay al mundo”* específicamente en su punto 3.3 de *“Integración Económica Regional”*.

⁶ El 4 de mayo de 2017 los presidentes de Argentina y Paraguay firmaron el Acta de Entendimiento sobre la revisión del Anexo C del tratado de YACYRETA.

⁷ El termino *mainstream* es un anglicismo utilizado para expresar tendencia o moda dominante, su traducción literaria sería “corriente popular”.

Objetivos del trabajo

Tomando como base lo expuesto, el presente trabajo se propone el objetivo general de **“Contribuir con el análisis de mejores opciones de venta de energía paraguaya de la Central Hidroeléctrica Binacional ITAIPÚ”**, considerando la relevancia que tienen las rentas hidráulicas para el presupuesto de la nación y el desarrollo del país. Además, se instauran los siguientes objetivos específicos:

- i. Reconocer las posibilidades de superación de las restricciones establecidas en el Tratado de ITAIPU referente a la disponibilidad de energía por medio de las iniciativas de Integración Energética Regional**
- ii. Identificar modalidades de venta de la energía paraguaya en el mercado eléctrico brasileiro según las regulaciones vigentes**
- iii. Realizar una evaluación financiera comparativa de las alternativas de venta de energía paraguaya en el mercado eléctrico brasileiro**
- iv. Analizar el impacto en el mercado eléctrico brasileiro de corto plazo de la contratación, por parte de Paraguay, de la mitad de la potencia disponible de ITAIPÚ Binacional.**

Las preguntas que serían de guía para el presente trabajo son: i) ¿Cuáles serían las opciones de comercializar la energía paraguaya de ITAIPU en condiciones diferentes a las actuales?, ii) ¿Cómo se podría aumentar los beneficios del superávit de energía eléctrica de Paraguay? En relación con las preguntas se plantean las siguientes hipótesis: i) el Paraguay puede por medio de las iniciativas de Integración Eléctrica regional encontrar mejores opciones para comercializar su superávit de energía, y ii) las condiciones actuales de comercialización de energía en el mercado eléctrico brasileiro pueden ser mejor aprovechadas por el Paraguay.

I. REVISIÓN DE LA LITERATURA

1 MARCO TEÓRICO

1.1 Desarrollo del Sector Eléctrico Paraguayo con base en los proyectos hidroeléctricos binacionales y nacionales

La República del Paraguay cuenta con una matriz energética bastante particular la cual posee el índice más elevado de América Latina de participación de hidroenergía (99,8% matriz eléctrica), según se puede apreciar en la Figura 2 publicado en (SieLAC-OLADE, 2017), en ella se observa que el bloque de capacidad de las centrales hidroeléctricas es de 6,125 ktep de los cuales solo es aprovechado para la producción 5,484 ktep (esta situación debido a la capacidad de los embalses y otros factores, lo restante en hidroenergía es evacuada por los vertederos)

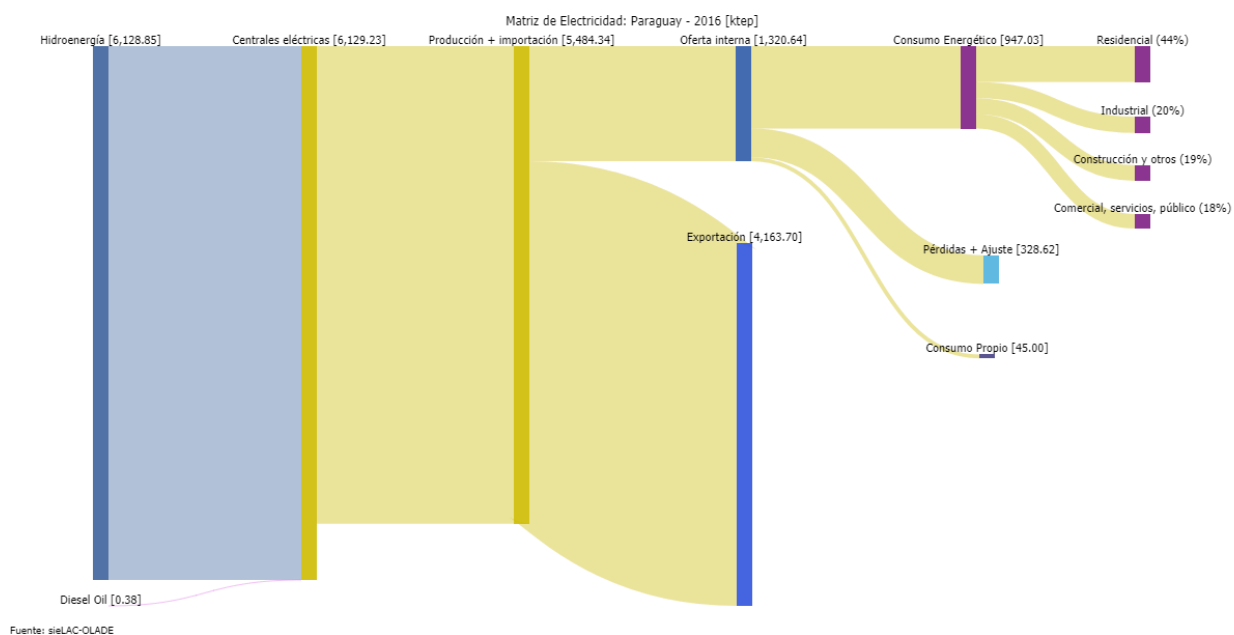


Figura 2: Matriz de Electricidad del Paraguay de 2016

Esta situación se debe a sus tres centrales hidroeléctricas: ITAIPÚ, con 14.000 MW de potencia instalada (emprendimiento binacional con Brasil), YACYRETA, con 3.200 MW (emprendimiento binacional con Argentina), y ACARAY, con 210 MW propiamente nacional de la ANDE, según esta publicado en (ANDE, Generación Hidráulica, 2017).

La empresa estatal encargada del desarrollo en el sector eléctrico en el Paraguay en los segmentos de generación, transmisión, distribución y comercialización es la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), la cual posee un modelo empresarial verticalmente integrado⁸. Debe señalarse que la misma es la empresa que posee exclusividad del abastecimiento público de electricidad en el territorio nacional por su ley de creación (Ley 966/64). Sin embargo, actúan empresas privadas (CLYFSA y las Colonias Menonitas del Chaco Central) en la distribución de electricidad en áreas bien definidas. También cabe resaltar que la ley del productor y del transportista independiente (Ley 3009/2006) permite que la generación y la transmisión de electricidad se realicen, en condiciones reguladas y restringidas por la normativa vigente.

La ANDE actualmente cuenta con una capacidad instalada en generación de un total de unos 8.810 MW, valor que no tendría una variación significativa en los próximos 5 a 10 años, según lo estipulado en (ANDE, Plan Maestro de Generación, 2016, pág. 5). Por otro lado, el crecimiento de la demanda ha tomado un ritmo acelerado en consecuencia del desarrollo económico de los últimos años del Paraguay; la ANDE considera en sus proyecciones del Plan Maestro 2016 (ANDE, Plan Maestro de Generación, 2016, pág. 12), un aumento del 8,9% (considerando un crecimiento económico alto) de la demanda máxima anualmente (ver Figura 3). Reflexionando sobre la última demanda máxima registrada en el 2017 que fue de unos 3095 MW publicado en (ABCcolor, ANDE alcanzó un nuevo récord de demanda, 2017), se puede considerar que el

⁸ El modelo verticalmente integrado es un modelo donde una institución o empresa tiene la propiedad y el control de todos los segmentos de producción.

Paraguay contaría con un potencial superávit de energía eléctrica⁹ que podría ser utilizado de la mejor manera posible para aumentar sus beneficios.

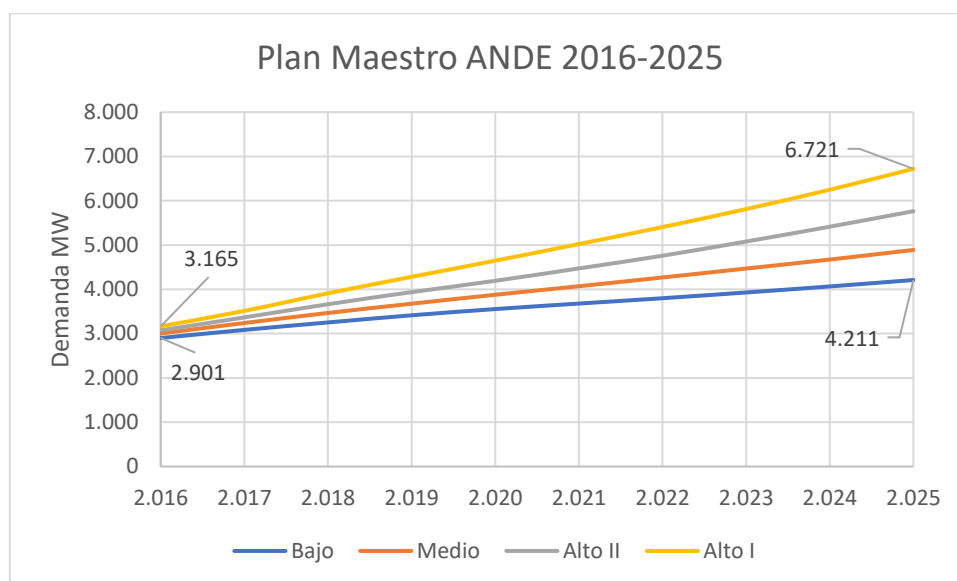


Figura 3: Proyección del crecimiento de la Demanda de Paraguay¹⁰

La participación de la producción de electricidad de la central hidroeléctrica ITAIPU en la demanda del Paraguay es del 85% (utilizado como central de base), esta condición de central de base sería constante según la proyección de ANDE (ANDE, Plan Maestro de Generación, 2016), en la cual se estima que el despacho proyectado desde el 2016 al 2025 se podría comportar como se presenta en la Figura 4.

⁹ En apartados posteriores se explicará el significado de este término en el presente trabajo, para el tratamiento metodológico correspondiente.

¹⁰ Proyección elaborada por ANDE en el cual se puede observar los escenarios de crecimiento: bajo, medio, alto pero moderado, y alto (I industrialización alta y II industrialización moderada) planteados en (ANDE, Plan Maestro de Generación, 2016, pág. 18)

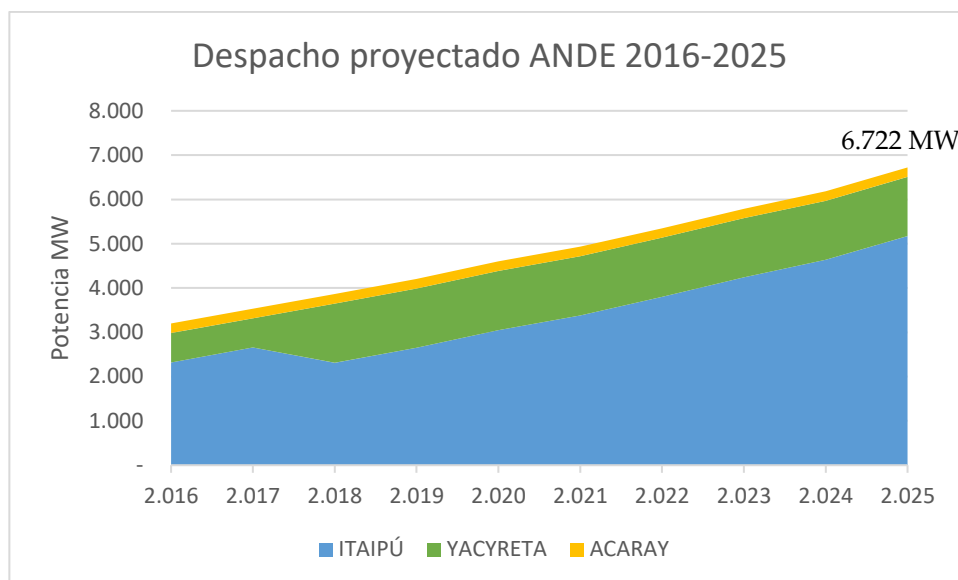


Figura 4: Despacho proyectado de ANDE (2016-2025)

Los proyectos de expansión en el parque de generación, aunque actualmente cuente el Paraguay con un margen de reserva considerable, son las que se citan a continuación, según lo publicado en (YACYRETA, Presentación de Acta de Entendimiento Paraguay - Argentina, 2017, pág. 32):

- i) Ampliación de hidroeléctricas con Argentina y Paraguay¹¹:
 - a. Central YACYRETA:
 - i. Brazo AÑA CUA, con una potencia instalada de 270 MW
 - ii. YACYRETA 3, con una potencia instalada de 465 MW
 - iii. YACYRETA 7, con una potencia instalada de 1.085 MW
 - b. Proyecto CORPUS CRISTI:
 - i. Con una potencia instalada de 2.880 MW
 - c. Proyecto ITATI ITA CORA:
 - i. Con una potencia instalada de 1600 MW
- ii) Represa YGUAZU (ANDE - PY)¹²:
 - a. Con una potencia instalada de 200 MW
- iii) Proyectos de hidroeléctrica Paraguay¹³:

¹¹ Se consignan los valores totales de potencia, en los emprendimientos binacionales lo correspondiente al Paraguay sería la mitad de la producción.

¹² El total del emprendimiento sería de propiedad del Paraguay

¹³ El total del emprendimiento sería de propiedad del Paraguay

a. Con una estimación de un potencial de 800 MW

Con este panorama de expansión del parque de generación la capacidad instalada del Paraguay podría llegar a unos 11.833 MW¹⁴, la ejecución de estos proyectos sería a largo plazo (dentro de 10 años o más) expresó el Ing. Recalde en la presentación del Acta de Entendimiento Cartes-Macri en (YACYRETA, Presentación del Acta de Entendimiento Argentina-Paraguay, 2017).

Reflexionando sobre el superávit (exceso) de electricidad del Paraguay, emerge la interrogante de la posibilidad de hacer un mejor uso de esta situación con el análisis de la siguiente pregunta, ¿Puede el Paraguay disponer libremente de su remanente de energía que le corresponde en las binacionales de forma a poder comercializarla en condiciones de mercado en otros mercados eléctricos de otros países?

Esta pregunta nos lleva a realizar análisis de los tratados de las centrales binacionales, puesto que estas centrales hidroeléctricas son las que tienen mayor capacidad instalada y mayor nivel de remanente de energía no retirada para su uso en el mercado interno del Paraguay.

Como se señaló anteriormente, el Paraguay cuenta con dos centrales Binacionales, ITAIPÚ y YACYRETA. En este trabajo solo se estudiará la posibilidad de aumentar los beneficios del superávit de energía paraguaya de ITAIPÚ, a razón de ser la de mayor envergadura y capacidad de producción y la que presenta una mejor definición de las condiciones financieras y de contratación actuales, conforme fue explicado anteriormente.

Como el abordaje conceptual de este trabajo se sustenta en el concepto de rentas provenientes del uso de recursos hidroenergéticos compartidos (y la venta de la energía eléctrica producida) se presentarán a continuación consideraciones sobre beneficios oriundos de centrales hidroeléctricas, en particular el concepto de rentas hidráulicas. En seguida, se resaltarán aspectos

¹⁴ Se debe aclarar que los valores de capacidad instalada presentados de los proyectos binacionales como: la expansión de YACYRETA, Corpus Cristi, e Itatí Itacorá serían divididos en partes iguales a los países socios.

principales del marco legal de ITAIPU Binacional relacionados con tales beneficios, en particular los económicos.

1.2 Las centrales hidroeléctricas y las rentas hidráulicas

A partir de la década de los 70's el crecimiento del consumo y necesidad de suministro de energía eléctrica en mayor cantidad y calidad exigió el estudio de fuentes de mayor envergadura, y del mismo modo creció una visión ambientalista sobre el impacto del uso de recursos no renovables. Esta idea es asociada al término "Desarrollo Sostenible", el cual se consolidó como concepto en el ámbito internacional mediante el Informe Brundtland (Brundtland, 1987). Este informe plantea el futuro del planeta y la relación del medio ambiente y desarrollo, es aquí donde se expresa la reflexión de que satisfacer las necesidades del presente no deben poner en peligro la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades. Este informe ha llevado a una innumerable cantidad de interpretaciones, las cuales coinciden en que el desarrollo sostenible deberá ser económicamente viable, respetando el medio ambiente y ser socialmente equitativo. El análisis ya advertía sobre el cambio climático y el impacto del consumo de combustibles fósiles en el mundo. Se recomendaba el mayor uso de las fuentes renovables, entre ellas, la hidroenergía para producción de electricidad; desarrollo que no está libre de impactos negativos para el ambiente y poblaciones.

Las ventajas e impactos negativos de las centrales hidroeléctricas de gran porte fueron ampliamente analizados en el ámbito del uso de tecnologías. Se reconoce la problemática del uso de recursos hidroenergéticos (principalmente en el caso de la formación de grandes embalses), con sus impactos en la fauna y flora; en el desplazamiento de poblados e impedimento de uso para la agricultura y ganadería, entre muchos otros (Lemgruber de Sousa, 2000).

Estos posibles usos de la tierra exigen una retribución en indemnización a la pérdida de territorio ocasionada por los embalses creados para el aumento del desnivel necesario para el aprovechamiento hidráulico. Del mismo modo, se debería remunerar al propietario del territorio por el uso del mismo. También se

podría considerar remunerar el uso de un recurso natural (uso de la hidroenergía, o del potencial hidroeléctrico). Estos conceptos de remuneración conllevarían al término **rentas hidráulicas**, término muy poco estudiado en la literatura, siendo lo más próximo en concepto económico el de las **rentas petroleras**.

El término rentas petroleras deriva del concepto clásico de renta de la tierra para designar el ingreso monetario a los propietarios del recurso por su extracción y consumo. En el régimen jurídico de tradición romana los Estados son propietarios - por derecho - de los yacimientos de petróleo; y, en ejercicio de su condición de relación jurídica denominada propiedad estatal nacional, es lo que ha permitido a los Estados exigir a las compañías petroleras parte de su ingreso monetario, lo que se conceptualiza como participación estatal en la "Renta Petrolera" (Mommer, 1985)..

Por el mismo principio, el concepto de pago a los Estados por el uso del suelo en las centrales hidroeléctricas o del recurso hidroenergético es el equivalente a la de Rentas Petroleras anteriormente descritas. Existen diferencias a considerar: las centrales son consideradas centros de transformación de energía renovable. El uso de un recurso renovable, en principio, no compite con otros usos. Sin embargo, la formación de embalses para el aprovechamiento del potencial hidroeléctrico inunda territorio que deja de ser utilizado para otros usos económicos y sociales. En este sentido se aproxima al caso de la "extracción" de un recurso para su consumo.

El concepto de rentas hidráulicas puede ser ampliamente discutido, pero sería objeto de estudios especializados que no se encuentran en el marco de este trabajo. Es suficiente para este estudio presentar el concepto; y, principalmente, encontrar métodos para tratar variables que se relacionan con el concepto, en particular, lo relacionado con la comercialización de energía.

1.3 La Central Hidroeléctrica de ITAIPÚ Binacional: un proyecto integrador, pero excluyente

Los antecedentes de la Central Hidroeléctrica ITAIPÚ se remontan a una situación de crisis política (entre Paraguay y Brasil) originada por diferencias en la interpretación del Tratado de Cotegipe y Loizaga (1872) de los límites fronterizos, casi se llega a una situación de ofensiva entre estos países. Se logró evitar un enfrentamiento de grandes proporciones gracias a las negociaciones bilaterales del más alto nivel con voluntad de resolver la situación crítica y, en parte, a la participación del Secretario de Estado de los Estados Unidos de América el Sr. Dean Rusk (Pozzo, 2013). Las reuniones de negociación fueron desarrolladas en el año 1966 entre los representantes del Paraguay y Brasil: los Ministros de Relaciones Exteriores, el Dr. Raúl Sapena Pastor y el Gral. Juracy Magalhaes, respectivamente. Como resultado de las negociaciones establecieron que el territorio de conflicto sea considerado en condominio de y por ambos países, lo que quedaría establecido de común acuerdo en el Acta de YGUAZU, donde se expresa, en algunas de sus cláusulas, cuanto sigue (Acta de YGUAZU, 1966):

- *Proclamaron la disposición de sus respectivos gobiernos para proceder, de común acuerdo, al estudio y levantamiento de las posibilidades económicas, en particular los recursos hidráulicos pertenecientes en condominio a los dos países del Salto Grande de Siete Caídas o Salto del Guaira.*
- *Concordaron en establecer, desde ya, que la energía eléctrica eventualmente producida por los desniveles del río Paraná, desde e inclusive el Salto de Siete Caídas, el Salto del Guaira hasta la desembocadura del río Iguazú, será dividida en partes iguales entre los dos países¹⁵, siendo reconocido a cada uno de ellos el derecho de preferencia para la adquisición de esta misma energía a justo precio, que será oportunamente fijada por especialistas de los dos países, de cualquier cantidad que no vaya a ser utilizada para el suministro de la necesidad del consumo del otro país.*

¹⁵ Entiéndase entre Paraguay y Brasil

Pasaron siete años de la firma del Acta durante los cuales se realizaron intensos estudios técnicos para definir el aprovechamiento hidroeléctrico y negociar las condiciones institucionales, laborales, económicas y financieras del emprendimiento (Debernardi, 2010). En el año 1973 se dio lugar el encuentro entre el presidente de la República del Paraguay, el Gral. Alfredo Stroessner y el presidente de la República Federativa de Brasil, el Gral. Emílio Garrastazu Médici, para la firma del Tratado de ITAIPÚ. En este instrumento jurídico las Altas Partes Contratantes (los gobiernos del Paraguay y Brasil, como representantes de los Estados) convienen en realizar el aprovechamiento hidroeléctrico de los recursos hídricos del Río Paraná, perteneciente en condominio a los dos países, desde inclusive el Salto Grande de las Siete Caídas hasta la desembocadura del Río Yguazú. Ambos países tendrían igualdad de derechos y obligaciones. El tratado cuenta de tres anexos: i) Anexo A, el estatuto de la binacional, ii) Anexo B, de la descripción general de las instalaciones y obras auxiliares, y iii) Anexo C, de las bases financieras y de prestación de servicio de electricidad (ITAIPU Binacional, 1973).

De manera a asegurar la viabilidad financiera de la entidad, las Altas Partes Contratantes se comprometieron a adquirir, de forma conjunta o separadamente o a la que acuerden, el total de la potencia instalada. Con este compromiso se podría establecer un flujo de caja continuo de modo a saldar los compromisos contraídos por la entidad. Es muy importante señalar que la central hidroeléctrica se construyó mediante operaciones de préstamo, puesto que el capital aportado por los socios (ANDE y ELETROBRAS en 1973) de 100 millones USD, en total, es ínfimo comparado con las inversiones que fueron finalmente requeridas, más de 12 mil millones USD como se publica en (Dominguez, 1982).

Cabe señalar aquí que el hecho de obligar a los países a contratar el total de la potencia instalada (quedó definida posteriormente como potencia disponible para contratación), fue una obligación que recayó principalmente en las empresas subsidiarias de ELETROBRAS. Esta situación tuvo un impacto financiero en las concesionarias de distribución de electricidad del Sur y Sudeste

de Brasil durante muchos años, puesto que fueron obligadas a contratar "alícuotas" parte de la energía de ITAIPU en divisa internacional (USD), siendo que las tarifas de distribución se encuentran en moneda local. Esta situación produjo desequilibrios financieros en el sector eléctrico brasileño y consecuencias que afectaron gravemente las finanzas de ITAIPU Binacional, durante más de una década (ITAIPU comenzó a operar en 1984 - al inicio con energía de prueba - y solamente en 1997 se consiguió definir un mecanismo para alcanzar el equilibrio financiero, mediante el contrato de financiamiento firmado por ITAIPU y ELETROBRAS).

Sobre la distribución de la energía producida y los derechos de su adquisición, el Tratado de ITAIPU en el Artículo XIII expresa cuanto sigue:

“La energía producida por el aprovechamiento hidroeléctricos será dividida en partes iguales entre los dos países¹⁶, siendo reconocido a cada uno de ellos el derecho de adquisición de la energía que no sea utilizada por el otro país para su propio consumo.” (ITAIPU Binacional, 1973).

En este punto es donde cambia el término de “*derecho de preferencia*” por el término “*derecho de adquisición*”, el cual crea la barrera de libertad a ambos países en poder comercializar, acorde a criterios propios, la electricidad que por derecho le corresponde (siendo este el caso particular de Paraguay con su superávit). Esto evidentemente restringiría en principio las posibilidades de incrementar beneficios económicos por comercializar el superávit de energía en el caso de Paraguay.

De modo a analizar las condiciones de este cambio de término y sus consecuencias, en el apartado 1.6 se analiza lo referente a la compensación por cesión de energía.

En lo que respecta al plan de ingeniería de ITAIPU cabe señalar que el salto proyectado inicialmente tendría una diferencia entre cotas de aguas arriba y aguas abajo (salto nominal) de 118 metros (ITAIPU, Embalse de la Central Hidroeléctrica ITAIPÚ, 2010) siendo este salto variante en el tiempo. Esta

¹⁶ Entiéndase por los dos países a Paraguay y Brasil.

variación conduce a un aumento de potencia de las unidades generadoras, esta potencia es denominada como potencia excedente de ITAIPU.

Los excedentes de generación o de producción en ITAIPÚ son aquella parte de energía asociada a los excedentes de potencia; este excedente de potencia es aquella potencia superior a la potencia contratada que eventualmente puede ser producida en determinadas condiciones favorables cuando existe una mayor disponibilidad de unidades generadoras o aumento de salto bruto o ambas situaciones simultáneamente, siendo la energía garantizada por ITAIPU de 75.000 GWh por año (ITAIPÚ, 2003, pág. 148).

Esta potencia excedente sería afectada con la construcción de la Central Hidroeléctrica CORPUS CRISTI¹⁷ según lo expresa el Ing. Debernardi en (Debernardi, 2010, pág. 522), en el cual se aclara que la privación de salto bruto en ITAIPU podría llegar a 15 metros dependiendo de la cota superior establecida en los proyectos de CORPUS.

La ITAIPU cuenta con 20 unidades de generación con 700 MW cada una, siendo el trabajo de 18 unidades de forma constante (9 unidades para cada país) y las otras 2 se encuentran como unidades de reserva. El funcionamiento de las 20 turbinas se encuentra restringido por el Acuerdo Tripartito (ITAIPÚ, 2003, pág. 208) firmado entre Paraguay, Argentina y Brasil en 1979. Este Acuerdo estableció los parámetros aguas debajo de la ITAIPU:

- i) variación horaria del nivel de 50 cm,
- ii) variación diaria del nivel de 2 m,
- iii) velocidad superficial normal de 2 m/s y
- iv) un caudal del orden de 12.600 m³/s.

¹⁷ El proyecto hidroeléctrico CORPUS CRISTI es un emprendimiento Binacional entre Argentina y Paraguay que sería instalado agua debajo de ITAIPU y agua arriba de YACYRETA según se publica en (COSIPLAN, 2016)

1.4 Contratación de energía de ITAIPÚ

El acuerdo establecido en el Tratado de ITAIPÚ con relación a la prestación de servicio de electricidad a las empresas compradoras (ANDE y ELETROBRÁS) se encuentra en el artículo XIII, donde expresa que la energía producida será dividida en partes iguales entre los dos países (en 50% para cada Altas Partes, Paraguay y Brasil). En el párrafo del mismo Artículo especifica que ambos países se comprometen a adquirir el total de la potencia instalada.

Según lo expuesto en el libro de Prestación de los Servicios de Electricidad y Bases Financieras en (ITAIPÚ, 2003, pág. 114), estos Contratos deberían tener una duración de 20 años, siendo posteriormente dividido en dos subperiodos de 10 años según lo acordado en la N.R. N° 1 de año 1974. Esta situación de predicción a 20 o a 10 años (entiéndase largo plazo) fueron y hasta el día de hoy representan gran dificultad para las proyecciones de crecimiento de la demanda de electricidad por parte de la ANDE, por este motivo se crearon dos instrumentos contractuales de vigencia anual denominados “Carta Convenio” entre ITAIPÚ y ANDE, y por otro lado la “Carta Compromiso” entre ITAIPÚ y ELETROBRÁS. Estos instrumentos son válidos siendo que el Consejo de Administración posee la facultad de definir estos aspectos; y lo acordado cuenta con el parecer favorable de la ANDE y ELETROBRÁS.

Asumiendo que el Paraguay no tendría forma de consumir toda su parte en un largo periodo de tiempo (considerando su mercado interno), se determinó por medio de la Nota Reversal N° 5 en el año 1973 (ITAIPU BINACIONAL, 2008), que la ANDE tendría prioridad de definir su necesidad de potencia a contratar (de su parte), y toda aquella potencia no contratada (sobrante del derecho de Paraguay) la ELETROBRÁS obligatoriamente debería contratarla. Esta condición de venta asegurada fue lo que viabilizó el pago de las obligaciones financieras de la entidad ITAIPU.

El modelo de contrato de ITAIPU, se basa en la modalidad “*Take or Pay*”, concepto que se utiliza en contratos de compra venta de un determinado producto (en este caso electricidad), en donde el comprador (ANDE y ELETROBRÁS) queda obligado a pagar por la encomienda que se realiza, consumiendo o no el producto. Es decir, aún en el caso de que no se consuma o retire el producto en el periodo establecido, el contrato exige que se efectúe el pago.

La tarifa es un léxico técnico utilizado de forma corriente en el sector eléctrico para designar el precio unitario en la comercialización de la electricidad; pero en el caso de ITAIPÚ en base a sus documentos (ITAIPÚ, 2003), representa el costo unitario del servicio de electricidad. Este valor por exclusiva dependencia de la prestación del servicio al costo, el sistema de fijación de la tarifa es muy particular y se denomina tarifación a costo del pasivo.

Los términos de: tarifa y costo unitario no están establecidos en el Tratado ni en sus anexos, los mismos son definidos en el Reglamento del Anexo “C” establecidos por el Consejo de Administración como el Costo Unitario del Servicio de Electricidad (CUSE).

El CUSE representa el valor nominal expresado en USD/kW_{mes} de potencia mensual contratada y resulta de la división del Costo del Servicio de Electricidad de un determinado año por la suma de las potencias contratadas mensuales. Con esto el CUSE resultaría de la siguiente relación ecuación 1:

$$CUSE = Tarifa = \frac{\text{Costo del Servicio de Electricidad}}{\sum \text{Potencia Contratada}}^{18} \quad (1)$$

¹⁸ El CUSE es el cociente entre el Costo del Servicio de Electricidad y la suma de las potencias contratadas mensualmente en un año.

1.5 Distribución de rentas de ITAIPÚ entre los países y las empresas socias

La distribución de rentas establecidas en el Tratado en su Anexo C, Capítulo III (ITAIPU, 1973), establece que el costo del servicio de electricidad estará compuesto de las partes anuales que corresponden a los montos necesarios para los pagos de: utilidades del capital, de las cargas financieras de los préstamos recibidos, de la amortización de los préstamos recibidos, de los royalties, del resarcimiento de las cargas de administración y supervisión, así como del monto necesario para cubrir los gastos de explotación y del monto del saldo de la cuenta de explotación del ejercicio anterior, esto se puede apreciar en la Tabla 1.

Tabla 1: Componentes del Costo del Servicio de Electricidad en ITAIPÚ¹⁹

Componentes del Costo del Servicio de Electricidad		Porcentaje
1	Utilidad de Capital	1,7%
2	Cargas Financieras de los préstamos	22,12%
3	Amortización de los préstamos	54,23%
4	Royalties	13,94%
5	Resarcimiento	1,07%
6	Gastos de explotación	12,03%
7	Saldo de la cuenta anterior	-5,05%
8	Cesión de Energía	

Nota: Por Nota Reversal de 1986 se definió que solamente el país que retira energía cedida por el otro país debe pagar la compensación por cesión de energía.

A continuación, se detallan brevemente los componentes y su forma de calcularlos.

Utilidades del Capital

Esto corresponde al pago de las utilidades del 12% sobre su participación de capital integrado, el cual fue constituido en partes iguales por ANDE y ELETROBRÁS de USD 100.000.000 (cien millones de dólares americanos). El monto de Utilidad deberá permanecer constante mediante el uso del Factor de

¹⁹ Los componentes del Costo del Servicio de Electricidad inicialmente fueron 8, siendo el monto de Compensación por Cesión de Energía excluido de la Tarifa, incorporado exclusivamente en la Tarifa que una de las Altas Partes deberá pagar por el consumo de la energía cedida del derecho de la otra Alta Parte, esto se estableció en la N.R. N° 4 de 1986. Los porcentajes presentados en la tabla 2 son fluctuantes en pequeña proporción cada año en función al Factor de Ajuste, estos valores son del ejercicio 2003 recuperado de (ITAIPÚ, 2003).

Ajuste (F.A.), el cual fue aplicado recién en la N.R. 10 del año 2000. Sin embargo, el F.A. anteriormente se empleaba solo a los otros componentes como Royalties, Resarcimiento y Compensación (señalados en la N.R. N° 3 del año 1986). El valor de la Utilidad en el 2016 fue de 46,7 millones de dólares, según se puede ver en (ITAIPÚ Binacional, 2016).

Cargas Financieras y Amortización

Los contratos de préstamos realizados para la construcción de la central establecieron el pago de cargas financieras y amortización, siendo una de las entidades financiadoras²⁰ la misma ELETROBRÁS en mayor proporción, este monto inicial fue de USD 1378,9 millones (monto en el 2003) establecido en el Contrato de Financiamiento N° ECF-1480/97, el cual es corregido con el Factor de Ajuste. Otros montos de la deuda según (ITAIPÚ, 2003) serían: i) ELETROBRÁS de USD 16,8 millones (utilizados para las dos unidades adicionales), ii) BNDES de USD 65,3 millones, y iii) Club de Paris y Bonos BRADY de USD 112,8 millones, esto totalizando un monto para el año 2003 de USD 1573,8 millones.

Royalties

Este componente del costo corresponde a los pagos a cada uno de los Estados en partes iguales, por el uso del potencial hidráulico del Rio Paraná, siendo este monto de 650 USD por cada GWh generado, el valor total no podrá ser inferior a 18.000 USD anuales distribuidos en igual a los Estados.

Resarcimiento

El componente de Resarcimiento es el monto necesario para el pago a la ANDE y ELETROBRÁS en partes iguales, en concepto de administración y supervisión relacionados a la ITAIPÚ, este valor sería de 200 USD/GWh generado, según lo establecido en las N.R. N°1 y 3 según se expresa en (ITAIPÚ, 2003, pág. 61).

²⁰ Este trabajo no analiza se enmarca en el estudio de las tasas financieras, para información de este tema recurrir al informe "Aprovechamiento de la Energía Hidroeléctrica del Paraguay para el desarrollo económico sustentable", disponible en <http://ccsi.columbia.edu>.

Gastos de Explotación

Este punto establece el monto necesario para cubrir los gastos de explotación, siendo incluidos los gastos directos de operación y mantenimiento, mantenimiento del medio ambiente, desarrollo regional, gastos del personal, seguros, servicios, reposición de materiales, entre otros como se comenta en (ITAIPÚ, 2003, pág. 62).

Desde mediados de los años 2000 se han reconocido gastos sociales (gastos relacionados con una visión estratégica de la entidad de aportar con el desarrollo local y de los países). No se encuentran en los datos contables de la entidad un ítem relacionado con estos gastos. Se asume que estos gastos fueron incorporados al ítem gastos de explotación.

Saldo del ejercicio anterior

El último componente del costo de servicio es el monto del saldo, pudiendo ser positivo o negativo, de la cuenta de explotación del ejercicio anterior.

1.6 Compensación por Cesión de energía (ITAIPÚ, 2003)

Con relación al tema de compensación por cesión de energía, el enfoque utilizado durante las negociaciones para ITAIPÚ fue la del “uso diferencial de la energía”, basado en que, aunque la asociación fuese jurídicamente paritaria entre las Altas Partes, el Brasil además de la mitad de la energía a la que tiene derecho, adquiriría también por prolongado tiempo, una gran parte de la energía que le fuere correspondido adquirir al Paraguay. Por tanto, se consideró que sería justo que se compensara al Paraguay.

No se debe confundir el concepto de compensación por cesión de energía con el concepto de tarifa o precio. **Paraguay no vende su energía por el valor de la compensación por cesión de energía**, como se publica corrientemente en la prensa local (ABCcolor, Brasil paga US\$ 8 por cada MWh que le cede Paraguay en Itaipú, señalan, 2009) (ABCcolor, Brasil pga apenas USD 100 millones , 2008). **La compensación por cesión de energía es un valor adicional a la tarifa; es parte de una ganancia o renta adicional** (adicional al costo del servicio, que ya incluye

otros ingresos: utilidades y resarcimientos para la ANDE y ELETROBRAS; y royalties para los Estados socios).

El mecanismo de compensación por cesión de energía podría considerarse, con ciertas restricciones (por no ser totalmente aplicable), en términos de opciones financieras como un “*Call Option*” (se trata en realidad de una opción “de derecho”, pero que de hecho pasa a ser una obligación puesto que 50% de toda la energía producida por ITAIPU corresponde a Paraguay) o una opción de compra por parte de Brasil de la energía que le correspondería al Paraguay²¹. En términos prácticos, Brasil paga un valor adicional a la tarifa de ITAIPU por la energía que retira de ITAIPU Binacional y que corresponde a Paraguay (50% de toda energía generada); y que no es consumida en este país.

El acuerdo sobre el pago de la compensación por cesión de energía ha sido bastante arduo en consagrar. Si el Brasil no se hubiese comprometido a contratar la potencia de ITAIPU que el Paraguay no estaba en condiciones de contratar (50% de la potencia total disponible para contratación, lo que representaría alrededor de 6000 MW), la ITAIPÚ no hubiera sido una empresa factible (ITAIPÚ, 2003). En otras palabras, para poder llevar adelante una empresa de tal magnitud era fundamental contar con un mercado seguro, y asumir ese compromiso de compra constituía una gran responsabilidad por parte de Brasil y, por tanto, debía ser considerado más que un beneficio un aporte, para la visión de Brasil (ITAIPÚ, 2003, pág. 154).

Conceptualmente debe quedar en claro que lo que una Alta Parte Contratante le ceda a la otra es el derecho de adquisición de la energía que por derecho le corresponde y que no es consumida por ella.

El monto correspondiente por la cesión de energía formaba parte de la tarifa según lo acordado en el Tratado, pero el mismo fue excluido de la tarifa conforme la N.R. N° 4 del año 1986 en la que se establece que:

²¹ Los países socios se comprometieron a contratar toda la potencia disponible (no la energía) según lo establecido en el Parágrafo Único del artículo XIII del Tratado de ITAIPÚ.

“el importe correspondiente a la compensación será incluido exclusivamente en la tarifa a ser pagada por la Parte que consume la energía cedida” (ITAIPU BINACIONAL, 2008, pág. 184).

La Alta Parte Contratante que recibe la energía correspondiente a la otra Alta Parte Contratante – en este caso Brasil, pagará el valor de la tarifa, más el monto de compensación por cesión de la energía. Con esto, el valor final de a ser pagado por Brasil sería mayor al valor pagado por Paraguay.

De esta forma, la ITAIPÚ actúa apenas como un agente de facturación y traspaso, ya que transfiere íntegramente los respectivos valores a la Alta Parte Contratante que cede la energía, en este caso Paraguay.

1.6.1 Valor de la Compensación por Cesión de Energía (ITAIPÚ, 2003, pág. 151)

El monto establecido en el Tratado para la compensación a una de las Altas Partes Contratantes, definido en el Anexo C es de 300 USD por GWh cedida a la otra Alta Parte Contratante (ITAIPU BINACIONAL, 2008, pág. 92).

En la Ecuación 2 se expresa la forma de cálculo de Compensación por Cesión en Dólares Estadounidenses por unidad de energía en GWh:

$$\text{Compensación por Cesión} = 300 \text{ USD/GWh} * FA * FM \quad (2)$$

Donde:

FA: Factor de Ajuste

FM: Factor de Multiplicación

El cálculo simplificado de la cantidad de energía paraguaya cedida al Brasil por medio de ANDE a ELETROBRAS se expresa en la ecuación 3 y se presenta gráficamente lo expuesto en la Figura 5:

$$\text{Energía Cedida} = \frac{\text{Suministro ANDE} + \text{Suministro ELETROBRAS}}{2} - \text{Suministro ANDE} \quad (3)$$

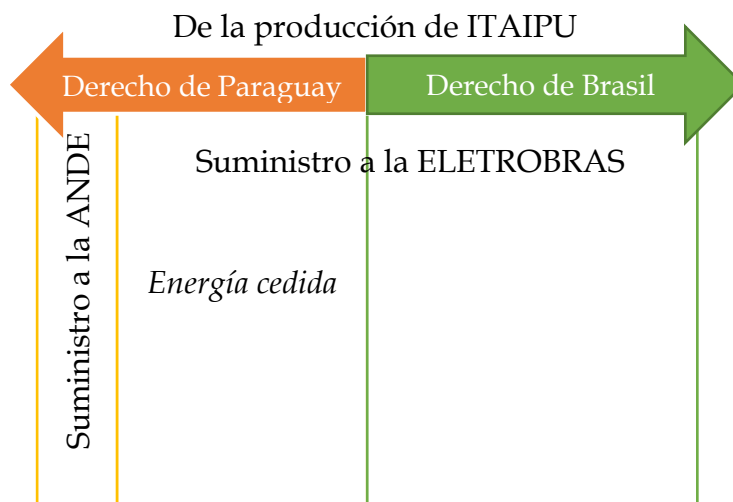


Figura 5: Representación del cálculo de energía paraguaya cedida al Brasil

Posteriormente, por medio de la Nota Reversal N° 3 del 28 de enero de 1986, en la cual se estableció un Factor Multiplicador (FM) creciente como se puede apreciar en la Tabla 2 :

Tabla 2: Evolución de Factor de Multiplicación

Año	Factor de Multiplicación
1985 y 1986	3,5
1987	3,58
1988	3,66
1989	3,74
1990	3,82
1991	3,90
1992 en adelante	4,00
2005	5,1

A partir del año 1992 se alcanzó un valor de 1200 USD por GWh cedido (el cual es ajustado cada año). De acuerdo con la misma Nota Reversal los valores reales de la cantidad de dólares de Estados Unidos de América deberán mantenerse constante mediante la aplicación del Factor de Ajuste (FA) referido al año 1986.

El Factor de Ajuste (FA) representa una forma de compensar los efectos de la inflación y mantener constante los montos definidos en Dólares Americanos en el Tratado y su Anexos C, el cual presenta la siguiente formulación en la ecuación 4.

$$\text{Factor de Ajuste} = 1 + 0,5 * V_{cp} + 0,5 * V_{IG} \quad (4)$$

Siendo las variables V_{cp} y V_{IG} los índices económicos de “*Consumer Prices*” e “*Industrial Goods*” respectivamente, estos valores son publicados en el Fondo Monetario Internacional y deben ser referidos al índice del año 1975 conforme se expresa en (ITAIPÚ, 2003, pág. 58).

Tuvieron que pasar unos 19 años de mantenerse esta condición para que el Paraguay consiguiera por medio de la Nota Reversal entre los Ministerios de Relaciones Exteriores del Paraguay y el Brasil del 8 de diciembre del 2005, la modificación de elevar el Factor de Multiplicación a 5,1 obteniendo un aumento del 27,5% con relación a valor del año anterior. En el Acuerdo Lula-Lugo del 2009 mencionado en la Introducción de este trabajo se logra triplicar este Factor de Multiplicación alcanzado un 15,3, con este nuevo valor el monto que recibe el Estado de Paraguay estaría cercano a los USD 360 millones recibidos anualmente (ABCcolor, 2014), este Acuerdo será presentado en el apartado 2.3 de este libro.

El presente trabajo se enmarca en plantear alternativas para el aumento de beneficio considerando el superávit en electricidad del Paraguay, lo cual es trazado en el objetivo general, por lo que a continuación se plantea las propuestas de superar las barreras establecidas en el Tratado de ITAIPÚ, sobre la disponibilidad de comercialización en condiciones de mercado, de su remanente de energía eléctrica. Por lo que plantea un análisis de los procesos de integración energética regional, considerando que los mismos podrían establecer mecanismos para la venta a terceros países u otra alternativa de maximizar remuneraciones de dichos remanentes.

2 LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL: ¿OPORTUNIDAD PARA LA COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA DE ITAIPÚ BINACIONAL?

Este apartado de la investigación se inserta en el marco de estudios de la integración energética regional, tomando como eje central de referencia al Paraguay, país como ya se mencionó anteriormente, con la mayor capacidad instalada en centrales hidroeléctricas binacionales - en la región y en el mundo - para uso de recursos hidroenergéticos compartidos con otros países. La importancia de los estudios en esta área se fundamenta en la potencialidad que posee este país para tornarse - conforme lo resaltan algunos especialistas como Sauer (Sauer, Proposta de integração produtiva em energia: recursos minerais para o desenvolvimento na América Latina. em Os desafios da américa latina no século XXI , 2015), en su propuesta de un centro de un mercado eléctrico regional en el Cono Sur de las Américas. Esta perspectiva coincide plenamente con el Objetivo Superior 4 de la Política Energética de Paraguay, conforme fue mencionado en la Introducción de esta disertación.

Se puede señalar que las interconexiones eléctricas en operación en América del Sur son exclusivamente iniciativas binacionales desarrollados en emprendimientos hidroeléctricos y/o líneas de transmisión. Entre las hidroeléctricas de referencia se pueden citar, a diferencia de las ya mencionadas anteriormente (ITAIPÚ y YACYRETA), la central hidroeléctrica binacional SALTO GRANDE, emprendimiento desarrollado por Argentina y Uruguay, con una capacidad de 1.890 MW en el Rio Uruguay (Sauer, Proposta de integração produtiva em energia: recursos minerais para o desenvolvimento na América Latina. em Os desafios da américa latina no século XXI , 2015). Por otro lado, se encuentran las siguientes líneas de interconexión: i) Argentina y Brasil, en Rincón S.M. - Garabí, con capacidad de 2200 MW; ii) Brasil y Uruguay en Pdte. Medici - Melo, con 500 MW de capacidad, entre otros (COSIPLAN, 2000). Se puede decir que, en el Cono Sur ya se cuenta con las instalaciones eléctricas mínimas necesarias para transportar la energía de las entidades binacionales a los mercados eléctricos entre los países socios. Con estos antecedentes, se analiza

cómo se trata el tema de integración eléctrica en las iniciativas de integración regional más relacionadas con el Cono Sur: MERCOSUR y UNASUR, a efectos de comprender de qué manera se ha tratado en la integración energética, en particular la integración eléctrica, y si han buscado resolver las barreras y técnicas regulatorias relacionadas con las transacciones internacionales de electricidad.

2.1 Mercado Común del Sur (MERCOSUR)

Esta iniciativa se constituye el 26 de marzo de 1991 mediante el Tratado de Asunción; y está integrado por Argentina, Brasil, Uruguay, Paraguay y Venezuela (Ayala, Gíron, & Rodríguez, 2007).

El parco avance que tuvo el MERCOSUR con relación a la integración eléctrica quedó expresado en la Decisión CMC N°10/98, relativa a los intercambios eléctricos e integración eléctrica, el cual fue firmado el 23 de julio de 1998. Este documento expresa criterios generales para el intercambio de energía eléctrica, la complementariedad de recursos energéticos y la colocación de excedentes de energía (MERCOSUR, 1998). **Sin embargo, esta intención nunca fue internalizada como normativa en ninguno de los países. Tampoco se resolvió la restricción de venta de energía de entidades binacionales a terceros países, por lo que no representa una solución al tema planteado en este trabajo.**

2.2 Unión de Naciones Suramericanas (UNASUR)

En el 2007 durante la Cumbre Energética Suramericana que se llevó a cabo en Venezuela, los Jefes de Estado crearon la Unión de Naciones Suramericanas (UNASUR) como resultado de un proceso de integración suramericana iniciada en la Cumbre de Brasilia año 2000 (UNASUR, 2011).

Los países Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Chile, Ecuador, Guyana, Paraguay, Perú, Surinam, Uruguay y Venezuela, firmaron el Tratado para constituir la UNASUR. Uno de sus objetivos específicos es la integración energética para el aprovechamiento integral, sostenible y solidario de los recursos de la región. Para orientar las acciones cuenta con el Consejo Energético Sudamericano (CES) como se publica en (UNASUR, 2011).

Si bien se han realizado diversas reuniones de este CES, el avance ha sido muy limitado. Se cuenta hasta este momento con lineamientos de integración energética suramericana y una estructura del Tratado Energético Suramericano, pero los mismos no plantean específicamente criterios o alternativas de modo a superar las barreras de comercialización establecidas en los Tratados Bilaterales. En varias partes de la estructura del Tratado Suramericano se resalta la necesidad de respetar los acuerdos bilaterales ya firmados como se especifica en el punto 13 “Propiciar el mantenimiento de los acuerdos bilaterales o regionales y subregional existentes, así como la negociación de futuros acuerdos”, recuperado de (UNASUR, 2012, pág. 20).

Por consiguiente, se concluye que UNASUR tampoco ha conseguido avanzar en el establecimiento de un mercado regional de energía y por tanto no constituye una solución al tema planteado en este trabajo.

Si bien ninguna de las intenciones de Integración Regional plantea una solución de forma a superar las barreras de libertad de comercialización de energía establecidas en los Tratados, existe la posibilidad que plantea el Acuerdo Lula-Lugo, el cual se detalla a continuación.

2.3 Acuerdo Lula-Lugo entre Brasil y Paraguay

El 25 de julio del año 2009, el Pdte. de Brasil el Sr. Luiz Inácio Lula Da Silva y el Pdte. del Paraguay el Sr. Fernando Armando Lugo Méndez, se reúnen en Paraguay donde proponen como tema central el de superar gradualmente las asimetrías entre los dos países, el cual consideran que es un contexto difícil, considerando la crisis económica financiera internacional y la enorme deuda social que afecta a ambos pueblos.

En dicha reunión los mandatarios conscientes de que la colaboración debe traer beneficios mutuos y responsabilidad compartida coinciden en llegar a una cooperación bilateral. En este contexto, los mandatarios manifiestan un documento denominado “Declaración conjunta de los señores presidentes de la

República Federativa de Brasil y de la República de Paraguay”, estableciendo treinta y un puntos de interés bilateral.

Este trabajo tiene principal interés en los siguientes puntos (Acuerdo Lula - Lugo, 2009):

- *Punto 5: Celebran los avances en las negociaciones con relación a los 6 puntos de la agenda propuesta por Paraguay sobre la ITAIPÚ, los cuales fueron debatidos en las mesas de negociación de los representantes de ambos países. Posteriormente con registran con satisfacciones el acuerdo alcanzado para someter a la aprobación de los congresos los nuevos valores a ser recibidos por el Paraguay a título de cesión de energía sobre la base de un factor de multiplicación de 15.3 (quince enteros y tres decimos).*
- *Punto 6: Reconocen la conveniencia de que la ANDE pueda gradualmente, en la brevedad posible, comercializar en el mercado brasileño, energía correspondiente a los derechos de adquisición de Paraguay. Con este propósito, acuerdan que las dos partes intercambiaran en los próximos 60 días, propuestas específicas para la discusión de un grupo de trabajo constituido por los representantes de los respectivos Ministerios de Energía, de los Directores Generales de ITAIPÚ, de los representantes de ELETROBRÁS y de ANDE, y de las Cancillerías. Los resultados de estas discusiones serán informados a los presidentes en un plazo máximo de tres meses, a partir de la fecha de esta declaración. El Pdte. Lugo reitera su reivindicación de que el Paraguay pueda estar habilitado, de la misma forma, a disponer gradualmente de la energía de ITAIPÚ para ofrecer a terceros mercados con derecho de preferencia a Brasil. Considerando el nuevo cuadro de cooperación entre los países, el Pdte. Lula resalta que el Brasil y el Paraguay deben trabajar juntos en la búsqueda de una efectiva integración energética regional que contemple, inclusive, la posibilidad de que el Paraguay y el Brasil puedan comercializar energía de ITAIPÚ en terceros mercados a partir del 2023, contribuyendo para el desarrollo sustentable y una mayor seguridad energética para los países sudamericanos. En este sentido, consideran recomendar una propuesta a sus respectivos Congresos Nacionales.*
- *El punto 8: Determinan que el grupo de trabajo constituido en términos de parágrafo seis también examinen las condiciones en que la ANDE pueda comercializar en el*

mercado brasileño energía de las hidroeléctricas ACARAY y futuramente también de la represa YGUAZÚ cuando estuviere maquinizada, o bien considerando excedentes disponibles de otras fuentes de generación de Paraguay.

- *Instruyeron al Directorio Ejecutivo y al Consejo de Administración de Itaipú Binacional que, en consulta con ANDE y la ELETROBRAS, determinen las providencias necesarias para que se ejecuten las obras del seccionamiento de las líneas de transmisión de 500 kV de la subestación margen derecha. Acordaron la construcción por Itaipú de la LT 500kV entre la SE Itaipu-MD y la SE Villa Hayes, así como ésta, las cuales serán transferidas sin costo al Paraguay²².*

Se puede decir que el Acuerdo Lula-Lugo, plantea la posibilidad de comercializar los sobrantes o remanentes de electricidad de Paraguay, en el mercado brasileño en condiciones de mercado, pudiendo negociar con el fin de aumentar sus beneficios por su superávit de electricidad; por lo que a continuación se realiza un estudio de los posibles mecanismos de venta en el modelo de mercado brasileño, considerando su estructura y regulación.

²² En la Decisión N° 07/10 del FOCEM se anuncia que el Brasil realizará contribuciones voluntarias de USD 300 millones hasta el 2012, autorizando la aplicación integral de estas contribuciones a proyecto de implementación del Sistema de 500kV en el Paraguay.

3 MERCADO ELÉCTRICO BRASILEÑO: ALTERNATIVAS PARA COMERCIALIZAR ENERGÍA DE PARAGUAY

La regulación del mercado eléctrico en Brasil está diseñada de modo a que la expansión de la generación sea impulsada por la demanda de las empresas concesionarias de distribución y los grandes consumidores. Este modelo institucional buscó corregir las falencias de la primera reforma sectorial (realizada a mediados de la década de 1990, sobre la cual se puede revisar la obra de Sauer (Sauer, 2002) el cual no fue adoptado, igualmente se puede revisar el estudio de Menezes (Menezes, 2003). Esta segunda reforma se estableció mediante la Ley Federal 10.848/2004. En este instrumento legal, entre otros temas, se determinó la creación de dos ambientes de comercialización de energía eléctrica: el Ambiente de Contratación Regulada (ACR); y el Ambiente de Contratación Libre (ACL). De manera paralela (o complementaria) a estos ambientes de contratos se desarrolla el Mercado de Corto Plazo (MCP), siendo la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) la encargada de realizar las operaciones de ajustes por los saldos de contratos (liquidación de saldos de contratos), basado en el Precio de Liquidación de Diferencias (PLD). En el mercado de corto plazo se realizan la liquidación de diferencias de las transacciones de compraventa de los ambientes de contratación mencionadas, esta situación es debido a la dificultad de prever el 100% de la demanda, lo cual constituiría el mercado de corto plazo de la energía eléctrica.

El Ambiente Regulado es desarrollado con el objeto de contratar la electricidad necesaria para garantizar el cumplimiento de la demanda de electricidad de los clientes cautivos, que reciben el suministro de energía de las distribuidoras. El proceso de contrato de electricidad por parte de las distribuidoras y las centrales de generación se desarrolla por medio de subastas; mecanismo que promueve la competencia entre los agentes de generación, atendiendo a los requisitos de seguridad de suministro y de la “modicidad” tarifaria (tarifa que protege principalmente los intereses del consumidor). Es

decir, la energía contratada resulta en la adquisición del agente con el precio más bajo. A continuación, se detallan los tipos de subastas en el ACR:

- i) *Subasta A-5 - Energía Nueva: la compra de energía eléctrica es a partir de nuevos proyectos de generación, llevado a cabo con 5 años antes del inicio de la oferta, esto es creado para hacer viables proyectos de larga maduración, como las plantas hidroeléctricas.*
- ii) *Subasta A-3 - Energía Nueva: donde la contratación de energía eléctrica es a partir de nuevos proyectos de generación, llevado a cabo con 3 años antes del inicio de la oferta. Creado para hacer viables proyectos de media madurez, como las plantas termoeléctricas.*
- iii) *Subasta A-1 - Energía vieja: en esta subasta la contratación de energía eléctrica se desarrolla a partir de instalaciones de generación existentes, realizado con 1 año antes del inicio de la oferta. Creado para complementar la demanda de los distribuidores en situaciones ocasionales o imprevistas, con una duración usual de 8 años. Es en este tipo de subasta es donde podría ser negociada el superávit de Paraguay con proyecciones a largo plazo.*
- iv) *Subasta de Ajuste: la cual tiene como objetivo complementar la carga de energía necesaria para atender el mercado consumidor de los agentes de distribución, hasta el límite de 1% del mercado de cada distribuidora. En este mecanismo podría ser vendida la energía asociada a la potencia excedente de ITAIPÚ correspondiente al Paraguay.*
- v) *Subasta de Proyectos Estructuradores: donde la compra de energía proveniente de proyectos de generación de carácter estratégico y de interés público, que aseguran la optimización del binomio entre la modicidad tarifaria y confiabilidad del Sistema Eléctrico, así como garantizan el atendimento a la demanda nacional de electricidad, teniendo en cuenta la planificación a largo, mediano y corto plazos.*
- vi) *Subasta de Fuentes Alternativas (LFA): la cual tiene como objetivo incentivar la diversificación de la matriz energética, introduciendo fuentes renovables como las energías eólicas, solar y de la biomasa.*
- vii) *Subasta de Energía de Reserva (LER): donde se tiene como objetivo elevar el nivel de seguridad del suministro de energía eléctrica al SIN, a partir de plantas*

especialmente contratadas para este propósito. (Ministerio de Minas e Energia MME - Brasil, 2015)

En el Ambiente de Contratación Libre (ACL), al contrario de ACR, los generadores, consumidores libres, auto-productores, y comercializadores de energía eléctrica establecen entre ellos los contratos de forma bilateral, asentando las cláusulas de compra y venta, con precios y cantidades libremente negociadas, según las normas y procedimientos de comercialización especificados por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL)²³ de Brasil (CIER, 2013).

El Mercado de Corto Plazo es operado y saldado con el Precio de Liquidación de Diferencia PLD, el cual es utilizado para valorar las transacciones de energía resultantes de los saldos entre las cantidades contratadas y las realmente generadas y consumidas.

El PLD se obtiene a partir de la aplicación de los modelos de optimización de operación y predespacho para el Sistema Interligado Nacional de Brasil (SIN) utilizados por el Organismo Nacional de Servicio de Eléctrico (ONS). Los modelos de optimización usados son: i) el NEWAVE, el cual se utiliza para simulaciones a largo plazo, con un horizonte de 5 años y con pasos mensuales, y ii) el DECOMP, con un horizonte de corto plazo de 12 meses. Estos modelos plantean soluciones óptimas de empleo de los embalses de las hidroeléctricas, arbitrando entre el beneficio presente por el uso del agua y el beneficio futuro esperado por almacenar agua, reduciendo los costos esperados de operación por el uso de combustibles y los costos por falla e interrupción del suministro (CIER, 2013).

En el capítulo siguiente se detallarán las metodologías y herramientas aplicadas para lograr los objetivos propuestos en este trabajo.

²³ Para tener acceso a la normativa de la ANEEL puede ser consultado www.aneel.gov.br

4 ¿ES NUEVA LA IDEA DE VENDER ENERGIA PARAGUAYA EN EL MERCADO ELECTRICO BRASILERO?

De manera general, la propuesta de comercializar energía paraguaya en el Brasil se fundamenta en ideas planteadas hace varios años por diversos profesionales nacionales, se puede resaltar algunas publicaciones tales como:

- *“Venta de energía sobrante en Brasil generará unos USD 700 millones más”* (ANDE, 2010), donde el Ing. Ricardo Canese estima la posibilidad de ingresos adicionales para el país, pero que el mercado brasilero presenta complejidad y precios variables la misma puede variar alrededor de 80 USD/MWh, pero pudiendo alcanzar en periodo de poca oferta hasta unos 500 USD/MWh.
- *“Vender energía de ITAIPÚ en Brasil es complicado”* (ABCcolor, 2015) el Ing. Samaniego comenta que sería válida la opción de crear una comercializadora, y resalta que desde el año 2009 existe un proyecto de ley en el parlamento para crear una empresa comercializadora de propiedad del Estado con la finalidad de venta de remanentes a otros mercados, la cual también demandaría la formación de profesionales que conozcan el tema en regulación y modalidades tanto en Brasil como Argentina y otros.
- *“Tarifa de energía para industrias en el Paraguay es la segunda más baja del mundo”* (ULTIMAHORA, 2014), en el cual el Ing. López Flores explica que en el Brasil no existe un costo mayorista porque existe una multiplicidad de precios según la modalidad de contratación en el mercado eléctrico.
- *“Audiencia Pública: La calidad de las inversiones, caso Rio Tinto Alcán”*, ver (Audiencia-Pública, 2011), en el cual la Ing. Mercedes Canese afirma que ya se cuenta con el compromiso del Brasil de comprar la energía paraguaya en condiciones de mercado gracias al Acuerdo del 2009. Resalta que el costo oportunidad de la energía eléctrica del Paraguay sería muy superior a 59,7²⁴ USD por MWh.

²⁴ Se aclara que los componentes analizados para el Costo Oportunidad de 59,7 USD/MWh se consideraron: i) costo de la energía garantizada de 43,8 USD/MWh, ii) compensación por cesión de energía de 8,4 USD/MWh, iii) gasto de transmisión y costo de expansión de 7,5 USD/MWh.

- *“ITAIPÚ Binacional, 40 años”* (Benitez Ayala, 2014), texto en el cual afirma el Ing. Benítez que la energía retirada por el Brasil al ser valorizada con el PLD medio anual resultaría en una aproximación de cuánto realmente vale la energía de ITAIPU en su proceso de comercialización y liquidación monetaria en el mercado brasileiro.
- *“ITAIPÚ: Una reflexión ético-política sobre el poder”* (Balmelli, 201, pág. 210), en este libro el Dr. Balmelli propone el establecimiento de una comercializadora con el fin de vender la energía paraguaya que no se utiliza en su consumo propio en el mercado eléctrico brasileiro.

Estas publicaciones son muy importantes para la reflexión de la importancia de la oportunidad, podría decirse casi única, con la que cuenta el Paraguay con su superávit de electricidad.

El aporte del presente trabajo es el de avanzar más allá de la reflexión, por lo que se propone (según sus objetivos) contribuir con el análisis de mejores opciones de venta de energía paraguaya de la ITAIPU, por lo que recurre a modelos y herramientas metodológicas de modo a vislumbrar de manera cualitativa en la factibilidad legal/institucional y de manera cuantitativa la factibilidad financiera, de las alternativas de comercialización en el mercado brasileño.

II. METODOLOGÍA

A partir de la revisión de la literatura y en consecuencia con los objetivos establecidos en este trabajo se procedió a ejecutar un procedimiento de análisis conforme se visualiza en la Figura 6 (en secuencia con los objetivos específicos), cuyos pasos se describirán a continuación.

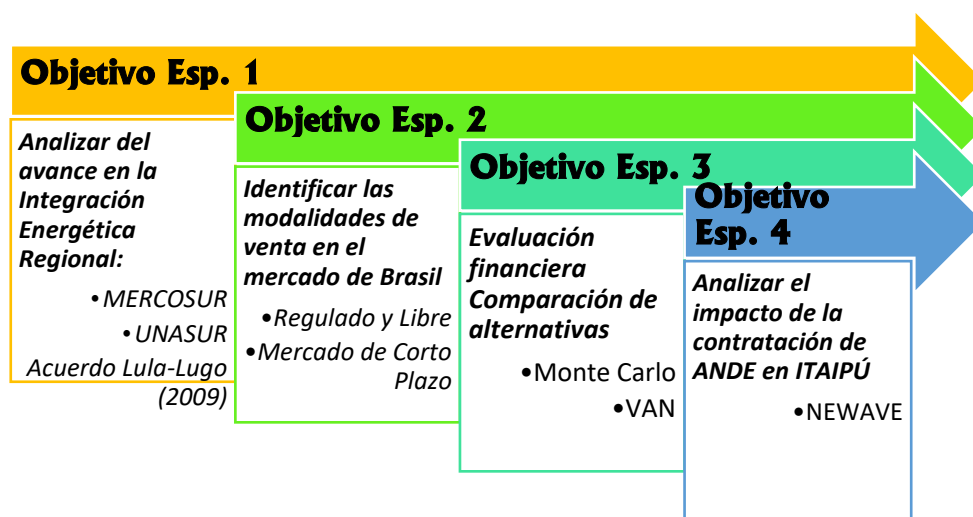


Figura 6: Proceso de desarrollo del presente trabajo

- Con relación al objetivo específico 1, se realizó la revisión bibliográfica de los avances en el marco de la integración energética regional más vinculada con la realidad de Paraguay. El propósito fue la identificación de un instrumento jurídico que permitiese o que al menos indicase, la posibilidad de comercializar energía paraguaya de las entidades binacionales en condiciones diferentes a las planteadas en los tratados bilaterales de ITAIPU y YACYRETA.
- Con relación al Objetivo 2, con el cual se propone identificar las modalidades de venta en el mercado brasilero, se encontraron las siguientes posibilidades: En el Ambiente de Contratación Regulada ACR, Ambiente de Contratación Libre ACL y el Mercado de Corto Plazo.

Este apartado del trabajo se enfoca en la presentación de las metodologías y herramientas a ser utilizadas con el fin de lograr el objetivo principal de la investigación, fundamentado en el Marco Teórico (ver sección I), en el cual se refuerza la hipótesis de que el Paraguay cuenta con un superávit de energía, y esta situación se mantendría por un periodo prolongado de tiempo, el cual debería de ser aprovechado. En este sentido, este trabajo pretende contribuir a la reflexión académica sobre la viabilidad y los beneficios que se obtendrían en el caso de comercializar la energía en condiciones diferentes a las actuales.

Partiendo de la posibilidad de comercialización instaurada con el Acuerdo Lula-Lugo, y mediante la revisión de la literatura, se pudo identificar la existencia de modalidades de venta en el mercado eléctrico brasilero (presentadas en el apartado 3), alcanzando así el objetivo específico 2. Así, se identificó que una modalidad inicial de venta de energía eléctrica en el Brasil sería la del mercado a corto plazo con precios de PLD, por lo que esta investigación se centra en alternativas de venta en esta modalidad, considerando los siguientes casos de estudios:

- i) La venta de energía paraguaya asociada a la potencia excedente en ITAIPÚ (explicada en el apartado 1.3), considerando que es una

energía no asegurada, pero con una ocurrencia significativa en los históricos de generación; y

- ii) La venta de energía remanente o sobrante asociada a la potencia contratada de ANDE, en caso de incrementar los niveles actuales de contratación. Ese remanente de energía podría ser aprovechado para comercializar en Brasil.

Estos dos casos de estudio serán evaluados y comparados de acuerdo con indicadores de rentabilidad financiera. En ambos casos de estudio se tienen variables cuyas proyecciones a futuro presentan incertidumbres, razón por la cual se usarán métodos matemáticos para el tratamiento de esas variables. Se trata de las siguientes variables: i) proyección de niveles de potencia excedente de ITAIPU hasta el año 2017; y ii) la demanda del mercado interno de electricidad de Paraguay.

Los métodos por utilizar para el tratamiento de estas variables son los siguientes:

- ***El método Monte Carlo:*** inicialmente la proyección de la demanda eléctrica de ANDE (ver Figura 3) no identifica precisamente el periodo cuando el Paraguay esté utilizando la totalidad de su capacidad instalada en generación, por lo que es inevitable hacerse la pregunta ¿hasta cuándo el Paraguay contaría con este superávit de electricidad? Esta interrogante exhorta a realizar una proyección de la demanda, y es aquí donde se aplica el método Monte Carlo. A diferencia de los demás métodos tradicionales de proyección lineal, con este método se pueden incluir incertidumbres a la evolución de la demanda eléctrica, tratándola como un proceso estocástico. Este método también será utilizado para la proyección de potencia excedente de la ITAIPÚ para el año 2017.
- ***Análisis Financiero:*** este análisis nace de la necesidad de comparación de casos de venta de energía establecidos en el objetivo específico N.º 3. Se fundamentaría en el uso de indicadores económicos ampliamente utilizados

en la literatura en lo referente a proyectos de inversión, como el Valor Presente Neto (*VPN*), para lo cual sería necesario analizar: la energía disponible para la venta y los precios de mercado. Con ello se podrá estimar el ingreso y egreso presentando los resultados en un formato de flujo de caja.

Posteriormente a la estimación de ingreso y egreso por venta de energía paraguaya, se propone analizar el valor de la energía paraguaya en el mercado brasileño. Es decir, se estimaría en cuánto valora el mercado brasileño la energía paraguaya en el caso de que no pueda contar con esta energía en las condiciones actuales de contratación. Cabe recordar que ELETROBRÁS retira esa energía pagando la tarifa correspondiente (a la ITAIPÚ) más el valor de compensación por cesión (que recibe la ITAIPÚ y luego transfiere en su totalidad al Estado paraguayo). Este impacto se estudia con la herramienta *NEWAVE* que es utilizada por la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) y el Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS), y con esto se estaría cumpliendo con el Objetivo específico N.º 4 del presente trabajo.

Este análisis podría ser considerado un indicador referencial de cuánto Brasil estaría dispuesto a pagar por la energía. Un extremo sería, obviamente, el costo de energía no suministrada o "*Custo do Déficit*" por valor de 4.650 R\$/MWh para el año 2017 según (ANEEL, 2017).

El aprendizaje de la herramienta *NEWAVE*, en su versión disponible para la academia fue posible gracias a la estadía en el Instituto de Energía y Ambiente (IEE) de la Universidad de Sao Paulo – Brasil²⁵, donde se analizó el modelo de pre-despacho de la energía eléctrica en el mercado brasileño. El *NEWAVE* es utilizado para las proyecciones a largo plazo de los Costos Marginales de Operación (CMO), aplicando modelos de optimización en el

²⁵ La estancia de trabajo fue gracias al Convenio de cooperación firmado entre la Facultad Politécnica UNA y el Instituto de Energía y Ambiente IEE el 23 de enero del 2017. El financiamiento del mismo fue gracias al Proyecto 14-INV-283 "Uso de recursos hidroenergéticos compartidos del Paraguay: lecciones aprendidas de las negociaciones internacionales y del tratamiento de los aspectos financieros en los proyectos binacionales" emprendimiento en conjunto de la FP-UNA y el CONACYT.

despacho considerando el valor del agua en los embalses de las hidroeléctricas. Asimismo, se propone el uso de la herramienta de “p-valores” con la finalidad de demostrar que las alteraciones planteadas guardan una relación con los valores arrojados por el modelo para un caso base propuesto.

5 RESEÑA SOBRE LAS HERRAMIENTAS Y MODELOS UTILIZADOS

Como se mencionó anteriormente el Paraguay cuenta con un superávit de electricidad, que podría ser comercializado en el mercado eléctrico brasileño, conforme fue explicado en los apartados anteriores. En el presente trabajo se busca analizar y comparar opciones de comercialización por lo que se plantean los casos de estudios definidos anteriormente.

A continuación, se detallan las herramientas y métodos utilizados para cumplir con los objetivos planteados del trabajo.

5.1 Análisis con un método de Simulación bajo incertidumbre

De forma a estimar la viabilidad o la rentabilidad de cualquier tipo de proyecto de inversión cuyos resultados dependen del comportamiento de variables vacilantes o incertidumbre en el tiempo surge la necesidad de anticipar los posibles rangos o valores de estas variables mediante herramientas que traten de manera adecuada la incertidumbre.

La caracterización de la incertidumbre se puede incorporar con la aplicación de procedimientos analíticos o técnicas de simulación estocásticas. El método Monte Carlo provee soluciones aproximadas a una variedad de problemas matemáticos realizando experimentos de muestreo estadístico mediante la simulación de variables aleatorias en una computadora.

Tomando como base el enfoque de Procesos Estocásticos (P.e.) se pueden modelar sistemas que evolucionan a lo largo del tiempo o del espacio, sin la rigidez de resultados sometidos a principios determinísticos. Para modelar procesos estocásticos en problemas financieros es ampliamente utilizado el Modelo Geométrico Browniano por su facilidad de aplicación.

Se opta por utilizar el Movimiento Browniano con *drift* ya que la literatura sugiere su aplicación en el uso de tasas de crecimiento de productos, y en este caso particular sería la de potencia eléctrica excedente de la central ITAIPU.

A continuación, se muestra la ecuación 5, (Blanco, 2015) de Movimiento Browniano con *drift* (P.e. Tasa de crecimientos anuales):

$$x_t = x_{t-1} + \alpha dt + \sigma dz \quad (5)$$

Donde:

x_{t-1} : Valor anterior de la serie a proyectar

α : *drift* o tendencia

σ : varianza del histórico a proyectar.

5.2 Concepto de análisis financiero: Valor Presente Neto (Blanco, 2010)

Un método tradicional estándar para la consideración del valor temporal del dinero a la hora de evaluar o elegir entre los diferentes proyectos de inversión disponibles a largo plazo es el Valor Presente Neto (VPN), también llamado de Valor Actual Neto (VAN).

Este método está basado sobre la hipótesis de que el dinero no tiene el mismo valor con el paso del tiempo. El cálculo del VPN permite calcular el valor en el tiempo presente de una serie temporal de flujos de efectivo futuros descontados mediante una tasa de actualización que puede representar el costo de oportunidad. Si el VPN calculado es positivo, significa que la inversión genera valor, es decir, es rentable y se recomienda la inversión.

Según Coronel en (Coronel, 2017) para determinar la rentabilidad de un proyecto de inversión por el método del *VPN*, se debe aplicar una tasa de descuento (ρ) a las utilidades (U) de cada año (N), siendo esta utilidad todos los valores de ingreso y egreso monetario ejecutados y a este valor se le descuenta el monto de la inversión inicial I_{inv} , como se plantea en la ecuación 6:

$$VPN(B) = \sum_1^N \frac{U_N}{(1 + \rho)^N} - I_{inv} \quad (6)$$

Para este caso de estudios el ingreso resultaría por la venta de energía paraguaya en el mercado brasileño, y el egreso el costo de esta energía y algunos

valores fiscales que deberían ser considerados para estimar la viabilidad de esta hipótesis.

5.3 Modelo de simulación NEWAVE

El Brasil cuenta con un sistema de generación basado predominantemente en hidroelectricidad. Esto conlleva a una compleja gestión del despacho, considerando las entradas de centrales térmicas de gran porte en ciertos niveles de carga.

La particularidad de los sistemas hidroeléctricos es que la energía eléctrica es generada en aprovechamientos en cascadas, lo que aumenta la complejidad de su manejo.

Por otro lado, cada sistema tiene características distintas en función de diferencias de afluentes de sus ríos, tipo de represa construida, embalse, sistema de afluentes, entre otros aspectos.

El sector eléctrico brasileño recurre a los modelos matemáticos de modo a aproximarse a la realidad. El principal objetivo es el de plantear estrategias de despacho hidrotérmico de generación de energía, minimizando los costos de operación, sin comprometer la seguridad de suministro de energía. Los costos que se pretenden minimizar son los gastos incurridos en el accionamiento de centrales térmicas a combustibles fósiles y Biomasa, ya que los mismos representan altos costos de generación.

5.3.1 Modelo de simulación con NEWAVE (CEPEL, 2013)

El modelo de simulación para el pre-despacho utilizado en el Brasil es el NEWAVE, que es aplicado para la predicción de Costos Marginales de Operación (CMO), entre otros valores de salida del simulador. En el presente trabajo se utilizó el simulador NEWAVE en su versión 19, como base principal para la proyección de Costos Marginales de Operación (CMO) y la estimación de Precio de Liquidación de Diferencias (PLD). Para el correcto entendimiento de los resultados es necesario entender el funcionamiento del modelo.

El modelo NEWAVE desarrollado por el *Centro de Pesquisas de Energia Elétrica* (CEPEL) es un programa computacional utilizado con el objetivo del

planeamiento de la operación y expansión del sector eléctrico brasileño. El modelo es utilizado por el Operador Nacional de Sistema (ONS) para la determinación de los despachos de centrales térmicas e hidráulicas para el suministro a la demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN-Brasil), y del mismo modo es utilizado por la Cámara Comercializadora de Energía Eléctrica (CCEE) para la formación de Precios de Liquidación de Diferencias (PLD). La Empresa de Pesquisa Energética (EPE) utiliza los resultados del modelo para las proyecciones de expansión del sector, a través de las subastas.

El planeamiento de la operación de sistemas con predominancia hidráulica cuenta con algunas características complejas como se puede apreciar a continuación:

- Incertidumbre en las hidrologías las cuales varían estacional y regionalmente.
- Complejidad del modelo para representar las características de acoplamiento hidráulico temporal, siendo que la toma de decisión de un determinado estado incide en la decisión de los estados futuros, en especial, a la generación de una central puede influenciar en el comportamiento de otra.
- Los sistemas de gran porte representados por múltiples reservorios deben contar con una optimización multi-periodo.
- Las funciones de producción de las hidroeléctricas y sus costos de operación de las centrales térmicas no son una función lineal.
- Otros usos para el agua como navegación, inundación e irrigaciones deben ser consideradas en los modelos.

Los sistemas son representados de manera agregada en forma de reservorios equivalentes para reducir el esfuerzo computacional. Para cada sub-mercado se agregan los reservorios de cada hidroeléctrica en un reservorio equivalente de energía, obteniéndose así la capacidad equivalente de este reservorio y las afluencias son agregadas en Energía Afluyente (ENA) (CCEE & ONS, 2016). La energía almacenada es la energía que el sistema podría generar con la depleción de los reservorios operados en paralelo (no considerándose las afluencias adicionales).

El modelo NEWAVE consideraba hasta diciembre del 2015 cuatro sub-mercados con sus respectivos cuatro Reservorios Equivalentes de Energía (REE's): Sureste/Centro-Oeste, Sur, Nordeste y Norte. A partir de enero de 2016²⁶, el número de REE's aumento a nueve, siendo dos en la región Norte, cinco en la región Sureste/Centro Oeste, y siguiendo apenas con una en la Sur y otra en el Nordeste.

El horizonte del modelo es de 5 años diferenciados mensualmente y el objetivo es la construcción de políticas operativas con metas de generación térmica e hidráulica para cada sub-mercado por meses.

5.3.2 Optimización del modelo NEWAVE

El modelo de simulación NEWAVE utiliza ecuaciones de optimización para cada periodo y cada escenario de afluencias hídricas, las cuales tienen como objetivo minimizar la suma de costos inmediatos y los costos futuros. El costo inmediato representa el costo de generación térmica y los eventuales cortes de suministro. El costo futuro representa el valor esperado de la operación en función de las afluencias hídricas pasadas y embalses finales.

Como ejemplo del costo inmediato o costo de corto plazo, se puede considerar un determinado mes asumiendo que los niveles de embalse son los mínimos para el suministro a la demanda o que los reservorios se encuentran vacíos. Esto, en ese mes sería un costo inmediato nulo. Por otro lado, atendándose a la demanda con centrales térmicas el costo inmediato sería alto. El costo inmediato depende del nivel de los reservorios a cada fin de mes. Del ejemplo mencionado anteriormente, el mes siguiente se inicia con reservorios vacíos, por lo que resultaría necesaria la participación de centrales térmicas para el atendimento a la demanda con lo que el costo futuro se tornaría, en principio, más elevado. En el segundo caso planteado, con un nivel de reservorio lleno para el mes siguiente el costo futuro sería menor, porque sería menor la participación de térmicas para el atendimento de la demanda.

²⁶ Las versiones del NEWAVE posteriores a la 19 (la cual es la utilizada en el presente trabajo) son las que consideran 9 embalses o reservorios equivalentes.

La decisión óptima se resume en la toma de decisiones en el presente para que el nivel de los reservorios al final de cada mes cuente con un volumen que resulte en el menor costo total. El despacho óptimo es cuando el costo inmediato es igual al costo futuro.

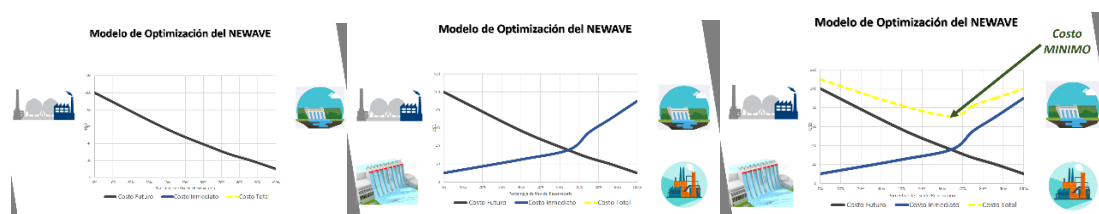


Figura 7: Representación gráfica del Costo de Operación Total

La curva de Costos Futuros es conocida como función de Costo Futuro (FCF) y la inclinación de esta curva indica cómo varía el costo futuro en relación con el uso del volumen del reservatorio. La derivada de la FCF es el valor del agua. La derivada del costo inmediato es el costo de generación de las centrales térmicas y del déficit.

El costo inmediato es representado por los gastos de compra de combustibles que son de fácil estimación. Sin embargo, el costo futuro depende de la afluencia hídrica de las centrales hidroeléctricas, las cuales cuenta con un alto grado de incertidumbre.

El NEWAVE considera las series históricas de caudales que se constituyen en la base del modelo de creación de series sintéticas de Energía Afluente (ENA). Las afluencias son representadas de forma estocástica, una vez que no se conocen los valores para sus proyecciones a futuro. La incertidumbre es representada por el árbol de escenarios donde cada camino del árbol es denominado escenario hidrológico y en cada uno una posible relación de afluencias. Las realizaciones siguen en un proceso estocástico con propiedades estadísticas del histórico conservadas en la construcción del árbol.

El modelo estadístico que se ajusta a un comportamiento de las afluencias es el Auto-regresivo Periódico de orden P (PAR p). Así, el valor obtenido para la variable aleatoria determinado para un período y determinado en función de “p” periodos anteriores. A continuación, se muestra la ecuación

que gobierna el NEWAVE para el cálculo de la función de costo futuro (Rodrigues, 2016) (Macieira, Costa, & Marcato, 1999):

$$\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m}\right) = \phi_1^m \left(\frac{Z_{t-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}}\right) + \dots + \phi_p^m \left(\frac{Z_{t-p_m} - \mu_{m-p_m}}{\sigma_{m-p_m}}\right) + a_t \quad (7)$$

$$\text{o, breve } \Phi^m(B) \left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m}\right) = a_t \quad (8)$$

Donde:

- m es el índice del período estacional, meses del año;
- Z_t es la serie estacional, o el proceso estocástico;
- ϕ^m es el i -ésimo coeficiente auto-regresivo del período m ;
- p_m es el orden del operador auto-regresivo del período m ;
- μ_m es el promedio estacional;
- σ_m es desviación estándar estacional;
- $\Phi^m(B)$ es el operador auto-regresivo de orden p_m ;
- a_t es la serie de ruidos independientes con media cero y varianza $\sigma_a^{2(m)}$.

La afluencia en un determinado periodo es obtenida por la suma de las influencias de cada periodo anterior al periodo “ p ” analizado, a este valor se le suma un ruido aleatorio (CCEE & ONS 2015).

Para el cálculo del Costo Futuro, conociendo el modelo estocástico, se sortean las hipótesis de afluencias, acompañándose la evolución de los sistemas durante 5 años en cada trayectoria correspondiente a cada hipótesis, y se calcula el costo medio de todas las hipótesis, siendo este el Costo Futuro Medio.

La Programación Dinámica Estocástica (PDE) estudia la evolución de los sistemas y trae información del futuro para el presente. Además del Costo Futuro Medio, se encuentran los Costos Futuros para cualquier otro estado (nivel de almacenamiento de centrales) de cualquier otro periodo, considerando la diversidad de las afluencias. En tanto, si el Sistema brasileño es representado por innumerables centrales y el cálculo de costos fuese analizado por cada nivel de reservatorio esto conllevaría a un proceso exponencial, pues cada uno de los estados pasarían a ser combinaciones de los niveles de almacenamiento de todos los reservatorios. Este problema es llamado la “maldición de dimensionalidad”

y se supera con la utilización de Programación Dinámica Dual Estocástica (PDDE), que se basa en la descomposición de *Benders* multi-estado y estocástica. En vez de calcular la función de costo futuro para todos los estados, solo se calcula el de algunos estados. Además del costo futuro, se calcula también su tasa de variación (derivada del costo futuro) alrededor del estado calculado. El conjunto de rectas que pasan por esos puntos, cuya inclinación corresponde a la derivada del costo futuro es conocido como Función de Costo Futuro (FCF).

Los estados referidos en el párrafo anterior son seleccionados como simulación de operación, utilizando las afluencias sorteadas por una distribución estadística. El NEWAVE utiliza el árbol incompleto (caso contrario, el árbol tendría una explosión de números de estados), siendo que todas las hipótesis de afluencias se ramifican apenas en el inicio del horizonte y la hipótesis permanece constante hasta el final del estudio. El estado toma en consideración además de los reservorios, las afluencias anteriores. Para cada estado es calculado un costo futuro y su derivada, representadas por un plano.

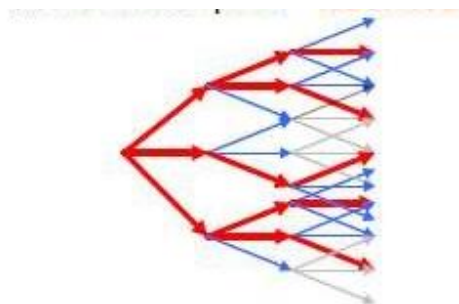


Figura 8: Secuencia de afluencias del árbol incompleta²⁷

El proceso para el cálculo de FCF es iterativo y formado por secuencias de simulaciones *Forward* (definen los niveles de almacenamiento en cada escenario, partiendo del inicio y llegando al final del horizonte) y *Backward* (calcula el costo futuro y su derivada, los niveles de almacenamiento considerados, partiendo del final del horizonte y llegando a su inicio). En la fase *forward* del NEWAVE se generan los puntos de almacenamiento considerando

²⁷ De todas las posibilidades creadas en el árbol de decisiones solo se consideran los escenarios en rojo con el fin de reducir el tiempo de simulación.

las aproximaciones de FCF y en la fase de *Backward*, para que sea calculado el costo futuro en un estado, donde son sorteadas las hipótesis de afluencias dominadas de aberturas.

El método iterativo termina cuando el criterio de convergencia es alcanzado, representado por la aproximación de costo futuro estimado como costo medio simulado (CCEE&ONS 2015).

El NEWAVE es un modelo de optimización estocástico que toma en consideración la operación de centrales hidráulicas y térmicas, la capacidad de expansión, la previsión de carga, los límites de líneas de transmisión entre sub-mercados (por ejemplo, entre el Sur y el Sureste) y la incertidumbre de las afluencias hídricas para la determinación de despacho hidrotérmico.

El mecanismo de aversión al riesgo CVaR (*Conditional Value at Risk*) fue adicionado a la función objetivo del modelo en el 2013, introduciendo un peso mayor para los escenarios hidrológicos con mayor costo, con lo cual se reducen los riesgos en el suministro de energía.

Con el NEWAVE se puede realizar el Planeamiento y Operación a Medio Plazo con un horizonte de 5 años²⁸ y, por otro lado, el DECOMP²⁹ es un software que utiliza los valores de Costo Futuro arrojados por el NEWAVE para la previsión de Operación de Corto Plazo con un horizonte de 2 meses. Este módulo es adaptado al ambiente de elaboración de los programas mensuales de operación del sistema brasileño. Su objetivo es determinar las metas de generación de cada central de un sistema hidrotérmico sujeto a las afluencias con enfoque estocástico, de forma a atender la demanda y minimizar el valor esperado del costo de operación de largo plazo en el periodo planeado. El modelo está formulado como un problema de programación lineal, representando las características físicas y las restricciones operativas de las central hidroeléctricas y

²⁸ Se aclara que la previsión del NEWAVE es a largo plazo de 10 años, en el cual los embalses son vaciados; los datos de salida considerados son solo los 5 años posteriores a los datos de entrada.

²⁹ Los modelos NEWAVE y DECOMP son ejecutados una vez por mes en una reunión denominada Programa Mensual de Operación (PMO), en la misma participan los agentes del proceso de planeamiento del Sistema Eléctrico Brasileiro. Esto debido a las constantes actualizaciones de las variables hidrológicas.

térmicas de forma individualizada (CEPEL, 2013); y ofrece el Costo Marginal de Operación (CMO) que representa cuánto costaría atender un crecimiento unitario de carga (1 MWh). El CMO es la base para la formación del Precio de Liquidación de Diferencias (PLD) limitado por un precio máximo y uno mínimo vigente para cada año. El PLD valora la compra y venta de energía en el mercado a corto plazo (o como es también conocido en Brasil el Mercado de corto plazo).

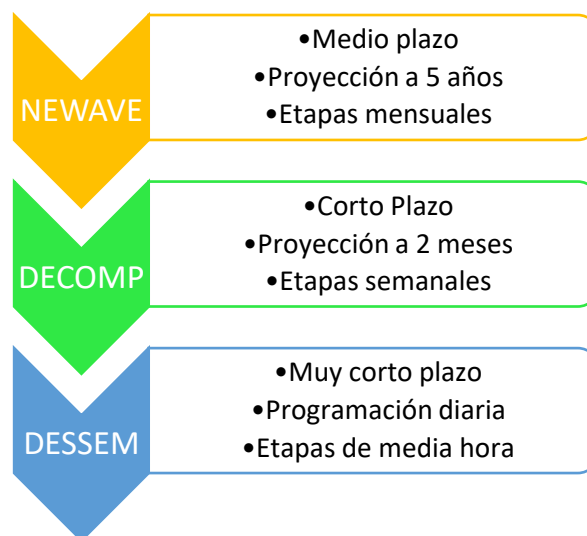


Figura 9: Herramientas para el planeamiento electro energético en Brasil

En el módulo DECOMP la hidrología es considerada en parte determinística y en parte estocástica. Para cada semana del primer mes las afluencias son consideradas conocidas utilizando los modelos Previvaz y Cprins. Para los demás meses es considerado el Gevazp (Manual del DECOMP, CEPEL).

El Previvaz fue desarrollado utilizando las previsiones de afluencias semanales, para 6 semanas en adelante. El abordaje consiste en el uso del valor esperado de modelos de series temporales. La previsión considera el comportamiento estacional de caudales y también la tendencia hidrológica.

La tendencia hidrológica es la tendencia observada en las series históricas. Valores superiores o inferiores al valor normal son adoptados o procesados por valores también superiores o inferiores al normal.

5.3.3 Salidas o resultados del NEWAVE

El NEWAVE presenta resultados de cada una de las 2000 series sintéticas o para cada una de las series históricas desde 1931 al año más reciente que tenga registrado al histórico. Los valores de Costo Marginal de Operación CMO, generación térmica y déficit son dados por submercados. Los resultados relacionados a la generación hidráulica, niveles de reservorios y afluencias son dados por Reservorios Equivalente de Energía REE's.

Además, cabe resaltar que los valores de los resultados también son mensuales, para el horizonte de hasta 5 años, y se proporciona las medias o las series históricas o sintéticas, dependiendo del caso simulado, en la Figura 10 se puede apreciar la interface del software NEWAVE.

```

PROGRAMA NEWAVE

MODELO DE CALCULO DE ESTRATEGIAS OPERATIVAS PARA
SISTEMAS HIDROTERMICOS INTERLIGADOS

VERSAO 19_W

DATA: 07-12-2017 HORA: 10-09-23
-----
PMO MARCO - 2014 26/2/2014 17:32:52 Niveis para 01/03 NW Versao 19
-----

```

Figura 10: Interface del NEWAVE

5.3.4 Mecanismo de ingreso de datos en el modelo NEWAVE

En este apartado serán presentado los procedimientos para la operación datos de entrada DECK (conjunto de archivos) de NEWAVE de marzo de 2014 utilizando como base para las simulaciones, además las modificaciones realizadas en los DECK y los respectivos resultados de su simulación. Inicialmente serán presentadas las particularidades en relación con la introducción de valores de proyecciones de demanda de energía eléctrica del Paraguay. Seguidamente, son presentadas las simulaciones identificando las diferencias en relación con el DECK determinístico oficial, por medio de un análisis de CMO, generación hidráulica, y térmica.

5.3.5 Metodología aplicada en el Mercado Eléctrico de Brasil con el NEWAVE

El NEWAVE cuenta con 4 subsistemas en su versión 19 y sus 4 sub-mercados de energía eléctrica asociados respectivamente, como se puede apreciar en la Figura 11, los mismos son Norte, Noreste, Sureste y Sur.

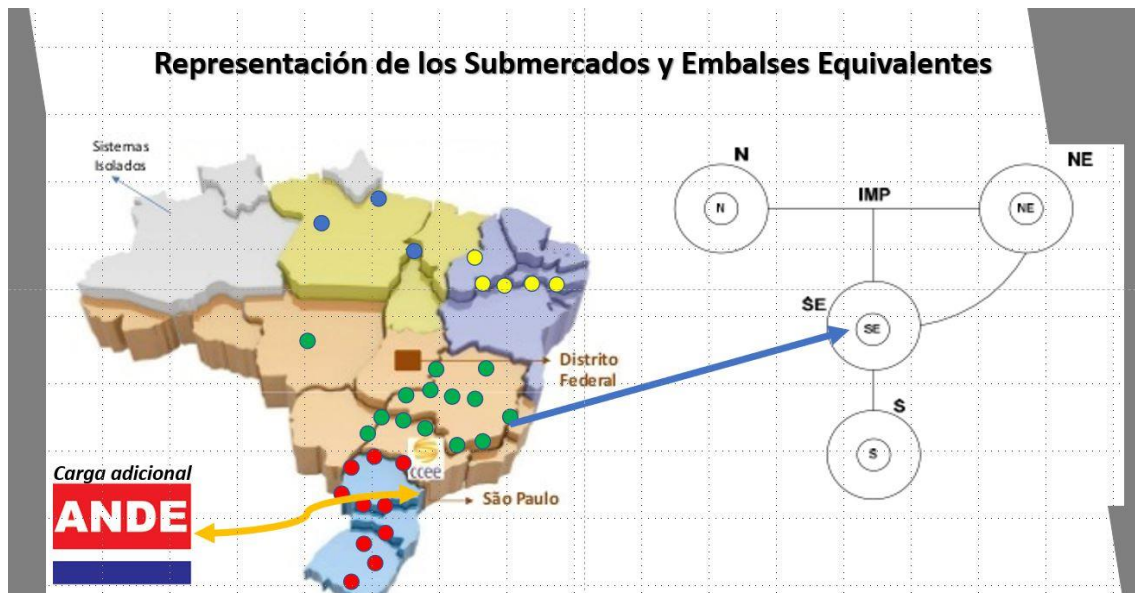


Figura 11: Representación de los Sub-mercados y Subsistemas de Brasil.

El NEWAVE presenta un conjunto de archivos denominados DECK, los cuales son los datos de entrada para las simulaciones. Para este estudio fue utilizado el DECK de 2014 oficial, disponible en la web de la CCEE. (CCEE, 2017)

Los archivos de entradas DECK para el correcto funcionamiento del NEWAVE deben ser (CEPEL, 2013):

- Relación de los nombres de los archivos utilizados por el programa
- Datos generales DEGER.dat
- Parámetros para las simulaciones con series históricas de caudales
- Datos de los sub-mercados y datos de los sub-sistemas
- Datos de configuración de hidroeléctricas
- Datos de series históricas de caudales afluentes de los puestos pluviométricos
- Datos de las características de las centrales hidroeléctricas
- Datos de las alteraciones de las características de las centrales hidroeléctricas
- Datos de caudales de afluentes

- Datos de configuraciones térmicas
- Datos de características de centrales térmicas
- Datos de clases de centrales térmicas
- Datos de niveles de carga de mercado
- Datos de expansión hidroeléctrica
- Datos de expansión térmica
- Datos de mantenimiento programado para las centrales
- Datos de energías afluentes anteriores a los primeros meses del horizonte de planeamiento
- Datos de caudales a ser desviados de las centrales hidroeléctricas
- Datos de factores de pérdidas en los flujos de potencia en sub-mercados
- Datos de generación térmica mínima
- Datos de penalidades
- Datos de agrupamiento libre de intercambio
- Datos de anticipo de despacho de centrales térmicas a Gas Natural Licuado (GNL)
- Datos de generación hidráulica mínima
- Datos de Mecanismos de Aversión al Riesgo: Curva de Aversión al Riesgo

Los datos que serán modificadas para las simulaciones respectivas a los casos de estudio de este trabajo son:

- El archivo dger.dat sería modificado a lo largo del proceso de elaboración de tesis con el fin de aumentar o disminuir la cantidad de simulaciones, de los años proyectados para el horizonte de CMO, entre otros;
- El archivo hidr.dat es reconocido para identificar las características de la central ITAIPU, y;
- El archivo c_adic.dat es donde se considera la potencia retirada por ANDE de la ITAIPU.

❖ Datos Generales (dger.dat)

Los archivos de Datos Generales están compuestos por 55 registros dispuestos en orden fijo. El orden de los registros no puede ser modificado. El primer registro se refiere al nombre del caso de estudio, puede contener hasta un máximo de 80 caracteres. El propósito del registro es servir de identificación del caso de estudio y su contenido será impreso en todas las páginas de los reportes de salidas del programa.

Para los demás registros de este archivo, el contenido de las primeras 21 columnas es ignorado por el programa, y su propósito es de servir de orientación al usuario en el llenado y la modificación de datos. Antes del registro 23, debe existir una línea obligatoria, cuyo objetivo es orientar al usuario en el llenado de datos.

Para facilitar el entendimiento, en la Figura 12, se puede apreciar las representaciones de periodo inicial (periodo pre) y el final (periodo post).

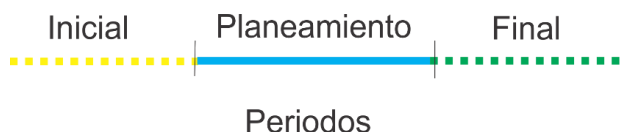


Figura 12: Periodo de simulación en el NEWAVE

❖ Datos de Hidroeléctricas (hidr.dat)

El archivo hidr.dat es donde se encuentran los datos correspondientes al catastro de las Centrales hidroeléctricas en el ONS, y solo la misma está facultada para sus respectivas modificaciones.

En caso de querer simular casos particulares, este archivo solo puede ser leído y modificado por el programa hydroedit.exe (externo al NEWAVE) y proveído por la ONS. En la Figura 8, se puede apreciar la ventana del programa, y los datos de la Central ITAIPÚ. En la misma se puede notar que Brasil considera las 20 turbinas de ITAIPÚ, sin diferenciarlas por frecuencias (10 unidades de 50 Hz y otras 10 de 60 Hz).

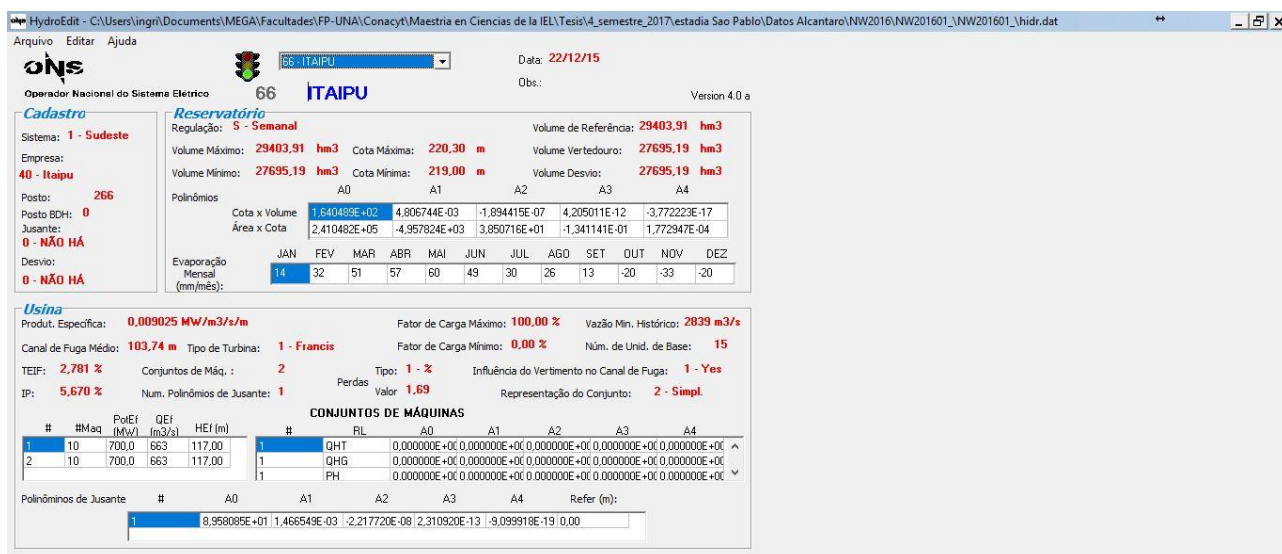


Figura 13: Programa HydroEdit y su visión de ITAIPÚ³⁰

❖ Datos de expansión de hidroeléctricas (exph.dat)

Los archivos de datos de expansión de centrales hidroeléctricas se inician con un conjunto de tres registros, de existencia obligatoria, destinados a comentarios, cuyo contenido es ignorado por el programa. El campo 1 deberá ser siempre escrito con el valor 9999 al final del cronograma de expansión de cada una de las hidroeléctricas, esto se puede apreciar mejor en la Figura 9.

COD	NOME	ENCHIMENTO INICIO	VOLUME MORTO DUR. MESES	POT. ENTRADA	POT.	MQ	CJ
83	BAIXO IGUACU	4/2016	3	0.0	7/2018	116.7	1 1
					9/2018	116.7	2 1
					11/2018	116.7	3 1
9999							
88	SAO ROQUE	6/2016	1	0.0	1/2017	47.3	1 1
					3/2017	47.3	2 1
					4/2017	47.3	3 1
9999							
186	ITAOCARA	5/2019	3	0.0	11/2019	75.0	1 1
					1/2020	75.0	2 1
9999							
288	BELO MONTE	1/2016	1	0.0	4/2016	611.1	1 1
					6/2016	611.1	2 1
					8/2016	611.1	3 1
					10/2016	611.1	4 1
					12/2016	611.1	5 1
					2/2017	611.1	6 1
					4/2017	611.1	7 1
					6/2017	611.1	8 1
					8/2017	611.1	9 1
					10/2017	611.1	10 1
					12/2017	611.1	11 1

Figura 14: Plan de expansión de hidroeléctrica en el NEWAVE

³⁰ Cabe resaltar que los valores considerados para el modelo del NEWAVE son las 20 unidades generadoras con sus 700 MW de la Central ITAIPU y con ello infringiendo lo establecido en el Acuerdo Tripartito de 1979 mencionado en el apartado 1.3.

❖ **Datos de las Centrales Térmicas (term.dat)**

El archivo de datos de las centrales termoeléctricas posee un registro para cada usina o central. Cada registro contiene información sobre sus características, índice de disponibilidad programada para los demás años de planeamiento, la generación mínima de los 12 meses del primer año y un valor constante para los demás meses.

❖ **Datos de expansión termoeléctrica (expt.dat)**

El archivo de expansión termoeléctrica está compuesto por tantos registros fuesen necesarios. Cada registro está compuesto por 7 campos: número de central térmica, tipo de modificación, nuevo valor, mes y año de inicio de modificación, mes y año de fin de la modificación.

❖ **Datos de cargas adicionales(c_adic.dat)**

En este archivo se registran las cargas o fuentes adicionales. Para los valores positivos se representan como carga adicional a un específico sub-mercado, y para valores negativos como ofertas adicionales.

En la versión NW19 se considera como registro 1, a la demanda interna de ITAIPÚ con 18 MW. El registro 2 como la demanda de Paraguay, la proyección de contratación de ANDE de lo que va a retirar de ITAIPÚ. En el registro 3 se establece la generación en el sub-mercado 4 NORTE gracias a la central Boa Vista.

III. RESULTADOS Y DISCUSIONES

En esta sección del libro se presentarán los procesos desarrollados para el análisis de los casos de estudio planteados con el fin de alcanzar los objetivos formulados de la siguiente manera:

- Con relación al objetivo específico 1: del análisis de los procesos de integración regional en los cuales participa Paraguay (que se encuentra resumido en el apartado 2 de esta disertación) se desprende que los mecanismos vigentes: MERCOSUR y UNASUR, no contemplan un medio de superar las barreras establecidas en los Tratados Bilaterales de ITAIPU y YACYRETA con relación a las restricciones de comercialización de energía a los países socios de cada emprendimiento. Sin embargo, por medio del Acuerdo Lula-Lugo del año 2009 (en su punto 6) se plantea la posibilidad de que ANDE comercialice gradualmente energía que le corresponde por sus derechos de adquisición en el mercado eléctrico brasileño. Esto significa que dicha comercialización se daría en condiciones diferentes a las planteadas en la modalidad actual de cesión. Otra posibilidad de superar esta barrera sería en la revisión de las disposiciones y otros aspectos en el año 2023 según lo establecido Anexo C del Tratado de ITAIPU.
-

- Con relación al Objetivo 2 con el cual se propone identificar las modalidades de venta en el mercado brasilero se detalla lo siguiente:
 - En el Ambiente de Contratación Regulada: que la energía paraguaya podría ingresar al mercado brasilero ACR en su categoría de energía vieja o subasta de A-1, por considerar que la ITAIPU es una central con una trayectoria de generación ya comprobada y producción garantizada³¹. Para la venta en esta modalidad es necesario comprometer un bloque de potencia por un periodo de 8 años o más, siendo el monto de referencia el precio medio de: 36,58 USD/MWh (16°Leilão, 2016), 55 USD/MWh (17°Leilão, 2017) y 54 USD/MWh (18°Leilão, 2017); siendo el precio de venta de energía en esta modalidad es menor al Costo de la Energía en ITAIPU de 43.68 USD/MWh (ITAIPU, Memoria Anual - ITAIPU Binacional - Usina de Records, 2016, pág. 49) esta posibilidad no es contemplada como posible. En la actualidad no se puede comercializar en esta modalidad, puesto que la ANDE inicialmente debería realizar nuevamente sus proyecciones de contratación de modo a no comprometer su mercado interno, siendo factible esta posibilidad a mediano plazo, pero sin llegar al periodo crítico donde el Paraguay utilice toda su capacidad instalada en generación. Por consiguiente, en este estudio no se considerará esta modalidad.
 - En el Ambiente de Contratación Libre, si se lograra llegar a un acuerdo con un gran cliente se debería definir una remuneración considerada justa evaluando las condiciones de mercado. Esta modalidad podría ser viable a mediano plazo. Para ello, sería recomendable tener acceso a información sobre

³¹ La modalidad de energía vieja estipula que pueden participar de las misma centrales financieramente ya amortizadas. Para el caso de ITAIPU se prevé para el año 2023 el pago total de la deuda contraída por la misma para su construcción.

los valores de contratos actualmente vigentes, información que en este momento no está disponible con facilidad.

- En el Mercado de Corto Plazo, esta modalidad representa una oportunidad para la venta de remanente de energía eléctrica del Paraguay, la cual será analizada con mayor profundidad (apartado III) en el presente trabajo.

En lo que se refiere al Objetivo Específico 3 del presente trabajo se detallan los resultados y las consideraciones explicativas de tales hallazgos en el apartado 6.

Del mismo modo, en lo atinente al Objetivo Específico 4, se presentan los resultados y sus consideraciones en el apartado 7 de este libro.

6 ANALISIS DE LAS PROPUESTAS DE AUMENTO DE BENEFICIO EN EL USO DE LOS REMANENTES DE ENERGIA DEL PARAGUAY

El Paraguay como productor de energía eléctrica se presenta en los primeros lugares en la lista de países con sistemas eléctricos “menos contaminantes” (en el sentido que utiliza fuentes renovables) en el mundo (MOPC, 2014). Este logro es posible gracias a la gran capacidad de producción de energía hidroeléctrica del país con las centrales hidroeléctricas binacionales y la central ACARAY de la ANDE.

De acuerdo con lo que ya fue mencionado, la central Hidroeléctrica ITAIPÚ Binacional es la que presenta mayores valores de capacidad instalada, potencia disponible para contratación y generación. En ella algunos valores podrían superar los resultados calculados en proyecto según se expresa en (ITAIPÚ, 2003, pág. 298). En efecto, en las condiciones hidrológicas y de salto favorables ha permitido el registro de valores de generación muy por encima de la potencia permitida por el Acuerdo Tripartito firmado en 1979, recuperado de (ITAIPÚ, 2003, pág. 207).

Conforme a los datos recuperados del Proyecto 14-INV-283 y la ANDE (ANDE & Información Pública, 2017), una vez procesados, se pudo elaborar una curva del histórico de la Potencia (ver Figura 15 y Tabla 3) y un histórico de la potencia excedente de la Central Hidroeléctrica ITAIPÚ (ver Figura 16 y Tabla 4). Esta potencia excedente tiene asociada a ella una energía siendo esta una energía no segura de suministro, la cual no podría ser vendida directamente en el mercado eléctrico brasileño en sus ACR o ACL.

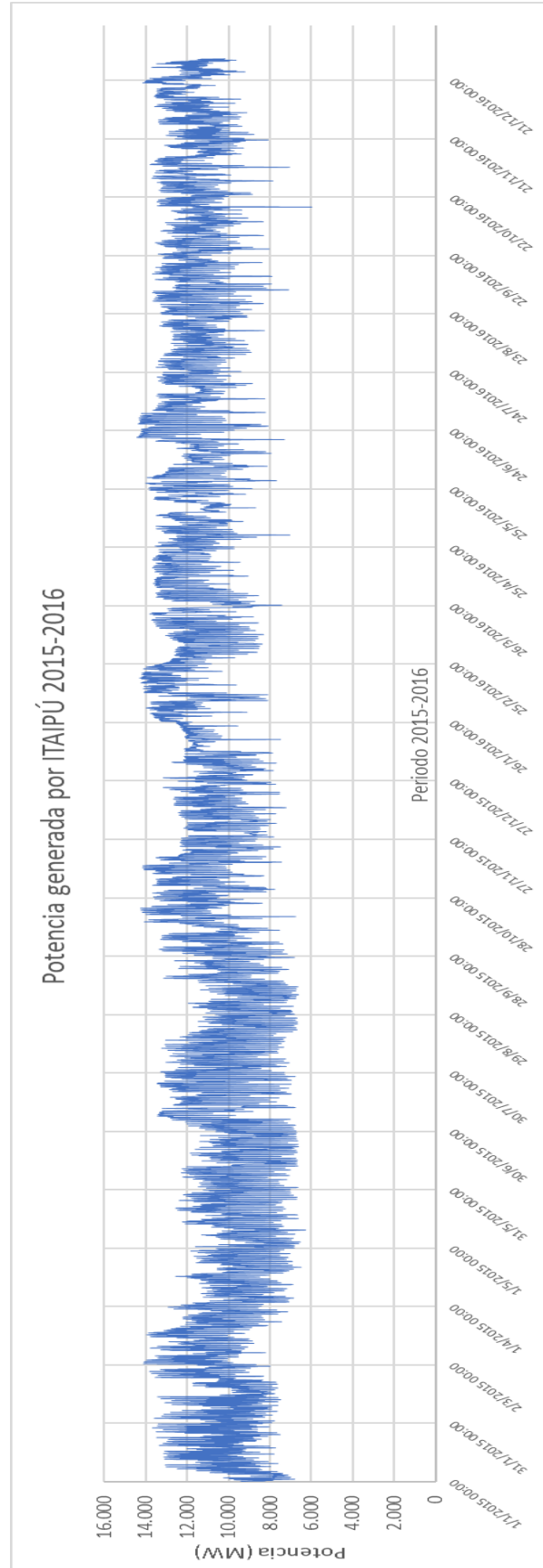


Figura 15: Histórico de potencia de ITAIPÚ 2015 al 2016

Tabla 3: Datos de Potencia de ITAIPÚ 2015-2016

Datos de Potencia de ITAIPU 2015-2016	
Cantidad de datos	17.543
Valor máximo (MW)	14.438
Promedio de valores (MW)	10.962
Desviación	5,6%

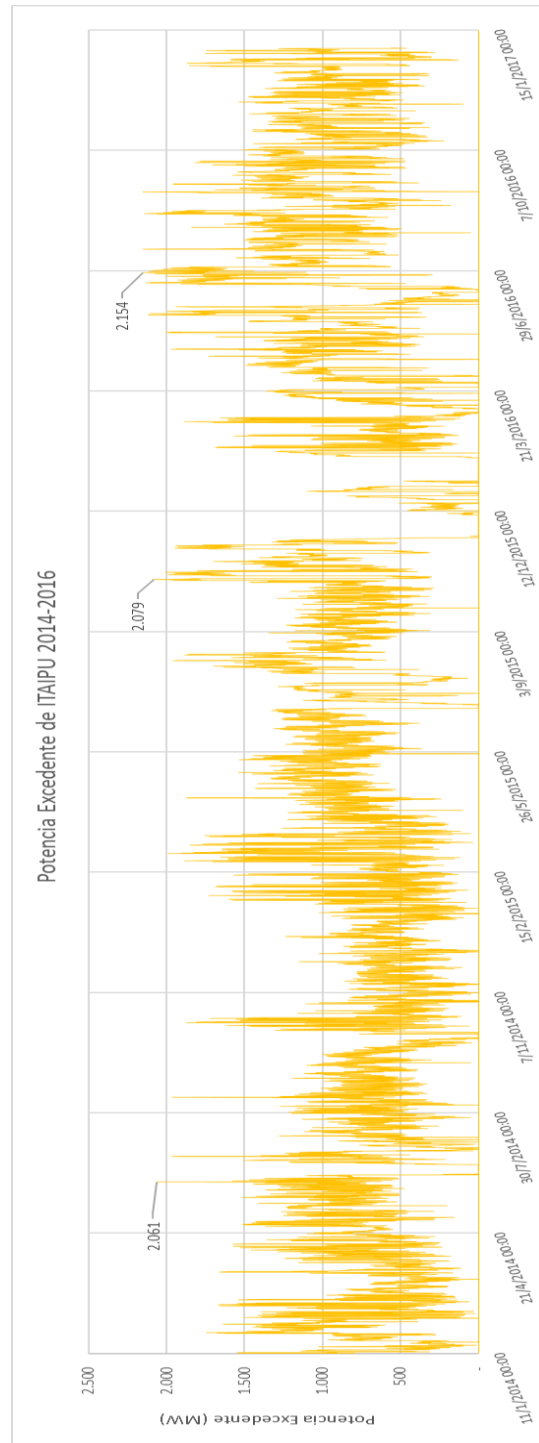


Figura 16: Histórico de Potencia Excedente en ITAIPÚ (2014-2016)

Tabla 4: Datos de Potencia Excedente de ITAIPU 2014-2016

Datos de Potencia Excedente ITAIPU 2014-2016	
Cantidad de datos	26.280
Valor máximo (MW)	2.154
Promedio de valores	758

6.1 Propuesta del trabajo para la comercialización de energía paraguaya en el mercado brasilero

El presente trabajo se enfoca inicialmente en el estudio de la potencia excedente de ITAIPU y de su energía asociada de periodo del 2014 al 2016, con la finalidad de estimar el ingreso por su venta en el mercado de corto plazo en Brasil.

Posteriormente se plantea el análisis de rentabilidad de aumento de la contratación de mayor potencia de la ITAIPU por parte de ANDE, con lo cual la ANDE contaría con una energía asociada sobrante o remanente que le corresponde. Con esta energía se podría ingresar al mercado de corto plazo con la finalidad de capturar rentas extraordinarias a precios del PLD.

Previamente al análisis de los casos planteados se debe calcular hasta cuándo se contaría con este superávit de electricidad, por lo que a continuación se analiza y desarrolla este análisis.

6.2 ¿Hasta cuándo el Paraguay contaría con superávit de electricidad?

El superávit de electricidad del Paraguay es de conocimiento público e internacional, pero surge la pregunta de ¿hasta cuándo tendría estas condiciones favorables de capacidad en generación de electricidad?

Para responder a esta interrogante se procede a realizar una proyección con el Método Monte Carlo (tomando como base el análisis del histórico de datos (periodo desde 1980 hasta 2016) que determina la volatilidad de 0,07091 y tasa de crecimiento 0,07964 de la demanda eléctrica), con lo cual se define el inicio del periodo crítico donde la demanda estaría muy próxima a la capacidad de generación actual Figura 17.

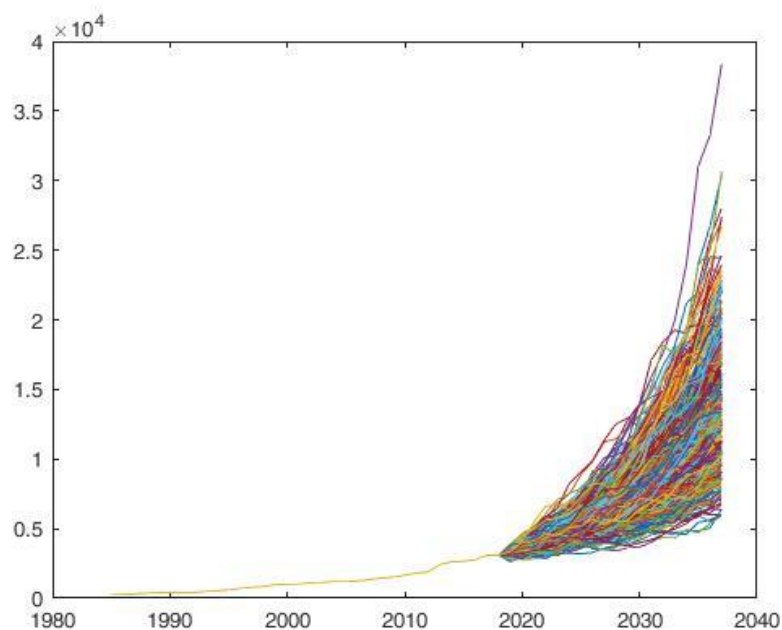


Figura 17: Proyección Estocástica de la Demanda Eléctrica con el histórico de datos

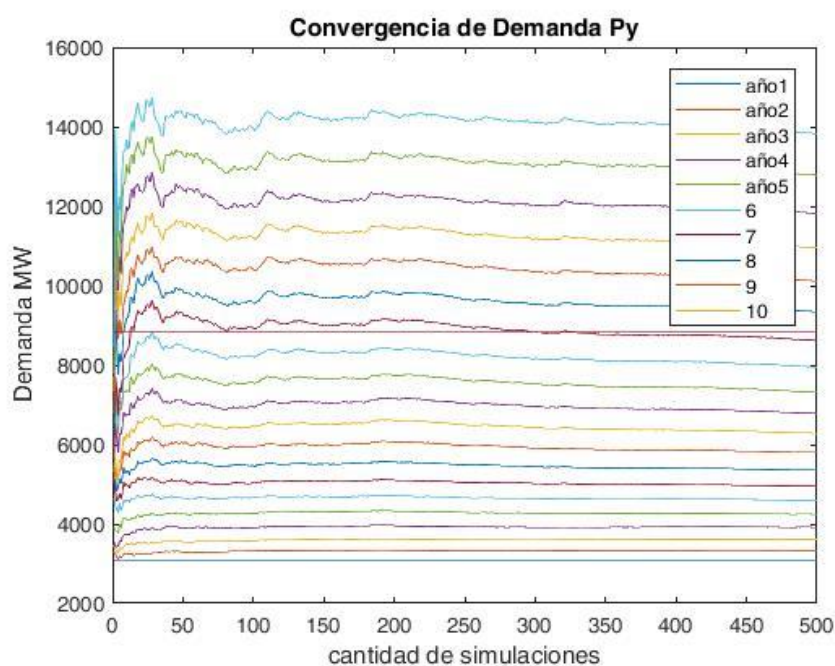


Figura 18: Convergencia de las Proyecciones de Demanda del Paraguay

Según las proyecciones realizadas se puede estimar que el inicio de una crisis de abastecimiento podría iniciarse en el año 2031, año muy próximo a las proyecciones presentadas por el Ing. Ángel Recalde (YACYRETA, 2017).

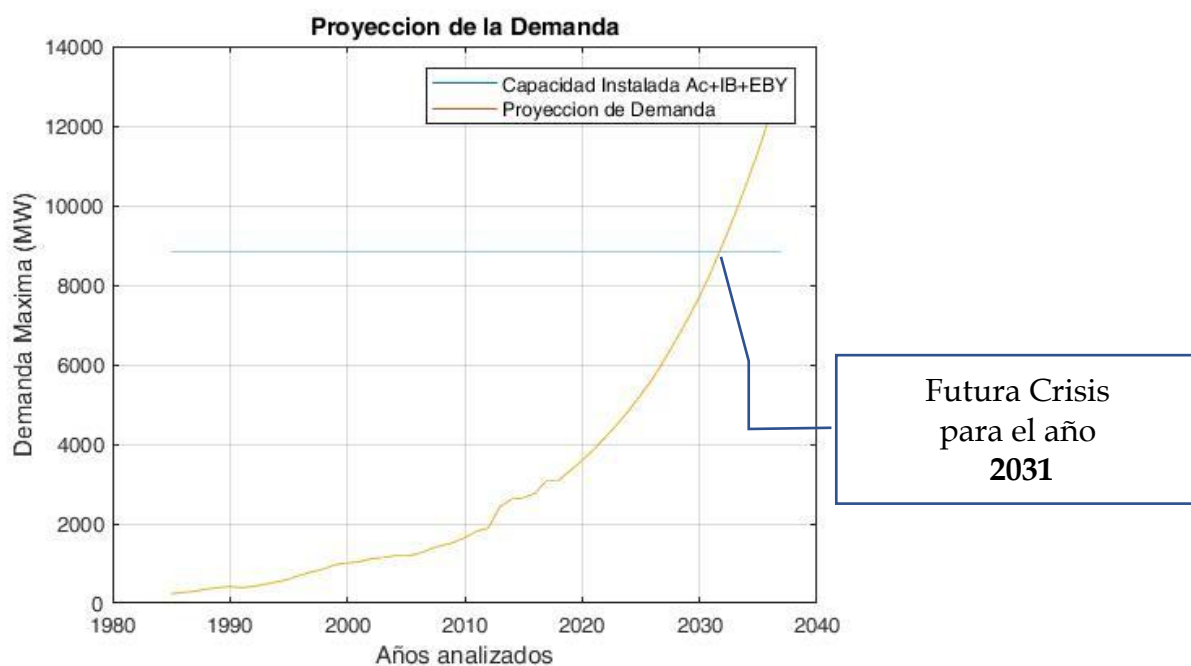


Figura 19: Proyección de Demanda Vs Capacidad Instalada

Con la proyección realizada del crecimiento de la demanda de electricidad del Paraguay se puede estimar con cierto grado de seguridad que a partir del año 2030 se estaría utilizando la totalidad de la capacidad contratada en sus tres centrales hidroeléctricas, pero esto solo sería en términos de requerimientos de potencia. Si se analizara en términos de energía, el Paraguay seguiría contando con remanentes por un periodo mayor de tiempo.

Bajo la situación particular y favorable en la que el Paraguay se encuentra de un superávit aún por un largo periodo de tiempo, se puede decir que, el gobierno de Paraguay, por medio de la ANDE o de una comercializadora debería de buscar alternativas de maximizar los ingresos por su remanente de electricidad, puesto que actualmente solo recibe un valor fijo de compensación por cesión de energía. Este trabajo plantea estimar la rentabilidad financiera de algunos casos de comercialización que se podrían desarrollar en determinadas situaciones.

6.3 ¿Cuáles serían los pasos para que la ANDE pueda crear una comercializadora de energía eléctrica en el mercado eléctrico de Brasil?

Si la ANDE u otra empresa desea comercializar (vender) energía en el mercado brasileño, debe cumplir con los requisitos y pasos para su participación como comerciante dentro del mercado eléctrico brasileiro. Por esta razón se detallan los pasos para habilitar una comercializadora en el mencionado mercado eléctrico, Figura 20 recuperado de (CCEE, Primeiros Passos na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2015):

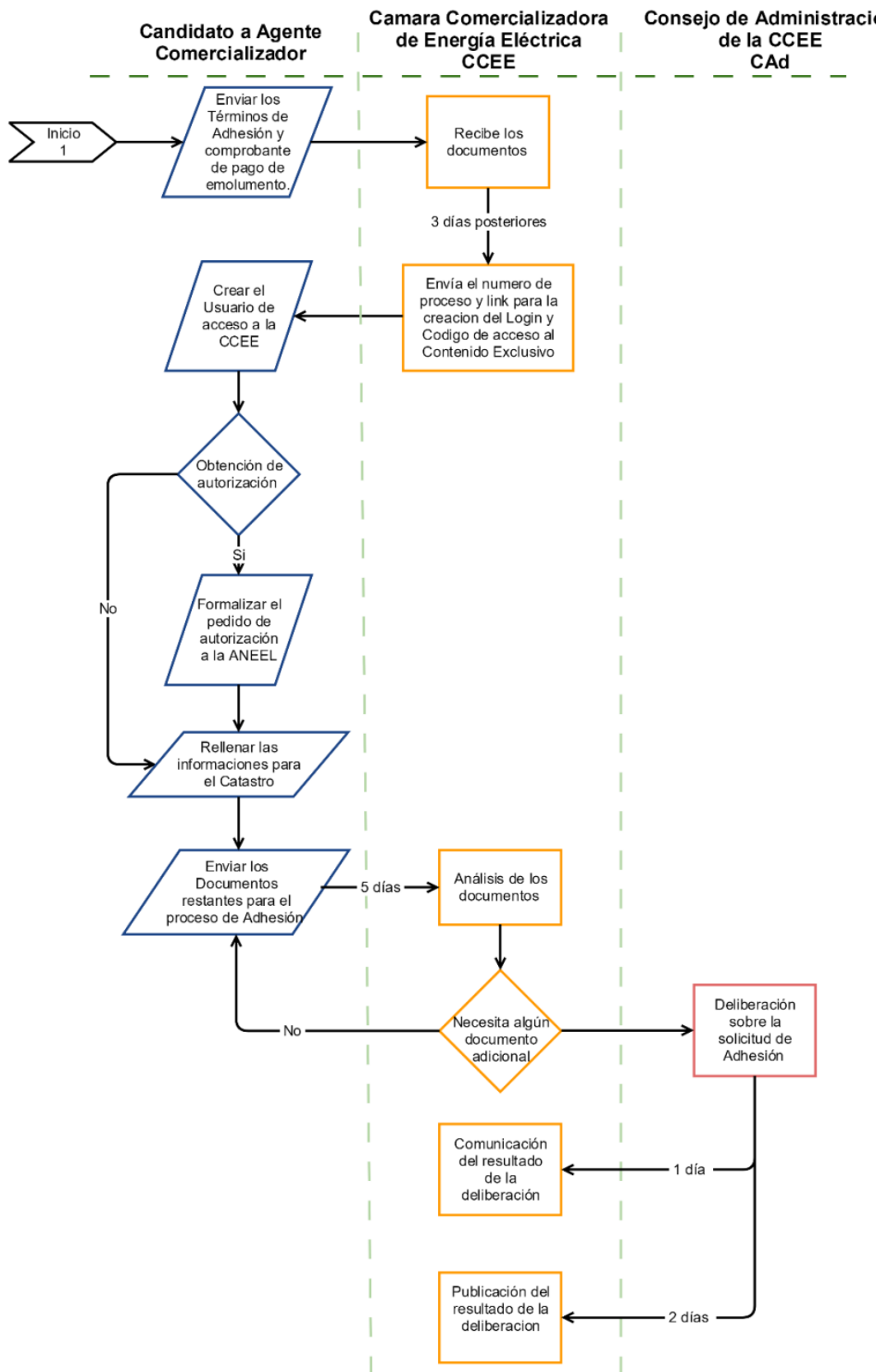


Figura 20: Pasos para la habilitación de una comercializadora a la CCEE

Una vez que la comercializadora tenga los documentos y la aprobación de la CCEE, debe proceder a la obtención de la autorización de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) para comercializar energía eléctrica donde la misma debe proceder a los siguientes pasos, ver Figura 21 recuperado de (CCEE, Primeiros Passos na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2015).

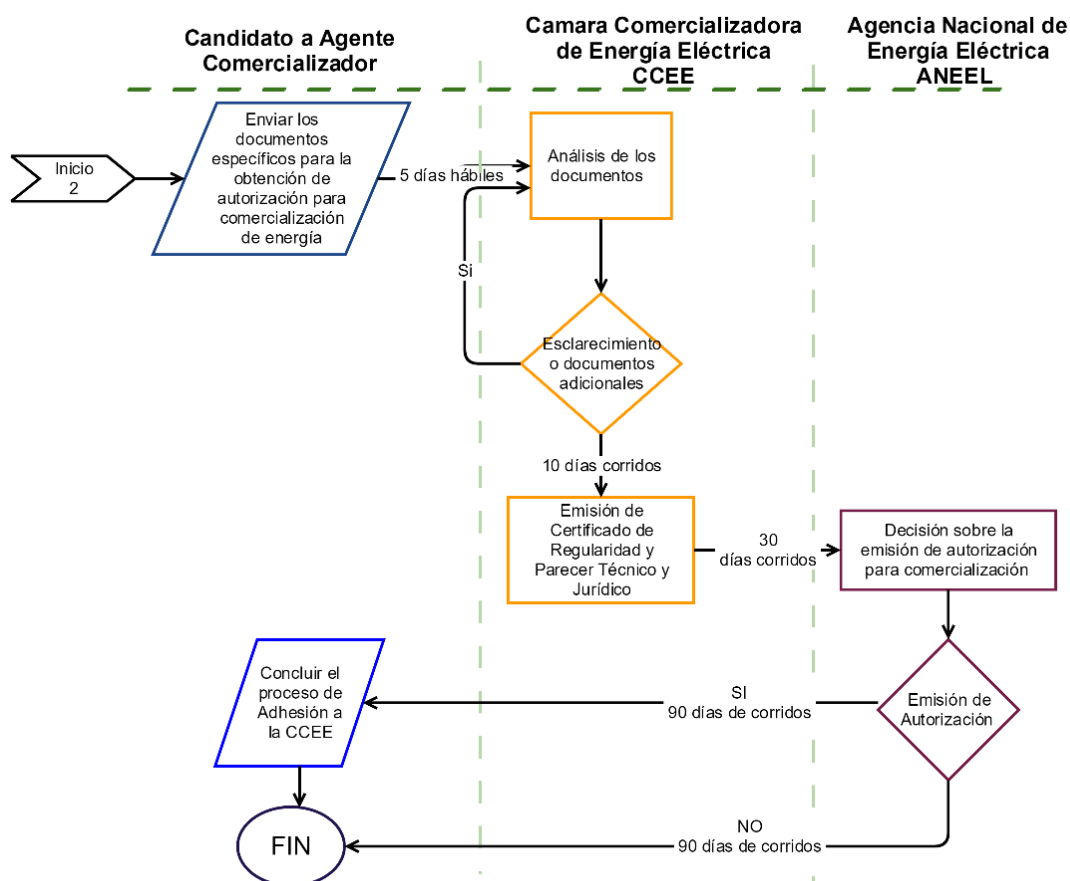


Figura 21: Pasos para la Autorización de Comercialización

Con los datos presentados es posible decir que el proceso de crear una comercializadora en el mercado eléctrico de Brasil tendría como mínimo unos 153 días, es decir 6 meses.

6.4 ¿Qué energía paraguaya de la ITAIPU se puede comercializar en el mercado brasileño?

De modo a responder la pregunta y considerando los casos de estudios planteados anteriormente, se procede a separarla en dos casos para el análisis de la rentabilidad, a saber:

- Energía paraguaya asociada a la potencia excedente de ITAIPU
- Energía sobrante o remanente por aumento de potencia contratada por ANDE en ITAIPU

6.5 Consideraciones sobre la Potencia Excedente de ITAIPU

Basados en que el registro de potencia excedente con el cual se cuenta es solo del periodo 2014 al 2016 y considerando que los precios del mercado de corto plazo se encuentran publicados en parte hasta el 2017, se optó por realizar una proyección de esta potencia hasta el final del 2017.

Para estimar la potencia excedente de la ITAIPU del año 2017 se toma como referencia el histórico anteriormente mencionado del cual se obtiene la desviación estándar de 0,95. Con estos valores se aplica el método Monte Carlo con el fin de realizar una proyección bajo incertidumbre de los valores de potencia. Estos valores serán utilizados para el análisis de rentabilidad de venta de energía paraguaya asociada de la potencia excedente de ITAIPU en el mercado brasileño, las simulaciones presentan unos valores tal como se puede apreciar en las Figura 22 y Figura 23 .

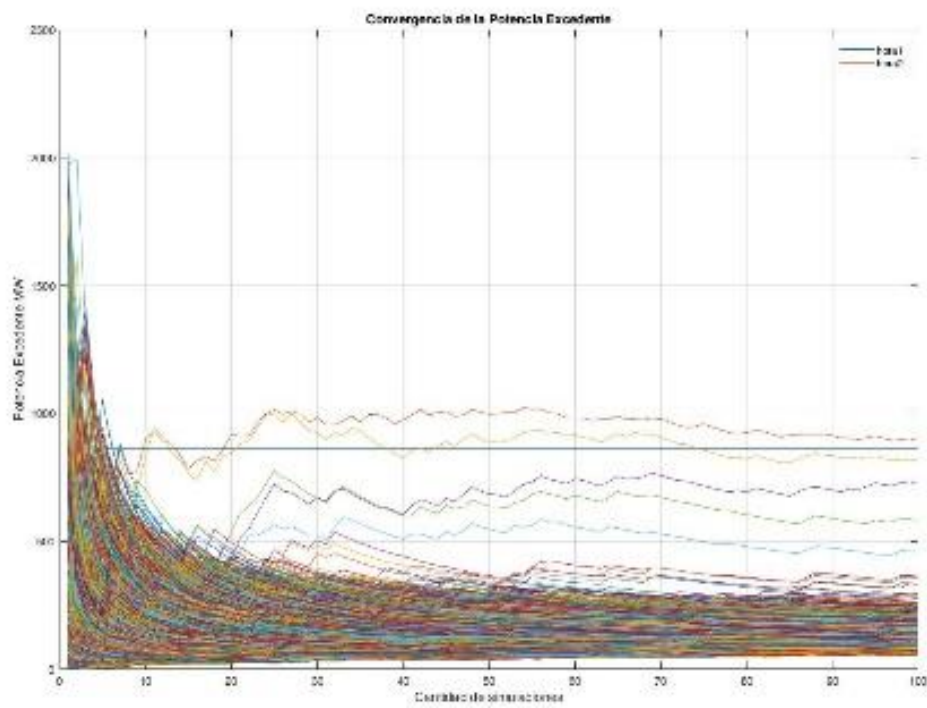


Figura 22: Convergencia de Potencia Excedente de ITAIPU

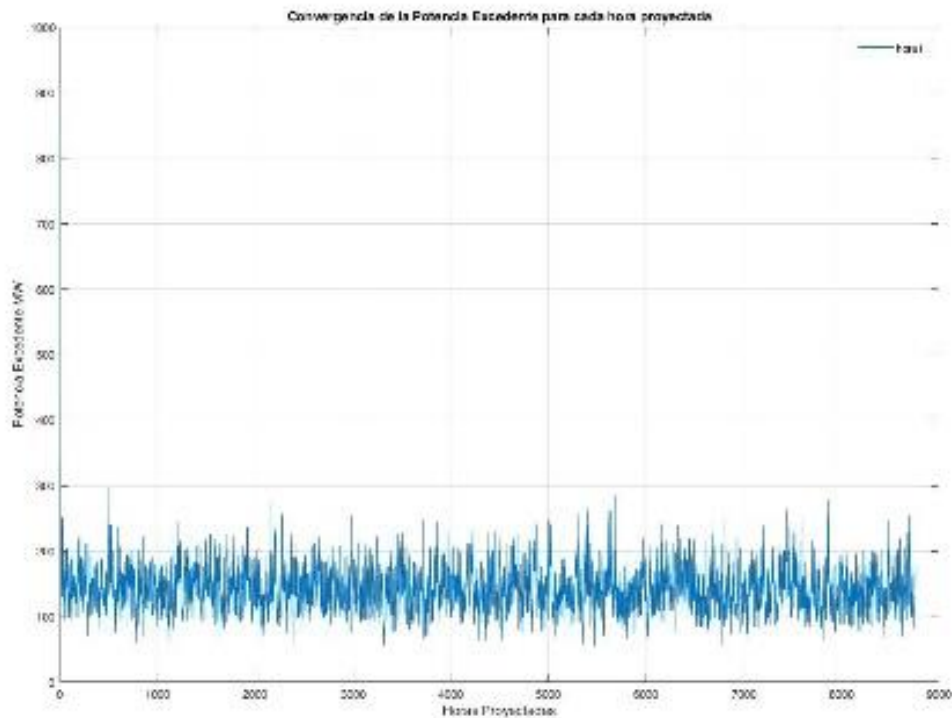


Figura 23: Proyección de Potencia Excedente de ITAIPÚ para el 2017

De estas figuras se puede estimar el comportamiento estocástico de la energía asociada de la potencia excedente.

6.5.1 ¿Sería rentable la venta de energía paraguaya asociada a la potencia excedente en ITAIPÚ?

En lo que respecta a la potencia excedente disponible en ITAIPU, conforme fue explicado en el apartado 1.3, se cuenta con una energía asociada a esa potencia cuyo costo es de aproximadamente 4,2 USD por MWh (valor del año 2003) reajustados anualmente en función del factor de ajuste (ITAIPÚ, 2003). Este costo representa el costo marginal de producción de esta energía en dólares por megavatio hora solo para ITAIPU (ITAIPÚ, 2003).

La distribución y propiedad de los excedentes de energía de la central hidroeléctrica ha sido discutido ampliamente al interior del Comité de Administración y Operación de Contratos de Compraventa de los Servicios de Electricidad de la ITAIPÚ (CADOP), puesto que se tenían dos vertientes diferentes: algunos defendían que la propiedad de la energía era proporcional a la relación de contratos de potencia de la central binacional; otros defendían la distribución en partes iguales entre los países socios (Ayala E. , 2011). El Consejo de Administración por medio de la Resolución 020/2002 estableció que los excedentes serán de propiedad igualitaria de las Altas Partes Contratantes, considerando que si uno de ellos no consumiere la parcela de la energía excedente a la cual tiene derecho el otro tiene el derecho de utilizarla pagando la compensación por cesión de energía especificada en el Anexo C del Tratado.

Partiendo del postulado de que el Paraguay aparte de su superávit de electricidad garantizada, adicionalmente cuenta con un remanente que es el excedente de ITAIPÚ, el cual tiene un costo muy bajo en comparación a la tarifa estándar (costo de energía no garantizada de 4,2 USD/MWh en comparación a la garantizada de 43,68 USD/MWh). Esta energía podría ser aprovechada para maximizar ingresos si es que se puede comercializar esta energía en el mercado de Brasil.

El histórico de Potencia Excedente de ITAIPÚ recuperado del Proyecto 14-INV-283 y la ANDE (ANDE & Información Pública, 2017), con que se cuenta

es del 2014 al 2016, una vez procesada esta información se elaboraron las curvas de las mismas como se puede apreciar en la Figura 24 y Figura 25.

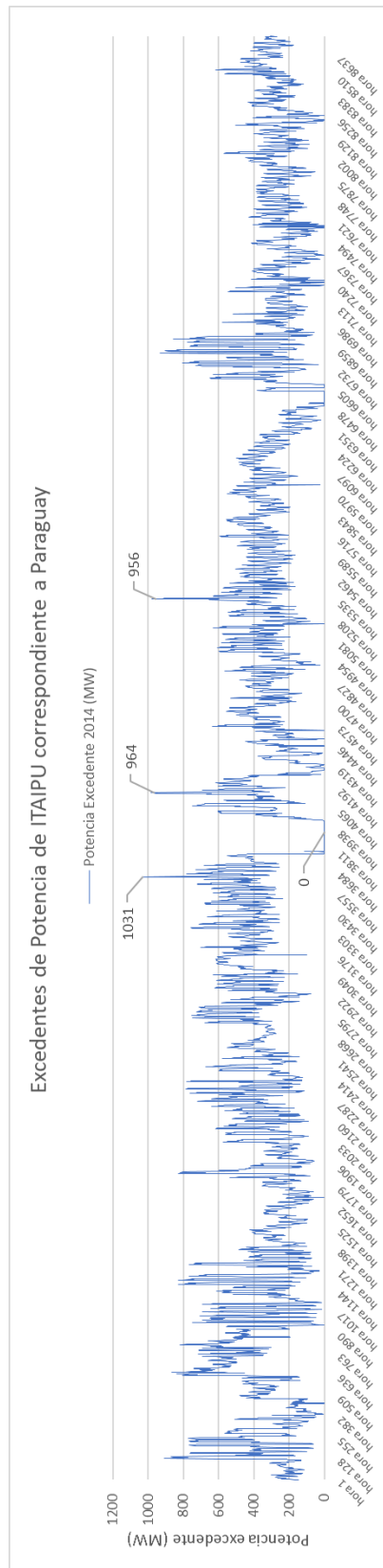


Figura 24: Excedentes de Potencia en ITAIPÚ correspondiente al Paraguay (año 2014)

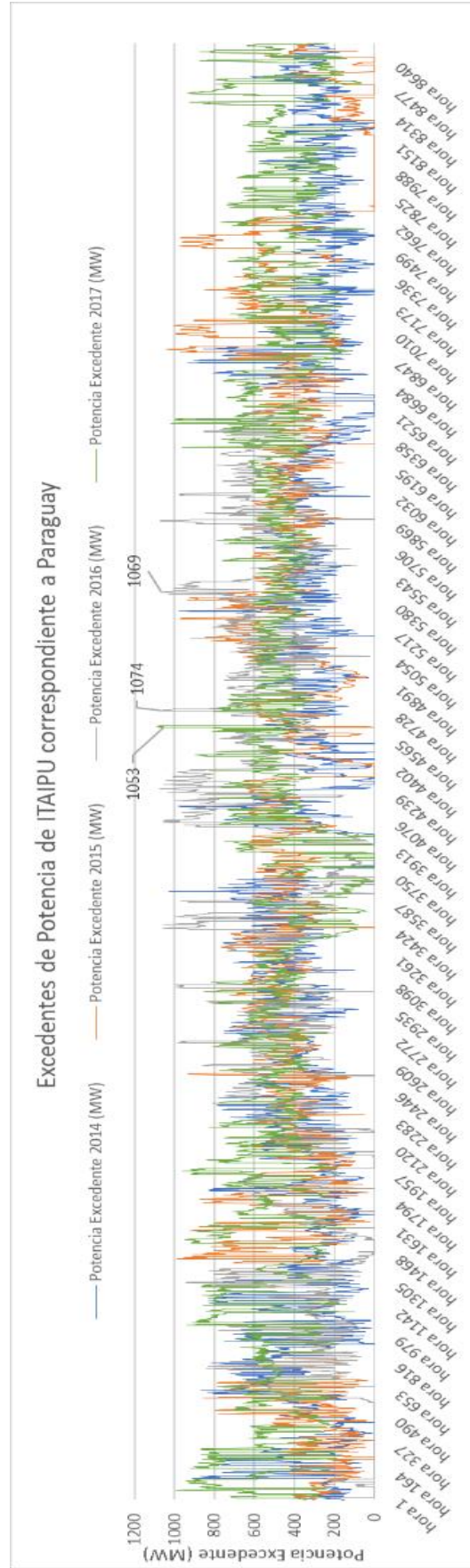


Figura 25: Excedentes de Potencia de ITAIPU de Paraguay 2014 al 2016

Se puede observar que la máxima potencia excedente para Paraguay registrada entre el 2014 y el 2016 fue de 1.074 MW, siendo que para el periodo faltante para terminar el 2017 fueron proyectados con el método Monte Carlo.

Análisis Financiero de la venta de energía asociada a la potencia excedente de ITAIPU

Considerando la variación en el mercado de corto plazo con la fluctuación del PLD a lo largo de un año se podría tener una primera aproximación de ingresos considerando los límites inferiores y superiores establecidos por la ANEEL anualmente, con estos valores se podría estimar el ingreso por venta en esta modalidad de la energía paraguaya asociada a la potencia excedente de ITAIPU ver Tabla 5.

Tabla 5: Límites del PLD del 2014 al 2017 (CCEE, 2017)

	PLD (USD/MWh)	
Precio 2014	Max	255,07
	min	4,84
Precio 2015	Max	120,42
	min	9,38
Precio 2016	Max	130,9
	min	9,38
Precio 2017	Max	165,48
	min	10,44

Reflexionando que este trabajo se encuentra realizando un análisis histórico en su mayor parte cumpliendo el objetivo específico 3, se puede considerar los valores publicados del PLD en (CCEE, 2017) como los montos que serían pagados por la energía paraguaya en el mercado de corto plazo.

De modo a estimar el potencial ingreso que tendría la comercializadora por la venta de energía paraguaya en el mercado brasilero se procede de la siguiente forma:

$$\text{Ingreso} = \text{Energía}_{\text{anual}} * \text{PLD}_{\text{historico}} \quad (9)$$

Donde:

Energía_{anual}: Es la energía asociada a la potencia excedente de la ITAIPÚ que le corresponde a Paraguay

PLD_{historico}: es el valor histórico del PLD

El cálculo de rentabilidad de la venta de energía eléctrica excedente correspondiente al Paraguay debe contemplar los posibles ingresos, pero más aún debe considerar los egresos como: costos de esta energía y otros gastos, con lo cual se podría considerar si es factible económicamente crear una comercializadora en Brasil o seguir en las condiciones actuales de compensación por cesión de energía sobrante de Paraguay. Para este cálculo se procedió de la siguiente forma:

- Ingreso: se considera como ingreso el valor recibido por la venta de energía eléctrica sobrante de Paraguay a valores del PLD.
- Egreso: se estimaron los potenciales gastos incurridos:
 - El monto necesario para la habilitación de una comercializadora en el mercado eléctrico a ser acreditado a la CCEE,
 - El costo de la energía eléctrica asociada a la potencia excedente a ser pagado a ITAIPÚ,
 - Impuestos al Estado de Brasil según lo establecido en (CCEE, 2014):
 - Impuesto a la renta (IR) del 15% sobre la ganancia,
 - Impuestos de aporte al Programa de Integración Social y Formación de Patrimonio de Servicio Público (PIS) del 0,65% sobre el ingreso,
 - Tasa de Contribución para el Financiamiento de Seguridad Social (COFING) del 3% sobre el ingreso neto estimado,
 - Impuesto de divisas, establecidos como el Impuesto de Operaciones Financieras (IOF), de un valor de 10% a la utilidad generada.
 - Compensación al Estado Paraguayo, la cual se considera como el pago al Estado Paraguayo por la propiedad de esta energía; este monto se establece con fines del ejercicio, como el valor que

recibe por la compensación por cesión de Energía al Brasil de unos 9,34 USD por MWh³², establecido con base en el Acuerdo Lula-Lugo (Acuerdo Lula - Lugo, 2009),

Del modo previsto por la ecuación de ingreso por venta de energía al valor del PLD establecidos por la ANEEL, publicados en (CCEE, Historico de Precios del PLD y CMO's, 2017), entre el mínimo y máximo por cada año dentro del periodo estudiado (2014 al 2016) se puede obtener el conjunto de resultados que se consignan en la Tabla 6.

Tabla 6: Ingresos máximos y mínimos por venta de energía al valor del PLD

		PLD (USD/MWh)	Energía Excedente Anual (MWh/año)	Ingreso (USD/año)
Año 2014	Max	255,07	2.842.448	725.023.234
	min	4,84		13.757.449
Año 2015	Max	120,42	3.328.608	400.830.917
	min	9,38		31.222.338
Año 2016	Max	130,9	3.787.373	495.767.120
	min	9,38		35.525.558
Año 2017	Max	165,48	4.284.898	709.064.869
	min	10,44		44.734.332

De la tabla anterior se puede estimar que podría ser rentable la comercialización considerando los valores extremos establecidos del PLD. Si se consideran los valores del PLD por niveles de carga los cuales varían cada semana se puede realizar un cálculo más preciso del potencial ingreso por venta de energía excedente como se presenta en la Tabla 7. Estos valores estiman de forma más detallada la oportunidad de ingreso no aprovechada, pero a este potencial ingreso se le debe descontar algunos egresos como se detalla seguidamente.

³² Se aclara que el valor de compensación por cesión de energía de 9,34 USD/MWh es un monto de referencia, el mismo debería ser actualizado con el Factor de Ajuste, se utiliza este monto por motivos de no contar con el valor actualizado (solo se cuenta con proyecciones)

Tabla 7: Ingreso considerando PLD mínimos semanales

	Ingreso Comercializadora (USD/año)
Ingreso 2014	586.222.305
Ingreso 2015	332.177.748
Ingreso 2016	98.164.350
Ingreso 2017	324.564.889

De estos ingresos se deben descontar el costo de esta energía pagada a la ITAIPU. Este costo es muy bajo de unos 4,2 USD por MWh³³ (ITAIPÚ, 2003, pág. 130) en comparación a la tarifa normal en potencia de 22,6 USD/kW_{mes} equivalente en costo de energía de 43,68 USD por MWh según lo publicado en (ITAIPU, Memoria Anual - ITAIPU Binacional - Usina de Records, 2016). Este costo corresponde al pago de royalties, resarcimiento de las cargas de administración y supervisión como se expresa en (ITAIPÚ, 2003, pág. 143).

Tabla 8: Costo en USD de Energía Excedente Comercializada

Costo de Energía por año	
Costo 2014	11.938.282
Costo 2015	13.980.152
Costo 2016	15.906.966
Costo 2017	17.996.570

De manera adicional a las estimaciones de egreso se establecieron algunos costos que podrían considerarse como costos fijos:

- El monto establecido por la ANEEL (ANEEL, 2015) como patrimonio líquido de 1 millón de Reales equivalentes a 310.000 USD aproximadamente, considerado solo en el año cero del flujo de caja
- El monto de limite operacional mensual mínimo (ANEEL622/14, 2014) publicado por la CCEE de 100 mil Reales equivalentes a 31.000 USD por mes
- Alquiler de oficina para el local de la comercializadora de unos 2.000 USD mensuales
- Para el pago al personal se estimaron en unos valores de referencia del orden de:

³³ Este valor solo es tomado como referencia debiendo tener el mismo un ajuste por medio del FA como se mencionó anteriormente.

- Gerente con un salario de 6.000 USD por mes
- Analista de Sistemas con un salario de 3.500 USD mensual
- Abogado con un salario de 3.500 USD mensual
- Secretaria con un salario de 1.500 USD mensual
- Gastos varios de 3.300 USD mensual
- Pago de emolumento o remuneración económica a la CCEE de 22.039 Reales para la Adhesión (habilitación) a la misma de un pago único, los cuales se redondearon a unos 10.000 USD considerando gastos varios (CCEE, 2016).

Totalizando un monto de egreso mensual de 50.800 USD el cual es considerado en el flujo de caja analizado.

Con los valores anteriormente estimados, se puede construir un flujo de caja donde se podría valorizar en el presente la rentabilidad de la propuesta de comercialización de excedentes de Paraguay en el mercado brasileño. De modo a analizar las posibilidades, se considera como precio del PLD tres casos donde:

- i) el PLD máximo de cada año,
- ii) el PLD mínimo de cada año,
- iii) y el PLD histórico publicado por la CCEE.

Tabla 9: Flujo de Caja considerando el PLD MAXIMO histórico

	Año CERO	2014	2015	2016	2017
Ingreso por Venta(PLD MAX)		725.023.234	400.830.917	495.767.120	709.064.869
Costo de Energía IB		-11.938.282	-13.980.152	-15.906.966	-17.996.570
Egresos	Impuesto Renta	-106.962.743	-58.027.615	-71.979.023	-103.660.245
	Impuestos PIS+COFING	-26.463.348	-14.630.328	-18.095.500	-25.880.868
	Personal y otros	-609.600	-609.600	-609.600	-609.600
	Compensación Py	-26.548.465	-31.089.194	-35.374.063	-40.020.944
	CCEE y otros	-10.000	-372.000	-372.000	-372.000
	Patrimonio mínimo (ANEEL)	-310.000			
Sub-total	-320.000	552.128.796	282.122.028	353.429.967	520.524.642
Impuesto IOF	-32.000	-55.212.880	-28.212.203	-35.342.997	-52.052.464
Utilidad (USD)	-352.000	496.915.917	253.909.825	318.086.971	468.472.177

Este flujo de caja valorado al 2017 con una tasa de descuento del 8% utilizada en este trabajo (siendo esta tasa de descuento la utilizada en los proyectos de la Administración Nacional de Electricidad ANDE y considerando que la ANEEL establece una Tasa regulada de 7,5%, recuperado de (CIER, Regulación del Sector Eléctrico del Brasil, 2013)) se podría decir que este caso de estudio, para el período de 2014-2017 tendría un Valor Actual Neto de 1.733.658.577 USD.

Sin embargo, considerando el PLD mínimo como remuneración se encuentra que la comercialización no es rentable, ver Tabla 10. Considerando que en esta situación el Estado del Paraguay podría exonerar a la Comercializadora³⁴ de realizar el aporte por compensación de 9,34 USD/MWh el flujo se vuelve positivo ver Tabla 11, con el cual se puede obtener un VAN (tasa de descuento del 8%) de unos 40.125.363 USD traídos al año 2017.

Tabla 10: Flujo de Caja considerando el PLD MINIMO histórico

	Año CERO	2014	2015	2016	2017
Ingreso por Venta(PLD Min)		13.757.449	31.222.338	35.525.558	44.734.332
Costo de Energía IB		-11.938.282	-13.980.152	-15.906.966	-17.996.570
Egresos	Impuesto Renta	-272.875	-2.586.328	-2.942.789	-4.010.664
	Impuestos PIS+COFING	-502.147	-1.139.615	-1.296.683	-1.632.803
	Personal	-609.600	-609.600	-609.600	-609.600
	Compensación Py	-26.548.465	-31.089.194	-35.374.063	-40.020.944
	CCEE y otros	-10.000	-372.000	-372.000	-372.000
	Patrimonio mínimo (ANEEL)	-310.000			
Sub-total	-320.000	-26.485.920	-18.554.551	-20.976.543	-19.908.250
Impuesto IOF	-32.000	-2.648.592	-1.855.455	-2.097.654	-1.990.825
Utilidad	-352.000	-29.134.512	-20.410.006	-23.074.197	-21.899.075

³⁴ Se considera el valor de compensación que la Comercializadora debe pagar al Estado siendo que para este análisis no se especifica si sería una empresa con una concesión o algún otro tipo de trato empresa-Estado.

Tabla 11: Flujo de Caja considerando el PLD MINIMO histórico, sin compensación al Estado Paraguayo

	Año CERO	2014	2015	2016	2017	
Ingreso por Venta(PLD Min)		13.757.449	31.222.338	35.525.558	44.734.332	
Costo de Energía IB		-11.938.282	-13.980.152	-15.906.966	-17.996.570	
Egresos	Impuesto Renta		-272.875	-2.586.328	-2.942.789	-4.010.664
	Impuestos PIS+COFING		-502.147	-1.139.615	-1.296.683	-1.632.803
	Personal		-609.600	-609.600	-609.600	-609.600
	Compensación Py		0	0	0	0
	CCEE y otros	-10.000	-372.000	-372.000	-372.000	-372.000
	Patrimonio minimo (ANEEL)	-310.000				
Sub-total	-320.000	62.545	12.534.644	14.397.520	20.112.694	
Impuesto IOF	-32.000	-2.648.592	-1.855.455	-2.097.654	-1.990.825	
Utilidad (USD)	-352.000	-2.586.047	10.679.188	12.299.866	18.121.869	

Una vez visualizada la factibilidad financiera en los casos extremos del PLD se puede realizar un análisis más detallado teniendo en cuenta los valores publicados del PLD. Con esto se podría estimar la rentabilidad de esta situación conforme se detalla en la Tabla 12, la cual presenta un valor del VAN (tasa del 8%) de unos 951.109.404 USD evaluados al año 2017.

Tabla 12: Flujo de Caja considerando el PLD según CCEE

	Año CERO	2014	2015	2016	2017	
Ingreso por Venta(PLD CCEE)		586.222.305	332.177.748	98.164.350	324.564.889	
Costo de Energía IB		-11.938.282	-13.980.152	-15.906.966	-17.996.570	
Egresos	Impuesto Renta		-86.142.604	-47.729.639	-12.338.608	-45.985.248
	Impuestos PIS+COFING		-21.397.114	-12.124.488	-3.582.999	-11.846.618
	Personal y otros		-609.600	-609.600	-609.600	-609.600
	Compensación Py		-26.548.465	-31.089.194	-35.374.063	-40.020.944
	CCEE y otros	-10.000	-372.000	-372.000	-372.000	-372.000
	Patrimonio minimo (ANEEL)	-310.000				
Sub-total	-320.000	439.214.241	226.272.675	29.980.114	207.733.908	
Impuesto IOF	-32.000	-43.921.424	-22.627.268	-2.998.011	-20.773.391	
Utilidad	-352.000	395.292.816	203.645.408	26.982.103	186.960.517	

Con los resultados del análisis anterior se puede sustentar que es factible y rentable la venta de energía paraguaya asociada a la potencia excedente en el mercado de corto plazo en Brasil, por lo que a continuación se realiza el análisis del segundo caso de estudio.

6.6 ¿Sería rentable la venta de energía remanente por medio del aumento de contratación de potencia por parte de la ANDE en la ITAIPU?

La estrategia de contratación de potencia por parte de ANDE en ITAIPU siempre fue la de contratar por debajo de una demanda proyectada de modo a optimizar los pagos como lo comenta en una entrevista el Ing. Fernández en (Fernandez, 2017). Esto fundamentado en que la ITAIPÚ pone a disposición su energía garantizada y adicionalmente la energía asociada a la potencia excedente con la cual la ANDE cubre un 79% de la demanda total del Paraguay según lo publicado en (IP, 2017).

Esta estrategia de contratación es óptima desde el punto de vista de disminuir costos en generación, lo que significa una ventaja para la ANDE. Este beneficio fue transferido a los usuarios con tarifas reducidas por un periodo prolongado de tiempo, lo afirmaba el Ing. Cáceres en su presentación de la *“Situación y perspectiva de la ANDE”* (Cáceres, 2015).

Este apartado analiza la posible rentabilidad de aumentar este nivel de potencia contratada en función a la máxima potencia registrada de retiro por parte de ANDE en la ITAIPÚ, de este modo se puede considerar que la ANDE tendría un sobrante o remanente de energía, la cual podría vender en el mercado de corto plazo del Brasil.

6.6.1 ¿Cuánta energía se podría obtener por medio del aumento de la contratación de potencia de la ITAIPU?

Según lo establecido en el Tratado de ITAIPÚ la forma de venta del servicio de electricidad es contratando bloques de Potencia, estos bloques deben sumar la totalidad de la producción garantizada de la potencia. Analizando las memorias anuales de la ITAIPU (ITAIPÚ Binacional, 2016), se puede identificar la potencia contratada por ANDE desde el 2014 hasta el 2016 resultando la Figura 26.

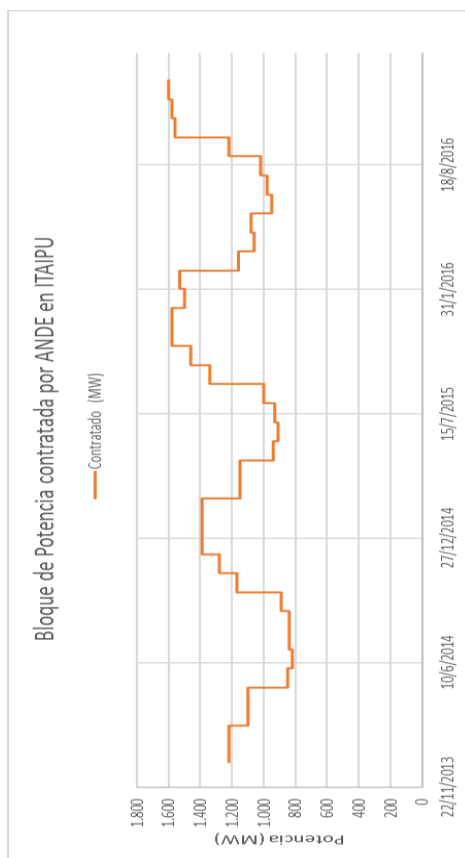


Figura 26: Histórico de Potencia Contratada por ANDE en ITAIPU (2014-2016)

Realizando una comparación de la potencia retirada con la contratada por ANDE (ver Figura 27) se puede apreciar que la misma contrata niveles inferiores a sus necesidades, ya que la empresa cuenta que, en caso de déficit y por acuerdo interno en el CADOP, podrá completar su necesidad en función a los excedentes, de modo a optimizar su pago a ITAIPÚ.

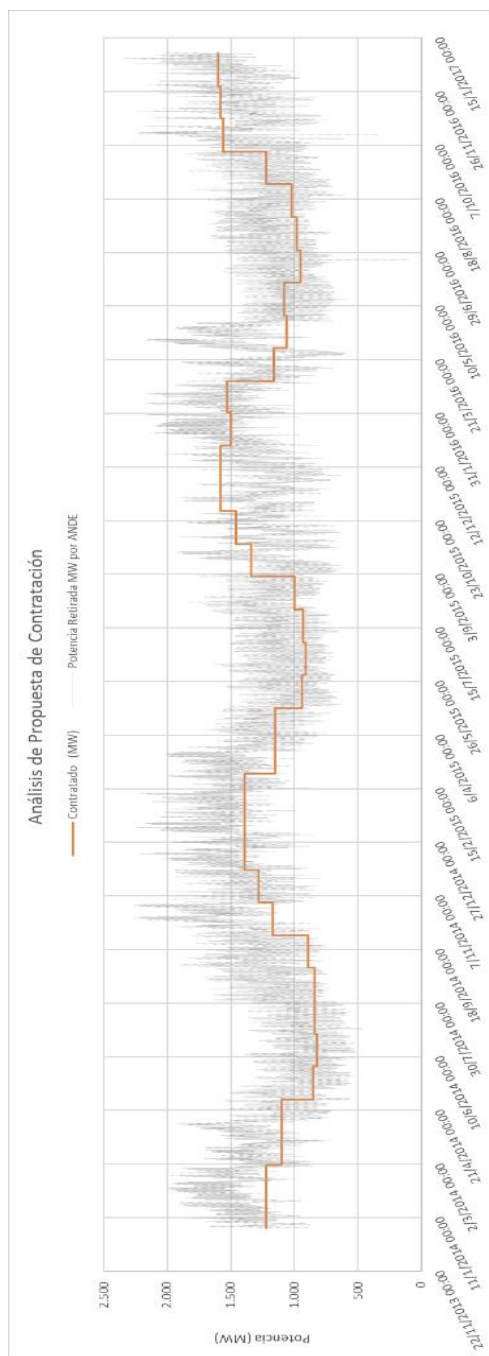


Figura 27: Potencias Retiradas por ANDE en IB (2014-2016)

Realizando un Histograma de potencia retirada por ANDE y considerando los contratos mensuales se puede comprobar la hipótesis de contrato por debajo de sus necesidades (ver Figura 28, Figura 29 y Figura 30, donde las barras en color rojo son las potencias retiradas por encima de su contrato y en verde los sobrantes, dentro de lo establecido en el contrato).

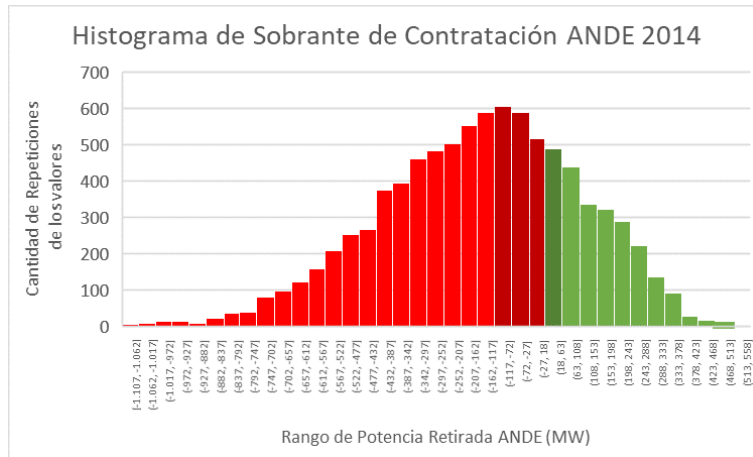


Figura 28: Histograma de Potencia retirada por ANDE 2014

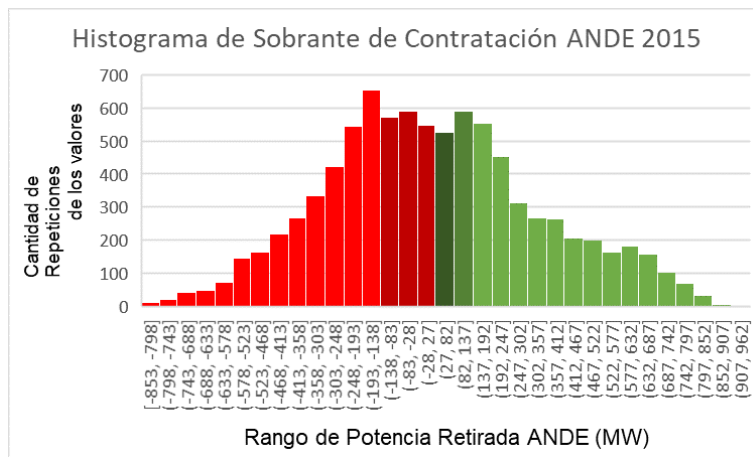


Figura 29: Histograma de Potencia retirada por ANDE 2015

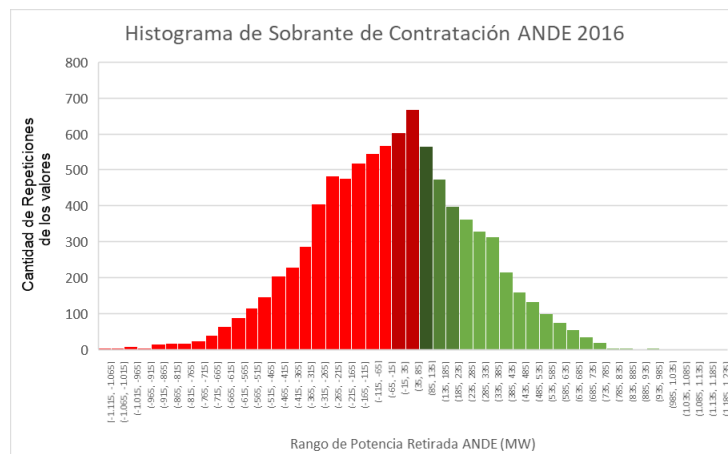


Figura 30: Histograma de Potencia retirada por ANDE 2016

De las Figuras anteriores se puede apreciar que las barras de color rojo representan la potencia retirada por ANDE por encima de su contrato con la ITAIPU, y las barras de color verde son el remanente o sobrante dentro de lo establecido en el contrato mensual de ANDE e ITAIPÚ.

Tomando como base los datos presentados en los gráficos, se analiza la rentabilidad de la contratación por parte de la ANDE de una potencia mayor a la que habitualmente realiza, con el propósito de contar con un sobrante o remanente que podría comercializar en el mercado de corto plazo del Brasil, donde el pago por dicha energía sería el Precio de Liquidación de Diferencias (PLD), de la misma manera que se realizó en el ejercicio anterior.

En esta sección se plantea realizar un ejercicio con el fin de estimar la rentabilidad de la propuesta de aumento de contratación de potencia. En la Figura 31 se presenta el caso en el cual la ANDE contrata de ITAIPÚ su máxima potencia retirada mensualmente, de manera efectiva y según registros históricos en el periodo de estudio desde el 2014 al 2016, con lo que se podría establecer un margen donde se contaría en la mayoría del tiempo con un remanente de potencia con el fin de negociarlo en condiciones de mercado a valores del PLD.

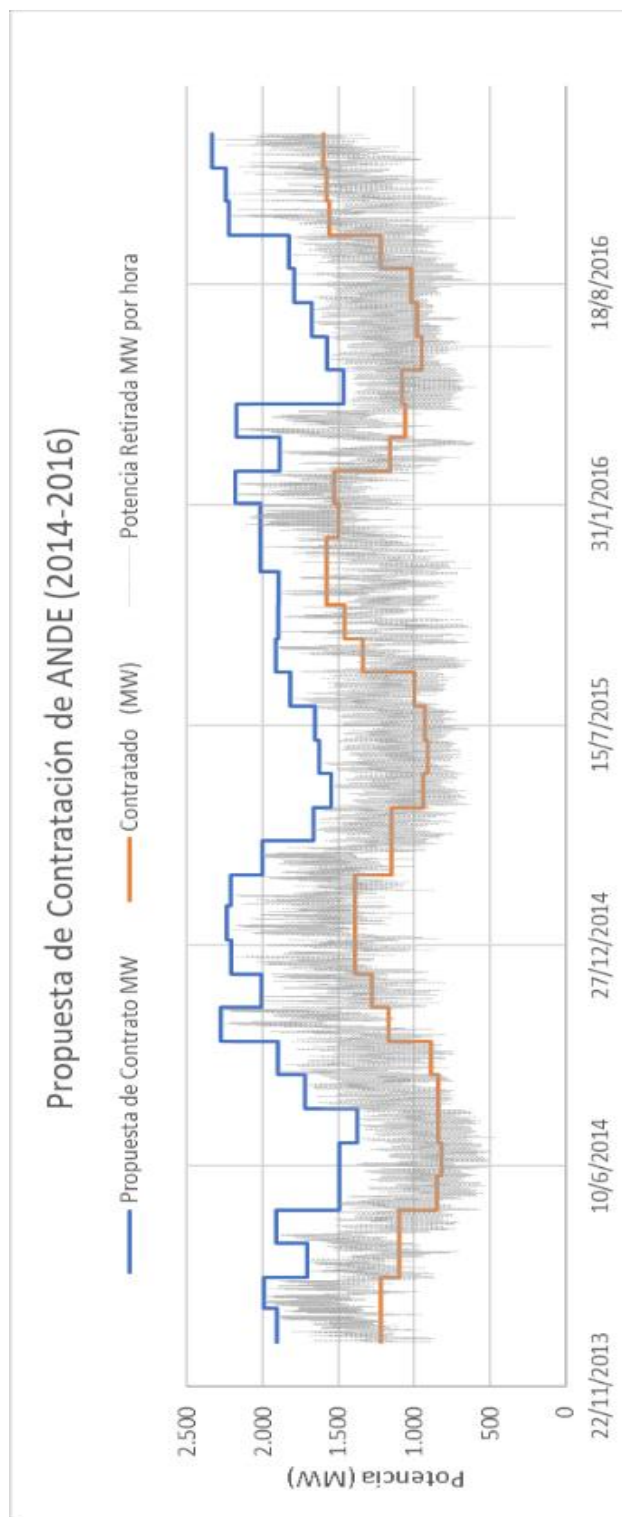


Figura 31: Propuesta de Contrato ANDE (2014-2016)

Tomando las consideraciones expuestas anteriormente en este trabajo y en condiciones favorables de caudales hídricos entre otros (comentados en el apartado 1.3) la ANDE podría contar con un remanente de aproximadamente 5 TWh/año como se presenta en la Tabla 13.

Tabla 13: Energía sobrante o Remanente para el caso de contratación de demanda máxima

Energía Sobrante o Remanente por Propuesta de Contratación (MWh)	
Periodo 2014	5.409.982
Periodo 2015	5.768.810
Periodo 2016	5.897.831

Estimando el ingreso por venta de energía sobrante o remanente en el mercado de corto plazo a valores del PLD con los valores semanales publicados en la CCEE, recuperado de (CCEE, 2017) esto se presenta en la Tabla 14. Con los egresos considerados en el apartado anterior, se puede elaborar un flujo de caja (ver Tabla 15) en el cual se procedió a aplicar la metodología del VPN como se desarrolló en los ejercicios anteriores.

Tabla 14: Ingreso por venta de Remanente por Contratación Propuesta

Ingreso por Venta de Remanente Propuesto al PLD - CCEE (USD)	
Periodo 2014	1.132.567.516
Periodo 2015	1.618.299.193
Periodo 2016	630.520.618

Tabla 15: Flujo de Caja por Venta de Remanente de energía por Contratación Propuesta de ANDE

		Año de Inversión	2014	2015	2016
Ingreso por Venta			1.132.567.516	1.618.299.193	630.520.618
Costo de Contratación IB			-198.428.000	-182.924.400	-180.348.000
Egresos	Impuesto Renta		-140.120.927	-215.306.219	-67.525.893
	Impuestos PIS+COFING		-41.338.714	-59.067.921	-23.014.003
	Personal y otros		-72.000	-72.000	-72.000
	Compensación Py		-50.529.232	-53.880.685	-55.085.742
	CCEE y otros	-10.000	-372.000	-372.000	-372.000
	Patrimonio mínimo (ANEEL)	-310.000			
Sub-total		-320.000	701.706.642	1.106.675.968	304.102.981
Impuesto IOF		-32.000	-70.170.664	-110.667.597	-30.410.298
Utilidad (USD)		-352.000	631.535.978	996.008.371	273.692.683

Asumiendo los valores analizados por venta en los periodos del 2014 al 2016 y el pago de todos los egresos considerados, esto resultaría en un Valor Actual Neto evaluado al año 2017 de unos 2.252.406.820 USD. Por lo tanto, se puede considerar que sería rentable para la ANDE la comercialización del remanente por aumento de contratación de demanda máxima.

Estos ejercicios fueron elaborados en base a datos históricos de precios de PLD, potencia y energía, por lo que, para estimar la rentabilidad a mediano o largo plazo de la comercialización de energía en el mercado eléctrico brasileiro, se debería de analizar a futuro con el fin de plantear las mejores estrategias de venta en dicho mercado. Esto conllevaría a examinar las herramientas y metodología de proyección del mercado eléctrico en Brasil. A continuación, se detalla algunos casos de estudio con el modelo de optimización NEWAVE, siendo este el modelo utilizado por la CCEE para las proyecciones del comportamiento a largo plazo del sector de generación de energía eléctrica.

De manera adicional al análisis de la rentabilidad de la comercialización de energía establecido en los objetivos específicos 1, 2 y 3, el presente trabajo se plantea estimar el potencial impacto de la variación de contratación de potencia de la ANDE en el mercado eléctrico del Brasil.

7 ¿TENDRÍA ALGUNA REPERCUSIÓN LA VARIACIÓN DE CONTRATACIÓN DE POTENCIA DE LA ANDE EN EL MERCADO ELÉCTRICO BRASILEIRO?

Como se mencionó anteriormente la ELETROBRAS contrata potencia correspondiente a la ANDE (potencia que esta no contrata) con el fin de viabilizar financieramente a la ITAIPU, bajo esta situación, la contratación de potencia de ANDE presenta gran relevancia a la hora de realizar los planes de expansión del parque generador del Brasil.

De modo a cumplir con el objetivo específico 4 que es el de estimar las consecuencias de las decisiones de ANDE en relación a su contrato en ITAIPÚ, es decir, el posible impacto de la energía correspondiente a Paraguay que ingresa al mercado brasileño por medio de ELETROBRAS en el Costo Marginal de Operación de su sistema eléctrico, se procede a la simulación en el NEWAVE considerando el periodo del 2014 al 2018³⁵, donde se plantea varios escenarios de contratación de ANDE (con un análisis de ceteris paribus de las variables del NEWAVE) como se presenta a continuación:

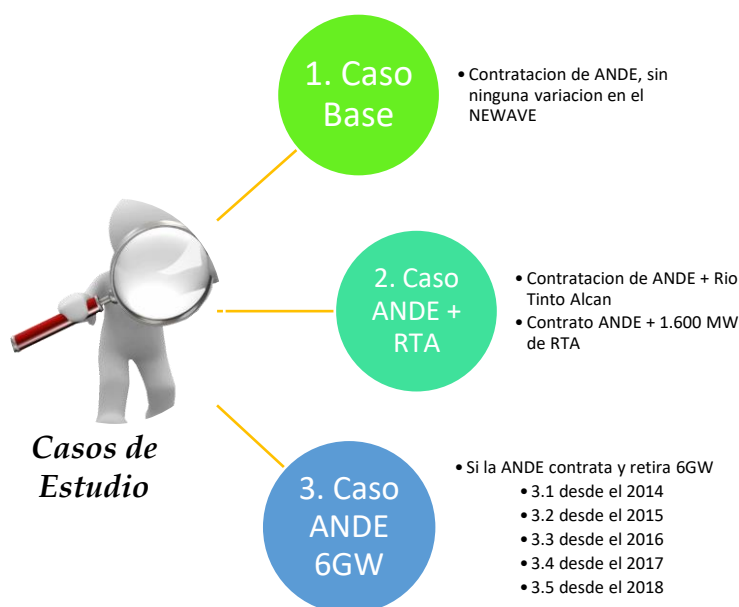


Figura 32: Casos de Estudio en el NEWAVE

³⁵ Los datos históricos de entrada del NEWAVE con los que se cuenta son hasta el año 2014 y con ellos se podría realizar las proyecciones de series sintéticas hasta 5 años adelante, por lo mencionado, el periodo proyectado de las simulaciones seria desde el 2014 al 2018.

1. Caso 1 - Contratación de ANDE: para esta simulación se considera la contratación de potencia por parte de ANDE de la ITAIPU sin ninguna variación con relación a la efectuada en la actualidad, asumiendo que este escenario sea el caso base con el cual se trazaría las comparaciones del impacto de variación en la contratación de ANDE (con los demás casos de estudio de este apartado) en el mercado brasileño, en la Figura 33 se puede apreciar los valores considerados por la CCEE de las potencias a contratar y retirar por ANDE en ITAIPU.

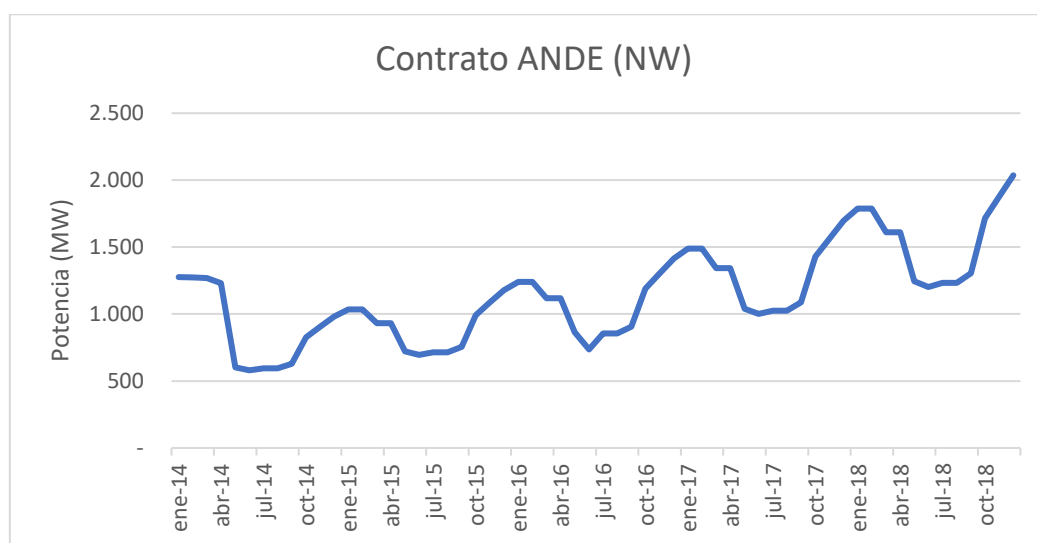


Figura 33: Contratación de ANDE (sin variación)

2. Caso 2 - Contratación de ANDE + RTA: con el fin de estimar el posible impacto de la inserción de la Electro intensiva Rio Tinto Alcan (RTA) dentro de la demanda de electricidad del Paraguay en el año 2014. Se estableció que dentro de este escenario se añadiría la demanda de 1.600 MW siendo este valor lo que demandaría la RTA al final de su construcción según lo expresa el Ing. Canese (Rio Tinto: La disputa por detrás de la producción de aluminio en Paraguay, 2012), se considera para este caso de estudio la demanda de la Contratación de ANDE (caso 1) más los 1.600 MW, en la Figura 34 se puede apreciar los valores considerados.

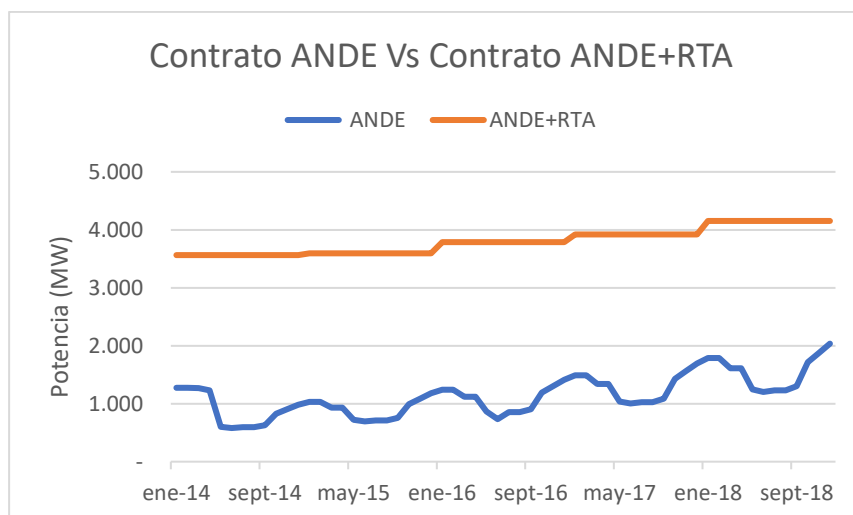


Figura 34: Contratación de ANDE + RTA

3. Caso 3 - Contratación de ANDE por 6GW: este caso de estudio se desglosa en 5 casos, donde se parte de la hipótesis de que la ANDE contrata 6GW de potencia iniciando en los años 2014; el posterior caso considera que en el 2014 se contrata normal (sin ninguna variación), y que en el 2015 se contrata los 6GW, y de forma análoga se plantea esto hasta el 2018. Este caso de estudio sería para estimar en qué año se daría el mayor impacto si la ANDE retira lo que Paraguay tiene derecho de la ITAIPÚ.

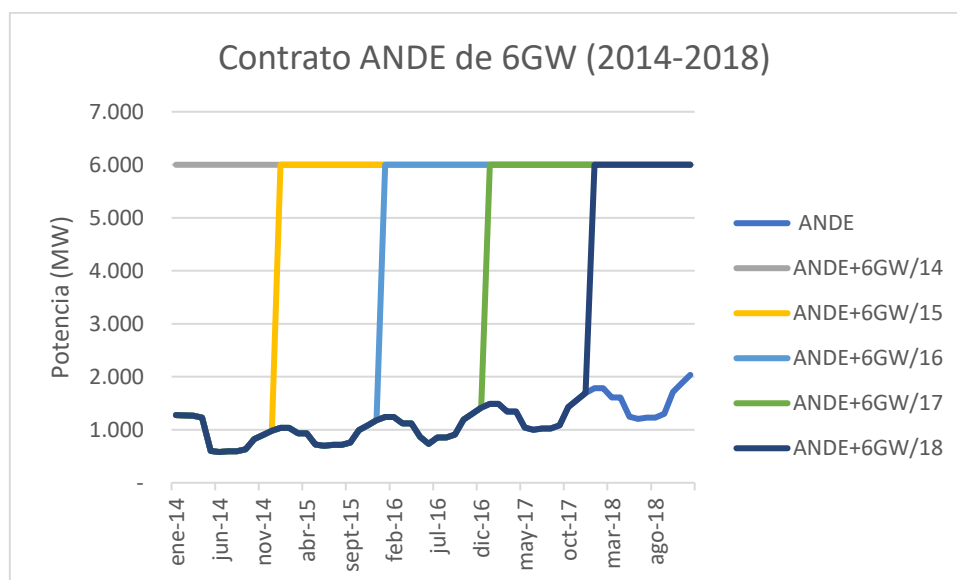


Figura 35: Casos de Contratación de 6GW de ANDE

En el Apéndice A, en la Tabla 17 se puede apreciar las potencias de casos de estudios planteados estableciendo los valores de entrada para el NEWAVE de

modo a estimar el impacto de la contratación de ANDE en el CMO en el mercado Sureste de Brasil dentro del horizonte de 2014 al 2018.

7.1.1 ¿En que afecta la contratación de ANDE en el Brasil?

El mercado eléctrico brasileño de corto plazo remunera a los agentes generadores al valor del Precio de Liquidación de Diferencias (PLD) por cada sub-mercado conforme se establece en el Decreto N° 5.117/2004 (CCEE, Regras de Comercialização , 2012, pág. 4). La base para el cálculo del PLD es el Costo Marginal de Operación (CMO)³⁶ con ciertos límites establecidos por la ANEEL como se detalló en el apartado 3, por lo que es fundamental estimar el impacto en el CMO de la contratación de ANDE en ITAIPU, y con esto se cumple el objetivo específico 4.

La relevancia de trabajar con los límites del histórico de CMO y el PLD establecido es la de comparar con los resultados obtenidos de los casos de contratación por parte de ANDE simulados en el NEWAVE. A continuación, se presentan los resultados obtenidos con la entrada de datos de los casos planteados anteriormente, con esto se puede estimar el impacto en el CMO del mercado Sureste del Brasil de cada caso:

7.1.2 Caso 1: Análisis del Caso Base

Considerando las entradas sin variación de la contratación de ANDE, se puede observar la siguiente curva de Costo Marginal de Operación CMO desde el 2014 al 2018 (ver Figura 36), esta curva representa el resultado del caso base analizado, el cual será utilizado como comparador para estimar el impacto de la contratación de ANDE en los distintos casos planteados.

³⁶ El Costo Marginal de Operación (CMO) es el costo incurrido en producir el próximo MWh necesario para el suministro del sistema eléctrico.

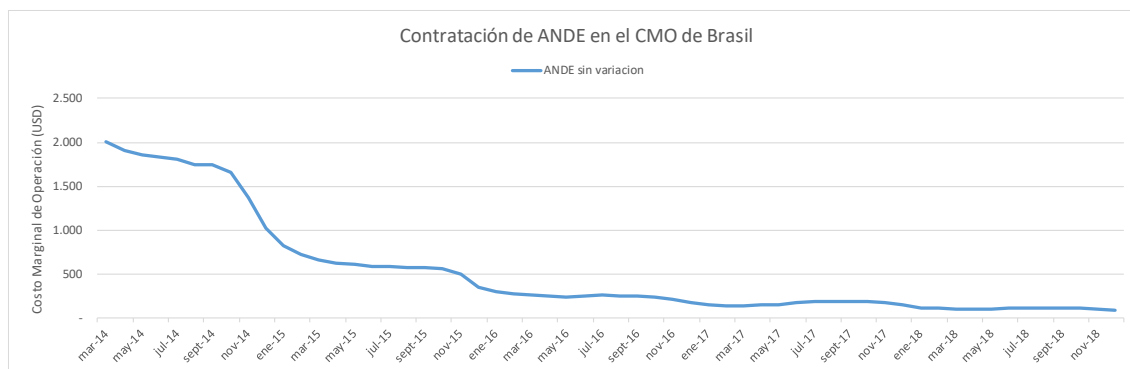


Figura 36: Curva de CMO Sureste, Contratación de ANDE sin variación

7.1.3 Caso 2: Análisis del caso ANDE+RTA

En este caso se consideró como entrada al NEWAVE, los valores de contratación ANDE del caso 1 más la demanda de RTA, donde se puede apreciar que genera un aumento del Costo Marginal de Operación en el mercado Sureste como se puede apreciar en la Figura 37.

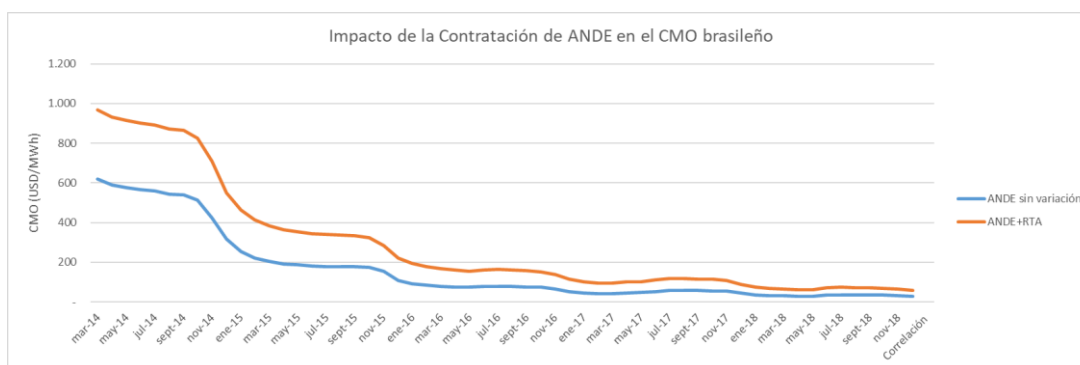


Figura 37: Impacto en el CMO del Contrato ANDE+RTA

Se puede observar que esta carga adicional de RTA en el contrato de la ANDE genera un aumento inicial a 969 USD/MWh, lo que genera una diferencia de 348 USD/MWh aproximadamente entre los CMO del caso base y de ANDE+RTA, y este valor va decreciendo hasta unos 30 USD/MWh, a medida que en el sistema se van ingresando las centrales de expansión (ver tabla del Apéndice B), como se presenta en la Figura 38.

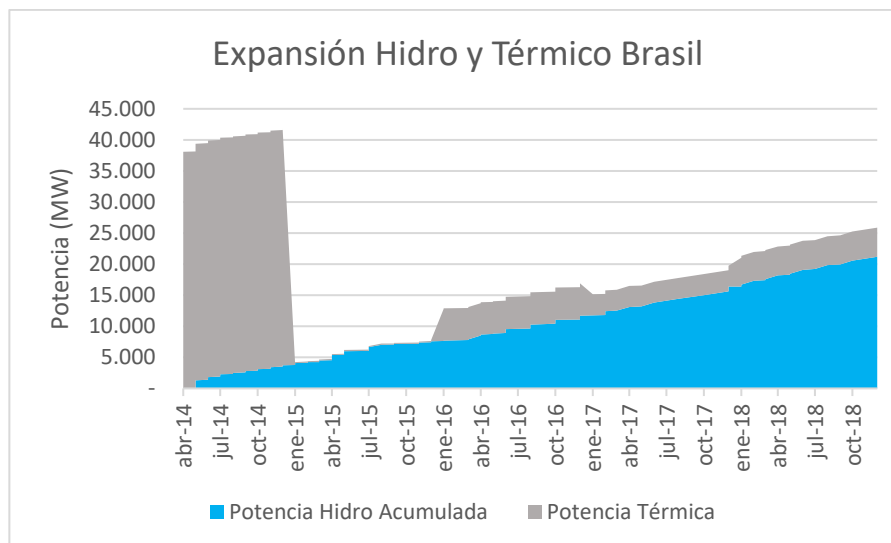


Figura 38: Plan de Expansión de Hidroeléctricas y Térmica NW

7.1.4 Caso 3: ANDE contrata 6GW de ITAIPÚ

Analizando cuando la ANDE contrata de ITAIPÚ unos 6.000 MW de potencia, considerando varios escenarios de contratación de esta potencia desde los años 2014 al 2018.

En este escenario se plantea que la ANDE retira todo lo que le corresponde a Paraguay, lo que en el mercado brasileño tendría indudablemente algún efecto, comparando la salida del NEWAVE del caso base con este escenario, se obtiene la curva de la Figura 39.

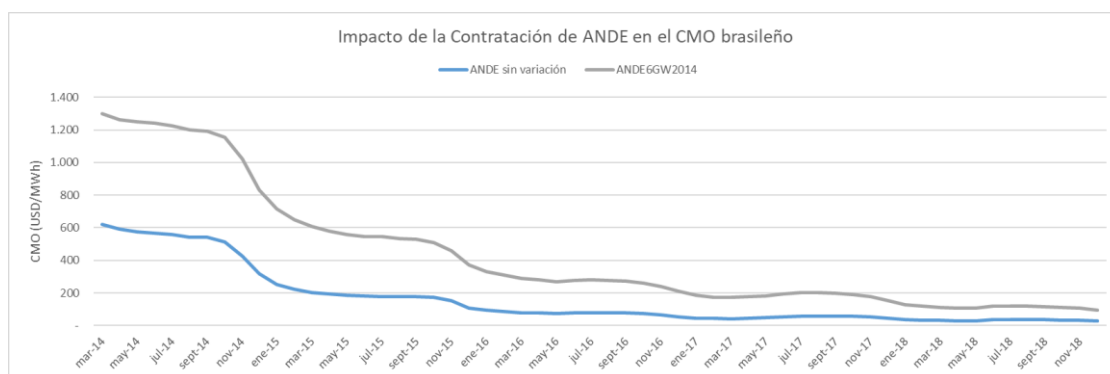


Figura 39: Impacto de la contratación de ANDE de 6GW desde el 2014

Se puede observar que incide fuertemente la contratación de ANDE, elevando inicialmente el CMO a unos 1.302 USD/MWh, estableciendo una diferencia de 686 USD/MWh entre el caso base y este, posteriormente va decreciendo hasta unos 30 USD/MWh.

En las Figura 40, 41, 42, 43 se puede observar las brechas que se generan debido a la contratación de ANDE de 6GW en los años 2015, 2016, 2017 y 2018, este planteamiento se realiza con el fin de estimar en el momento de mayor impacto de retirar los 6GW de la oferta del mercado brasileño.

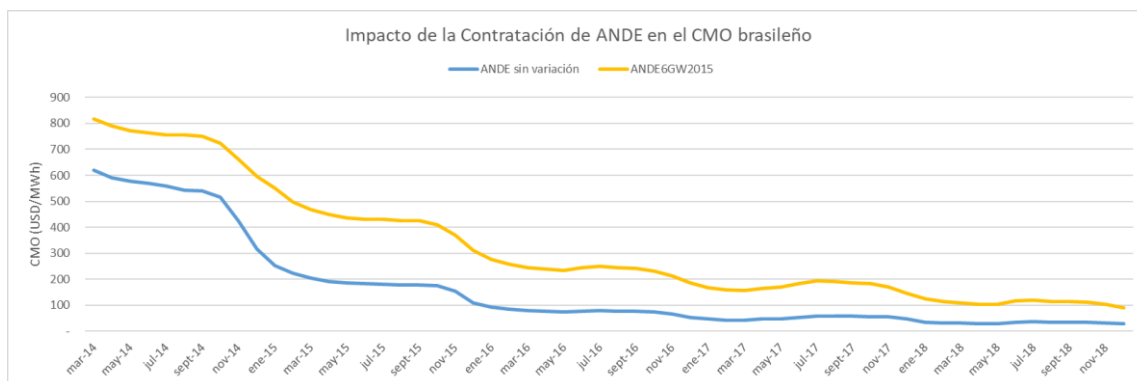


Figura 40: Impacto de la contratación de ANDE de 6GW desde el 2015

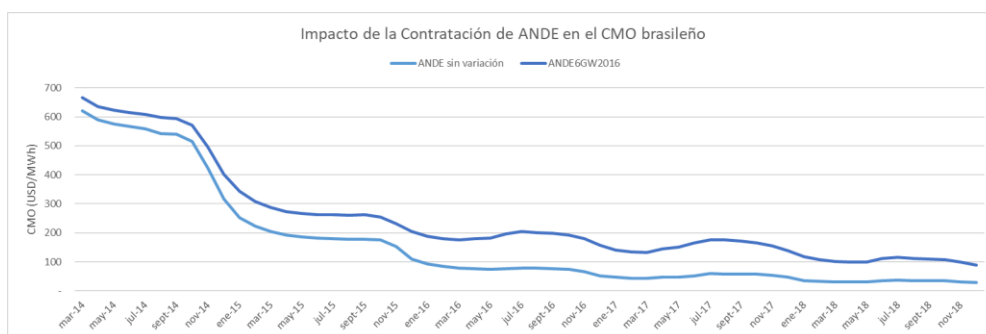


Figura 41: Impacto de la contratación de ANDE de 6GW desde el 2016

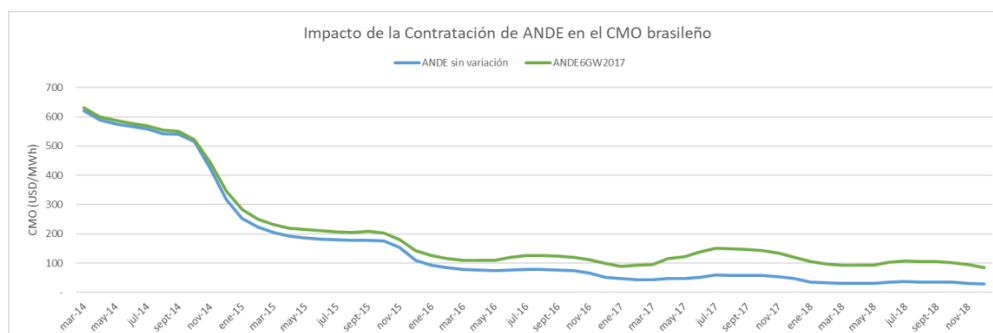


Figura 42: Impacto de la contratación de ANDE de 6GW desde el 2017

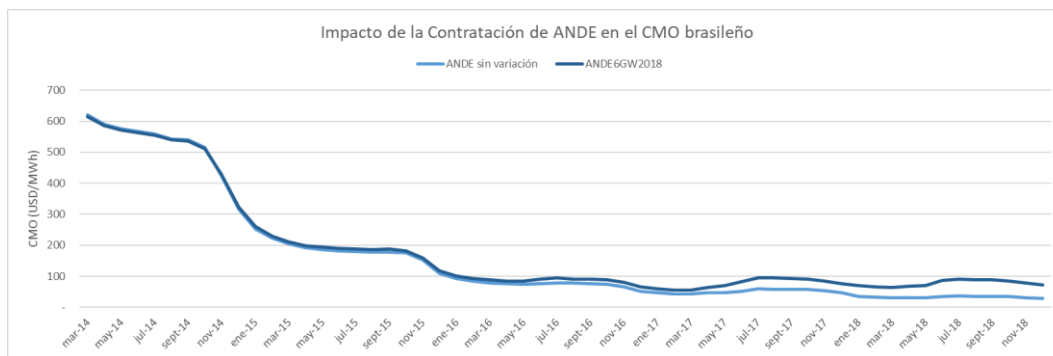


Figura 43: Impacto de la contratación de ANDE de 6GW desde el 2018

De estas curvas se puede rescatar que cualquier variación de la contratación de ANDE, genera un impacto en el despacho de las centrales en Brasil, pero luego paulatinamente se iría recuperando a sus valores próximos del caso base.

Se debe resaltar que a medida que la ANDE retira los 6GW en el inicio del periodo de análisis el impacto es mayor, con respecto a que si la ANDE retira al final del periodo considerado. Es decir, a medida que pasa el tiempo, el impacto de retirar bloques de potencia del mercado brasileño va reduciéndose.

De modo a estimar la correspondencia entre la curva del CMO del caso base, y los casos analizados se procede a determinar el valor de correlación entre los mismos, esto se puede apreciar en la Tabla 16.

Tabla 16: Valor de la Correlación entre los casos

	Escenario	Correlación
ANDE sin variación	ANDE+RTA	0,998
	ANDE6GW2014	0,992
	ANDE6GW2015	0,972
	ANDE6GW2016	0,995
	ANDE6GW2017	0,995
	ANDE6GW2018	0,997

Los valores de correlación demuestran que existe una reciprocidad casi perfecta entre la curva del caso base y los otros casos.

7.1.5 Delimitación del CMO a valores de PLD

Considerando los valores límites del PLD histórico establecido por la ANEEL se puede crear unas curvas donde se pueda apreciar la distorsión causada en el CMO por los casos planteados en el presente trabajo, donde se

observa que a partir del 2016 los valores alterados están dentro de los límites históricos de PLD, ver Figura 44.

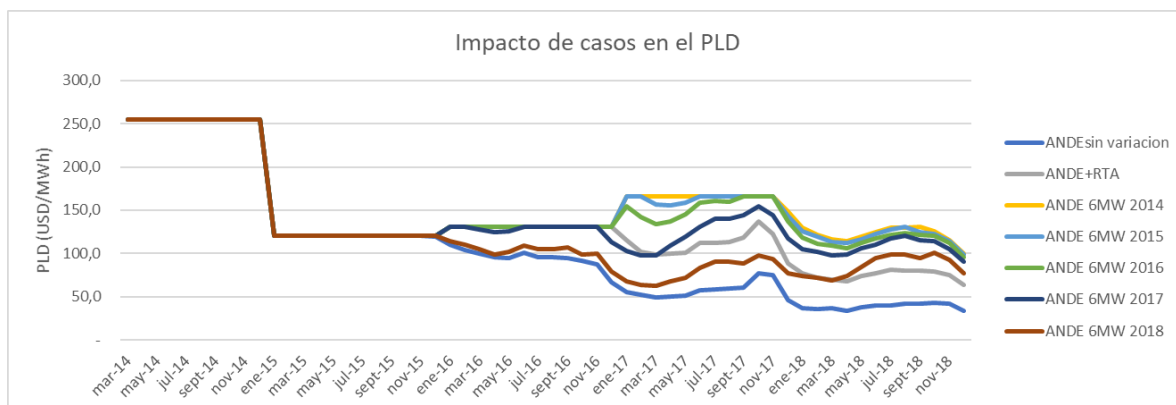


Figura 44: Impacto de los propuestos en el PLD

Según las salidas del NEWAVE se puede apreciar que la menor incidencia de los casos proyectados sería el de ANDE+RTA prevista para el 2018, y entre los demás casos, el de mayor consecuencia sería el de contratar y retirar los 6GW de ITAIPÚ desde el 2014.

A partir de estas variaciones en el CMO y/o PLD se puede considerar que el contrato de ANDE incide fuertemente, por lo que la idea de vender energía en el mercado brasileño es muy tentadora a la hora de planear mayores beneficios económicos para el Paraguay. Considerando que la ANDE podría obtener ganancias considerables por crear una comercializadora en Brasil, de modo a vender sus sobrantes considerando el superávit de energía con que cuenta en la actualidad y según las proyecciones se va a seguir contando hasta el año 2031 aproximadamente.

8 DISCUSION DE RESULTADOS

En este apartado se presentan los resultados alcanzados con relación a los objetivos específicos propuestos.

Objetivo específico 1

- Reconocer las posibilidades de superación de las restricciones establecidas en el Tratado de ITAIPU referente a la disponibilidad de energía por medio de las iniciativas de Integración Energética Regional
- El MERCOSUR y UNASUR no plantean alternativas de superar las barreras establecidas en los acuerdos bilaterales
- El Acuerdo LULA-LUGO plantea la posibilidad de comercializar los remanentes de electricidad del Paraguay en el mercado eléctrico del Brasil

Objetivo específico 2

- Identificar modalidades de venta de la energía paraguaya en el mercado eléctrico brasileiro según las regulaciones vigentes
- Se identifica que la modalidad de comercialización de energía paraguaya inicialmente sería el mercado de corto plazo

Objetivo específico 3

- Realizar una evaluación financiera comparativa de las alternativas de venta de energía paraguaya en el mercado eléctrico brasileiro
- Venta de energía asociada a la potencia excedente de ITAIPU con un VPN de USD 1.400 millones (2014-2017)
- Venta de energía remanente por medio de mayor contratación de potencia en ITAIPU con un VPN de USD 2.254 millones (2014-2016)

Objetivo específico 4

- Analizar el impacto en el mercado eléctrico brasileiro de corto plazo de la contratación, por parte de Paraguay, de la mitad de la potencia disponible de ITAIPÚ Binacional
- Se estima por medio de la metodología NEWAVE que el impacto de la variación de contrato de ANDE en ITAIPU repercute directamente en el Costo Marginal de Operación.

V. CONCLUSIONES

El presente trabajo se había propuesto el objetivo general de **“Contribuir con el análisis de mejores opciones de venta de energía eléctrica paraguaya de la Central Hidroeléctrica Binacional ITAIPÚ”**, considerando la relevancia que tienen las rentas hidráulicas para el presupuesto de la nación y el desarrollo del país. Además, se habían planteado los siguientes objetivos específicos: i) Reconocer las posibilidades de superación de las restricciones establecidas en el Tratado de ITAIPU referente a la disponibilidad de energía por medio de las iniciativas de Integración Energética Regional, ii) Identificar modalidades de venta de la energía paraguaya en el mercado eléctrico brasileiro según las regulaciones vigentes, iii) Realizar una evaluación financiera comparativa de las alternativas de venta de energía paraguaya en el mercado eléctrico brasileiro, iv) Analizar el impacto en el mercado eléctrico brasileiro de corto plazo de la contratación, por parte de Paraguay, de la mitad de la potencia disponible de ITAIPÚ Binacional. Se han cumplido todos los objetivos planteados.

En efecto, el estudio ha mostrado que existen posibilidades de superar las barreras establecidas en el Tratado de ITAIPÚ para la comercialización y mejor aprovechamiento del superávit de Paraguay en hidroelectricidad. La respuesta no se encuentra, en las condiciones actuales de avance del marco jurídico regional, en los actuales procesos de Integración Regional: tanto MERCOSUR como UNASUR, aún no han presentado una solución clara y efectiva con relación al funcionamiento de un mercado eléctrico regional con participación de las centrales hidroeléctricas binacionales. Existen voluntades expresadas en el discurso político de estos procesos (con mayor énfasis en UNASUR) para profundizar la cooperación e integración energética regional, pero todo indica que la construcción de un andamiaje legal y regulatorio va a demorar varios años.

La respuesta para buscar alternativas de comercialización de energía de ITAIPU en condiciones diferentes a las impuestas por el tratado y los acuerdos conexos se pueden encontrar en el Acuerdo Lula-Lugo firmado en el año 2009, en el punto 6 que indica *“Reconocen la conveniencia de que la ANDE pueda gradualmente, en la brevedad posible, comercializar en el mercado brasileño, energía correspondiente a los derechos de adquisición de Paraguay”*. Si bien este punto expresa una voluntad política circunstancial debe tenerse en cuenta que no fue llevada adelante. No obstante, tiene la importancia de haber instalado el tema en la agenda de negociación de los dos países socios y puede usarse como antecedente para establecer acuerdos bilaterales que allanen barreras con miras a la comercialización de energía en el mercado eléctrico brasileiro, en el marco de los derechos adquiridos por la ANDE en el contrato de ITAIPU.

Por otro lado, se logró demostrar que el Acuerdo Lula - Lugo tiene vigencia y que los beneficios financieros de la implementación, en las condiciones que fueron analizadas en este trabajo, son elevados. Los resultados alcanzados en este estudio indican que sería muy conveniente para la ANDE (o para el Estado paraguayo) considerar la instalación de una comercializadora en Brasil.

Los análisis financieros muestran que en los casos de venta de energía asociada a potencia excedente y de energía remanente (no usada para mercado interno) asociada a incrementos de contratación de potencia por parte de la ANDE se podían haber obtenido ingresos elevados por la venta directa en el mercado brasileño (período 2014-2017). Estos valores serían muy superiores a lo que actualmente se transfiere en concepto de cesión, recibiendo solo el pago compensatorio por cesión de energía de unos 9,34 USD/MWh. Esto se debe a que el rango de pago en el mercado de corto plazo (PLD) presenta generalmente valores elevados para el máximo. Por ejemplo, durante el año 2017 tuvo unos límites de variación: inferior de 10,23 USD por MWh y superior de 165,23 USD por MWh, lo que implica la generación de grandes beneficios financieros.

En el caso de venta de excedentes no sería necesaria una inversión inicial más que los conceptos de aporte a la CCCEE y los egresos básicos considerados en este estudio, esta situación considerando un periodo desde el 2014 al 2017 podría tener un Valor Presente Neto (VPN) de USD 1.400 millones aproximadamente. Sin embargo, en el análisis de la propuesta donde si la ANDE hubiese aumentado su potencia contratada en el periodo 2014 al 2016, esto tendría un VPN de unos 2.254 millones de Dólares, todos los valores fueron transportados al año 2.017.

Con estos valores se reitera que el Acuerdo Lula - Lugo puede abrir la posibilidad de maximizar beneficios para el Estado por comercializar los remanentes de electricidad en el mercado eléctrico de Brasil. Inclusive, la ANDE podría contar con una fuente de ingreso adicional para reducir sus necesidades de recursos financieros externos. Debe recordarse que las inversiones necesarias incluidas en el Plan Maestro 2016-2025 son elevadas y no tienen financiamiento garantizado en su mayor parte.

Por otra parte, los casos analizados demostraron que los Contratos de Potencia realizados en la ITAIPÚ por la ANDE repercuten directamente en los Costos Marginales de Operación del mercado eléctrico brasileiro, siendo que cada bloque de potencia retirado de lo que le corresponde a Paraguay y que tendría

destino al Brasil debería ser reemplazado por una central Térmica, cuyo costo es superior a la tarifa de ITAIPU Binacional en las condiciones de precio de combustibles que fueron introducidas al modelo NEWAVE.

Los resultados del presente trabajo podrían ser de utilidad para el gobierno nacional, para tomar decisiones que son relevantes para el sector energético: i) la creación de un Ministerio de Hidrocarburos y Energía (tal como lo plantea la Política Energética 2040, aprobada por Decreto N° 6092/2016 del Poder Ejecutivo) que colabore con el Ministerio de Relaciones Exteriores en el avance de negociaciones que tomen como antecedente al Acuerdo Lula-Lugo; y ii) la creación de una comercializadora en el Brasil con la finalidad de comercializar la energía que corresponde a Paraguay con el objetivo de generar mayores beneficios económicos con miras a impulsar el desarrollo del Paraguay.

VI. RECOMENDACIONES

PROPUESTA DE INTEGRACION ELÉCTRICA REGIONAL EN EL CONO SUR DE LAS AMERICAS

Conforme se ha presentado en este trabajo, los países miembros del Cono Sur (principalmente los fundadores del MERCOSUR) poseen vasta experiencia en transacciones bilaterales en Integración Eléctrica; con esto es posible propiciar un avance en una verdadera integración eléctrica regional, basados en experiencias normativas de otros mercados regionales como la Comunidad Andina de Naciones (CAN) (Comunidad Andina de Naciones) y principalmente el Sistema de Integración Centroamericana (SICA) (Castillo & Chiliquinga, 2013), puesto que en el Cono Sur: i) los países ya cuentan con infraestructura de interconexión (vinculada a las centrales hidroeléctricas binacionales y líneas de transmisión), y ii) la existencia de antecedentes de intercambio o comercialización de energía eléctrica.

Un avance hacia un mercado eléctrico regional debería superar las principales barreras (Chamba, Salazar, Añó, & Castillo, 2012) como las normativas, físicas, económicas y políticas. Con relación a estas barreras el trabajo propone:

- i) Con referencia a las barreras normativas y un modelo de mercado regional, se propone implementar un Mercado Eléctrico del Cono Sur de las Américas (o simplemente Mercado Eléctrico del Sur, MESUR) con reglas que tomen como base la experiencia regulatoria del SICA.
- ii) En lo que respecta a las barreras físicas, se debería considerar la infraestructura ya existente de las interconexiones eléctricas y aprovecharlas de manera óptima como polo de generación eléctrica, y del mismo modo a las centrales hidroeléctricas binacionales en operación. Cabe señalar que los antecedentes de interconexión eléctrica en América del Sur son exclusivamente binacionales, desarrollados en emprendimientos hidroeléctricos

y líneas de transmisión. Entre las centrales hidroeléctricas de referencia se pueden citar: ITAIPÚ Binacional, emprendimiento entre Paraguay y Brasil con una potencia de 14.000 MW; YACYRETA desarrollada por Paraguay y Argentina con una capacidad instalada de 3.200 MW, ambas situadas en el Río Paraná; y, SALTO GRANDE, entidad creada por Argentina y Uruguay, con una capacidad de 1.890 MW en el Río Uruguay. Por otro lado, se encuentran las siguientes líneas de interconexión: i) Argentina y Brasil, en Rincón S.M. - Garabí, con capacidad de 2.200 MW; ii) Brasil y Uruguay en Pdte. Medici - Melo, con 500 MW de capacidad, entre otros, y se cuenta con las instalaciones eléctricas necesarias para transportar la energía de las entidades binacionales a los sistemas de los países socios. Además, se puede aprovechar el potencial hidroeléctrico remanente en los tramos internacionales de los ríos Paraná y Uruguay, por lo que este trabajo propone la creación de un anillo o Eslabón Eléctrico de interconexión (Sistema de Interconexión Eléctrica del Sur - SIESUR) y un polo de generación regional ver Figura 45.

Figura 45: Propuesta para el Sistema de Interconexión Eléctrica del Sur (SIESUR)



- iii) Cabe señalar que se cuenta con interconexiones eléctricas bilaterales entre los países y con instalaciones convertoras de

frecuencia (la principal es la convertora de FURNAS asociada a ITAIPÚ, con capacidad de 6.300 MW, y las líneas de transmisión en corriente continua) que permitirían superar la diferencia técnica de frecuencias de sistemas eléctricos en el Cono Sur (50 y 60 Hz).

- iv) En lo que respecta a las limitaciones financieras, se pueden establecer mecanismos innovadores. Como ejemplo, se cita la creación de la Corporación Energética del Sur (CES) propuesta por Ildo Sauer (Sauer, *Proposta de integração produtiva em energia: recursos minerais para o desenvolvimento na América Latina. em Os desafios da américa latina no século XXI*, 2015), conformada por las tres centrales binacionales en operación (ITAIPÚ, SALTO GRANDE y YACYRETA) - que también puede incluir las líneas de interconexión y las convertoras como parte del capital. La CES sería la propietaria y administradora del polo energético del sur (con capacidad instalada total que puede variar entre 19.000 a 27.000 MW, dependiendo de los proyectos a considerar). Según estimaciones de Sauer, las rentas anuales de un escenario conservador (sólo las tres centrales mencionadas) alcanzarían USD 6.000 millones. Estas rentas más recursos externos que se pueden obtener con base en el flujo de caja de la corporación, podrían financiar: i) redes de interconexión regional; ii) refuerzo de redes nacionales; y iii) proyectos de generación hidroeléctricas por construir (entre ellas, las centrales de Panambí, Garabí, Corpus, Itatí-Itacorá y la ampliación de YACYRETA).
- v) En lo que respecta a la necesidad de un marco institucional y a la necesidad de operación coordinada de sistemas eléctricos, se propone la creación de entidades regionales de administración, regulación y operación del Mercado Eléctrico del Sur (MESUR), tales como: el Administrador del MES; la Comisión Reguladora

del MES, compuesta por representantes institucionales de las entidades reguladoras de cada país; y el Ente Operador del SIESUR, que coordinaría el despacho óptimo de las hidroeléctricas, considerando, entre otros aspectos, la complementariedad hidrológica y gestión de la demanda.

VI. BIBLIOGRAFIA

- 16°Leilão. (2016). *16° Leilão de Energia Existente A-1, CCEE*.
- 17°Leilão. (22 de diciembre de 2017). *Camara de Comercialización de Energía Eléctrica*. Obtenido de Subasta A-1:
https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_555432
- 18°Leilão. (22 de diciembre de 2017). *Camara de Comercialización de Energía Eléctrica*. Obtenido de Subasta A-2:
https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_555632
- ABCcolor. (27 de mayo de 2008). Brasil paga apenas USD 100 millones . *ABC color*, págs. <http://www.abc.com.py/edicion-imprensa/politica/brasil-paga- apenas-us-100-millones-1070180.html>.
- ABCcolor. (29 de mayo de 2009). Brasil paga US\$ 8 por cada MWh que le cede Paraguay en Itaipú, señalan. *ABCcolor*, págs. <http://www.abc.com.py/edicion-imprensa/politica/brasil-paga-us-8- por-cada-mwh-que-le-cede-paraguay-en-itaipu-senalan-1177608.html>.
- ABCcolor. (25 de julio de 2014). A cinco años del Acuerdo Lula-Lugo, quedan muchos puntos pendientes. *ABCcolor*, págs. <http://www.abc.com.py/edicion-imprensa/economia/a-cinco-anos-del- acuerdo-lugo-lula-quedan-muchos-puntos-pendientes-1269611.html>.
- ABCcolor. (28 de mayo de 2015). *Vender energía de Itaipú en Brasil es "complicado"*. Obtenido de <http://www.abc.com.py/edicion-imprensa/economia/vender-energia-de-itaipu-en-brasil-es-complicado- 1371150.html>
- ABCcolor. (10 de marzo de 2017). *ANDE alcanzó un nuevo récord de demanda*. Obtenido de <http://www.abc.com.py/edicion-imprensa/economia/ande-alcanzo-un-nuevo-record-de-demanda- 1572374.html>
- Acta de YGUAZU, I. (22 de junio de 1966). *Acta de YGUAZU*. Recuperado el 22 de octubre de 2016, de <https://www.itaipu.gov.py>

- Acuerdo Lula - Lugo, I. (11 de Mayo de 2009). *Acuerdo Lula - Lugo*. Recuperado el 17 de octubre de 2016, de <http://www.itaipu.gov.py>
- Administración Nacional de Electricidad - ANDE. (2017). *Historia y Funciones de la ANDE*. Recuperado el 10 de noviembre de 2017, de <http://www.ande.gov.py>
- ANDE. (2010). *Venta de energía sobrante al Brasil generará unos US\$ 700 millones más*. Obtenido de http://www.ande.gov.py/interna.php?id=51#.WkY9jt_ibIU
- ANDE. (Agosto de 2016). *Plan Maestro de Generación*. Recuperado el 20 de octubre de 2017, de <http://www.ande.gov.py>
- ANDE. (2017). *Generación Hidráulica*. Recuperado el 3 de octubre de 2017, de <http://www.ande.gov.py>
- ANDE, & Información Pública. (6 de diciembre de 2017). *Energía Suministrada por la CH-IPU a la ANDE y Potencia Media Contratada*. Recuperado el 6 de diciembre de 2017, de Información Pública Solicitud #9557: <http://informacionpublica.paraguay.gov.py>
- ANEEL. (2015). *Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL*. Obtenido de RELATÓRIO DE ANÁLISE DE CONTRIBUIÇÕES: [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/036/resultado/rac_revisao_ren_265_1998_ap_036_2015_rev_24_08_2015\(1\).pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/036/resultado/rac_revisao_ren_265_1998_ap_036_2015_rev_24_08_2015(1).pdf)
- ANEEL. (5 de 12 de 2017). *Aneel emite resolução sobre valor do custo do déficit de energia*. Obtenido de http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/aneel-emite-resolucao-sobre-valor-do-custo-do-deficit-de-energia/656877/pop_up?_101_INSTANCE_zXQREz8EVIZ6_viewMode=print&_101_INSTANCE_zXQREz8EVIZ6_languageId=pt_BR
- ANEEL622/14. (19 de agosto de 2014). *AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL*. Obtenido de RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL No:

<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/067/resultado/ren2014622.pdf>

Audiencia-Pública. (19 de diciembre de 2011). *Audiencia Pública: Inversion Rio Tinto Alcán*. Obtenido de Congreso Nacional del Paraguay: <http://www.ssme.gov.py/vmme/pdf/riotinto/IIAudiencia/audiencia-5.pdf>

Ayala , E. (20 de noviembre de 2011). *De quién es la energía adicional que genera ITAIPÚ*. Obtenido de ABCcolor: <http://www.abc.com.py/edicion-impresas/suplementos/economico/de-quien-es-la-energia-adicional-que-genera--itaipu-334884.html>

Ayala, M., Gíron, P., & Rodriguez, J. (2007). *Desarrollo de una simulación del despacho del Mercado Eléctrico Regional*.

Balmelli, C. M. (201). *ITAIPÚ: Una reflexion ético-política sobre el poder*. Asunción: Santillana S.A.

Benitez Ayala, A. C. (8 de junio de 2014). *ABCcolor*. Obtenido de ITAIPÚ Binacional, 40 años: <http://www.abc.com.py/edicion-impresas/suplementos/economico/itaipu-binacional-40-anos-1253047.html>

Berrezueta , J., & Encalada , A. (2014). *Análisis de los factores que afectan a la demanda de energía eléctrica y su estimación*. Cuenca-Ecuador: Universidad de la Cuenca.

Blanco, G. (2010). *Evaluación de portafolios de inversiones flexibles en el sistema de transmisión incluyendo dispositivos FATCS*. San Juan, Argentina: Universidad de San Juan.

Blanco, G. (2015). *Toma de Decisiones de Inversion Bajo Incertidumbre*. San Lorenzo.

Brundtland, H. (1987). *Comisión Mundial del Medio Ambiente y Desarrollo*.

Cáceres, F. (2015). *Situación y perspectiva de la ANDE*. San Lorenzo.

Canese, R. (2009). *La Recuperación de la Soberanía Hidroeléctrica del Paraguay*. Obtenido de Portal Guarani:

- http://www.portalguarani.com/957_ricardo_canese/8756_la_recuperacion_de_la_soberania_hidroelectrica_del_paraguay_ricardo_canese_.html
- Canese, R. (16 de julio de 2012). Rio Tinto: La disputa por detrás de la producción de aluminio en Paraguay. *ULTIMA HORA*, págs. <http://www.ultimahora.com/rio-tinto-la-disputa-detras-la-produccion-aluminio-paraguay-n545521.html>.
- Canese, R., & Mauro, L. (1985). *ITAIPÚ: dependencia o desarrollo. Prólogo de Jerónimo Irala Burgos*. Asunción: El ombligo del mundo.
- Carvino, J. (2004). *Análisis de los mecanismos de asignación de la capacidad de interconexión para las interconexiones del sistema eléctrico español*.
- Castillo, I., & Chiliquinga, B. (abril de 2013). *Apuntes sobre la Integración Eléctrica Regional y Propuestas para Avanzar - OLADE*. Recuperado el 6 de febrero de 2017, de <http://www.olade.org>
- Castillo, I. (2013). *Apuntes sobre la Integración Eléctrica Regional y Propuestas para Avanzar*. OLADE.
- CCEE. (octubre de 2012). *Regras de Comercialização . Obtenido de Precio de Liquidacion de Diferencia PLD*: https://www.google.com.py/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwjZja7t9rzYAhWEC5AKHfjpDa8QFggvMAE&url=http%3A%2F%2Fwww.ccee.org.br%2Fccee%2Fdocumentos%2Fccee_059061&usg=AOvVaw2yYElaPVnRcRfUXmlfI9_g
- CCEE. (11 de enero de 2014). *Obrigações Fiscais na Comercialização de Energia Elétrica*. Recuperado el 9 de octubre de 2017, de Câmara de Comercialização de Energia Elétrica : www.ccee.org.br
- CCEE. (29 de abril de 2015). *Primeiros Passos na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica*. Obtenido de Guia práctico para novos agentes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniao/noticias/noticialeitura?contentid=CCEE_350579&_afLoop=591274561549216#!%40%40%3Fcontentid%3DCCEE_350579%26_afLoop%3D591274561549216%26_adf.ctrl-state%3D18iuqr3ynd_81

- CCEE. (27 de octubre de 2016). *Novos emolumentos de quatro serviços serão cobrados a partir desta segunda-feira (02/01)*. Recuperado el 5 de noviembre de 2017, de Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: www.ccee.org.br
- CCEE. (11 de marzo de 2017). *Historico de Precios del PLD y CMO's*. Recuperado el 5 de octubre de 2017, de Camara de Comercializacion de Energia Electrica : www.ccee.org.br
- CEPEL, C. d. (2013). *Modelo estratégico de geração hidrotérmica a subsistemas equivalentes - NEWAVE 19*.
- Chamba, M., Salazar, D., Añó, O., & Castillo, T. (2012). *Integración Eléctrica en Latinoamérica y el Caribe: Barreras y Análisis de Esqueas Regulatorios - OLADE*. Recuperado el 23 de enero de 2017, de <http://biblioteca.olade.org>
- CIER. (2013). *Regulación del Sector Electrico de Brasil, Comisión de Integración Energética Regional*. Recuperado el 15 de septiembre de 2016, de <http://www.cier.org>
- CIER. (12 de agosto de 2013). *Regulación del Sector Eléctrico del Brasil*. Obtenido de Comisión de Integración Regional: <https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/brasil>
- CIER. (2017). *Mercados Mayoristas y Factibilidad de Interconexiones*.
- Comunidad Andina de Naciones . (s.f.). *Decisiones CAN 536,720,757 y 789*. Recuperado el 18 de marzo de 2017, de <http://www.comunidadandina.org>
- Comunidad Andina de Naciones CAN. (s.f.). *Decisión CAN*. Recuperado el 7 de febrero de 2017, de www.comunidadandina.org
- Coronel, T. (28 de diciembre de 2017). *Modelo para análisis de viabilidad de arbitraje energético con baterías de flujo de vanadio bajo incertidumbre*. San Lorenzo: Facultad Politécnica - UNA.
- COSIPLAN. (2000). *Interconexión eléctrica entre Uruguay y Brasil. Consejo Suramericano de Infraestructura y Planeamiento de UNASUR*. Recuperado el 20 de diciembre de 2016, de www.irrsa.org

- COSIPLAN. (2016). *CONSTRUCCIÓN DE PLANTA HIDROELÉCTRICA DE CORPUS CHRISTI*. Obtenido de COSIPLAN-IIRSA: http://www.iirsa.org/proyectos/detalle_proyecto.aspx?h=312
- Debernardi, E. (2010). *Apuntes para la Historia Política de ITAIPU*. Asunción.
- Dominguez, P. (6 de noviembre de 1982). ITAIPÚ, la mayor hidroeléctrica del mundo. *El País*, pág. https://elpais.com/diario/1982/11/06/economia/405385213_850215.html.
- Fernandez, U. (13 de octubre de 2017). Entrevista en el marco del Proyecto 14-INV-283. (V. Oxilia, Entrevistador)
- Ferreira, F., Castillo, T., Chamba, M., & Salazar, G. (2012). *Integración Eléctrica en Latinoamericana y el Caribe: Barreras y Análisis de Esquemas Regulatorios*. OLADE.
- Fishman, G. (1996). *Monte Carlo. Concepts, Algorithms, and Applications*. New York: Springer.
- Galdeano, C., & Serrano, B. (2005). *Despacho económico en sistemas hidrotérmicos*. San Juan - Argentina: Instituto de Energía Eléctrica - Universidad Nacional de San Juan.
- Gonzalez, A., Llamosas, C., & Blanco, G. (2017). *Modelo integrado de planificación multicriterio de la utilización del excedente de hidroelectricidad en Paraguay*. San Lorenzo: FP-UNA.
- IP. (8 de marzo de 2017). *Itaipu cubre el 79% de la demanda de energía eléctrica del Paraguay*. Obtenido de Agencia de Información Paraguaya: <https://www.ip.gov.py/ip/itaipu-cubre-el-79-de-la-demanda-de-energia-electrica-del-paraguay/>
- ITAIPU. (1973). Anexo C. Brasilia.
- ITAIPÚ. (2003). *Prestacion de los Servicios de Electricidad y Bases Financieras*. Asunción: Paraguay.
- ITAIPU. (25 de marzo de 2010). *Embalse de la Central Hidroeléctrica ITAIPÚ*. Obtenido de <https://www.itaipu.gov.py/print/593>

- ITAIPU. (11 de Mayo de 2011). *Acuerdo Lula - Lugo*. Recuperado el 17 de octubre de 2016, de <http://www.itaipu.gov.py>
- ITAIPÚ. (Mayo de 2011). ANDE. Recuperado el 8 de Noviembre de 2017, de www.ande.gov.py
- ITAIPU. (2016). *Memoria Anual - ITAIPU Binacional - Usina de Records*. Obtenido de <http://www.itaipu.gov.py/es/institucional/memoria-anual>
- ITAIPU Binacional. (26 de abril de 1973). *Tratado de ITAIPU*. Recuperado el 20 de julio de 2016, de <https://www.itaipu.gov.py>
- ITAIPU BINACIONAL. (2008). *Documentos Oficiales*. Recuperado el 15 de julio de 2016, de www.itaipu.gov.py
- ITAIPÚ Binacional. (31 de diciembre de 2016). *Memoria Anual - ITAIPU BINACIONAL 2016*. Recuperado el 15 de septiembre de 2017, de <https://www.itaipu.gov.py>
- ITAIPU BINACIONAL. (s.f.). *Documentos Oficiales*. Recuperado el 15 de julio de 2016, de www.itaipu.gov.py
- Lavenda, B. (abril de 1985). *El movimiento Browniano*. (Investigación y Ciencia) Recuperado el 8 de agosto de 2017, de <http://www.investigacionyciencia.es>
- Lemgruber de Sousa, W. (2000). *Impacto ambiental de hidreléctricas: una análise comparativa de duas abordagens*. Rio de Janeiro - Brasil: COPPE/UFRJ.
- Livas, A. (2014). Análisis de insumo-producto de energía y observaciones sobre el desarrollo sustentable, caso mexicano 1970-2010. *Ingeniería Investigación y Tecnología* , XVI(2), 239-251.
- Lopez, S., & Alex, A. (2012). *Análisis de riesgo del desempeño de inversiones en el Sistema de Transmisión Eléctrica en 500 kV del Paraguay bajo incertidumbre*. San Lorenzo : Tesis FP-UNA.
- Macieira, M., Costa, A., & Marcato, A. (1999). *NEWAVE: Especificação Funcional*. Rio de Janeiro:: CEPEL. *NEWAVE I: Planejamento da Operação a Longo Prazo de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados*. Rio de Janeiro: CEPEL.
- Mascareñas, J. (abril de 2013). *Procesos Estocásticos: el proceso de Wiener*. Recuperado el 5 de septiembre de 2017, de <http://webs.ucm.es>

- Menezes, F. d. (2003). *Análise das alteracoes propostas para o modelo do setor elétrico brasileiro*. Obtenido de Camara dos Deputados: http://www.abraceel.com.br/_anexos/09092003101118.pdf
- MERCOSUR. (1998). *Memorándum de entendimiento relativo a los intercambios eléctricos e integración eléctrica en el MERCOSUR*. Recuperado el 3 de agosto de 2016, de www.sice.oas.org
- Mesa, P. (2012). *Análisis de esquemas regulatorios para las transacciones de energía eléctrica entre Colombia y Panamá*.
- Ming, Y. (2015). Energy development and urbanization in China. *State Grid Energy Research Institute*, 26(1&2), 1-14.
- Ministerio de Minas e Energia MME - Brasil. (15 de Diciembre de 2015). MME. Recuperado el 13 de Julio de 2017, de www.mme.gov.br
- Ministerio de Obras Publicas - Paraguay. (2016). *Política Energética de la Republica del Parguay - Decreto 6092/2016*. Asunción.
- Ministerio Hacienda. (2015). *Informe de las Finanzas Públicas de la República del Paraguay*. Recuperado el 15 de noviembre de 2017, de Ministerio de Hacienda - Paraguay: <http://www.hacienda.gov.py>
- Mommer, B. (1985). *La cuestión Petrolera*.
- MOPC, M. d. (29 de mayo de 2014). *Paraguay ocupa primer lugar en el uso de energia renovable*. Recuperado el 5 de noviembre de 2017, de <http://www.ssme.gov.py>
- Morante, F. (2004). *Demanda de energia elétrica e desenvolvimento socioeconomico*. São Paulo: Universidade de São Paulo.
- Munar, E. (septiembre de 2014). *Scielo ORG*. Recuperado el 2017 de noviembre de 20, de <http://www.scielo.org.co>
- Organización Latinoamericana de Energía - OLADE . (2017). *Apuntes sobre la Integración Eléctrica Regional y Propuesta para Avanzar*.
- Oxilia, V. (2009). *Raízes Socioeconômicas da Integração Energética na América do Sul: análise dos projetos Itaipu Binacional, Gasbol e Gasandes*. Sao Paulo: UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO.

- Oxilia, V., Blanco, G., Fariña, S., Ortigoza, E., & Ríos, R. (2017). *Uso de los recursos hidroenergéticos compartidos del Paraguay: lecciones aprendidas de las negociaciones internacionales y del tratamiento de los aspectos financieros en los proyectos binacionales*. San Lorenzo, Paraguay: FP-UNA.
- Pozzo, J. A. (26 de abril de 2013). *ITAIPÚ - Memoria de un Fraude*. Obtenido de <https://www.youtube.com/watch?v=XRChDnk1Iew&t=837s>
- Proyecto 14-INV-283 CONACYT, Oxilia, V., & Fariña, R. (2017). *Proyecto 14-INV-283: "Uso de los recursos hidroenergéticos compartidos del Paraguay: lecciones aprendidas de las negociaciones internacionales y del tratamiento de los aspectos financieros en los proyectos binacionales"*. San Lorenzo. Recuperado el 2017
- Rincón, L. (Enero de 2012). UNAM. Recuperado el 5 de Julio de 2017, de <http://lya.ciencias.unam.mx/lars/Publicaciones/procesos2012.pdf>
- Rodrigues, A. L. (2016). *Informações macroclimáticas aplicadas na previsão de vazões*. São Paulo: Universidade de São Paulo.
- Sauer, I. (2002). *Um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro*. Sao Paulo: USP-Brasil.
- Sauer, I. (2015). *Proposta de integração produtiva em energia: recursos minerais para o desenvolvimento na América Latina. em Os desafios da américa latina no século XXI*. EDUSP.
- Secretaría de Planificación Técnica. (16 de diciembre de 2014). *Plan Nacional de Desarrollo*. Obtenido de <http://www.stp.gov.py/pnd/implementacion/SIELAC/OLADE>. (junio de 2017). *ESTADÍSTICA ENERGÉTICA E INFORMACIÓN LEGAL*. Recuperado el julio de 2017, de Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe: <http://sielac.olade.org/>
- SieLAC-OLADE. (2017). *SieLAC OLADE*. Obtenido de <http://sielac.olade.org/consultas/tablero-matriz-electricidad.aspx?or=549&ss=2&v=3>
- Sobol, I. (1983). *Método Monte Carlo*. Moscú - URSS: Mir Moscú.
- Spiegel, M., & Stephens, L. (2009). *Estadística*. México: McGraw-Hill.

- ULTIMAHORA. (22 de febrero de 2014). *Tarifa de energía para industrias en el Paraguay es la 2ª más baja del mundo*. Obtenido de <http://www.ultimahora.com/tarifa-energia-industrias-el-paraguay-es-la-2-mas-baja-del-mundo-n769020.html>
- UNASUR. (2011). *Historia de la UNASUR*. <https://www.unasurg.org/es/historia>. Recuperado el 7 de marzo de 2017, de www.unasurg.org
- UNASUR. (junio de 2012). *Centro de Estudios Estratégicos de Defensa - Consejo de Defensa Sudamericano*. Obtenido de "UNASUR: Un Espacio que Consolida la Integración Energética": <http://ceed.unasurg.org/Espanol/09-Downloads/Biblioteca/Integracion-Energetica.pdf>
- Vice Ministerio de Minas y Energía. (mayo de 2010). *Funciones del VMME*. Recuperado el 15 de julio de 2017, de <http://www.ssme.gov.py>
- YACYRETA. (8 de mayo de 2017). *Presentación de Acta de Entendimiento Paraguay - Argentina*. Recuperado el 20 de junio de 2017, de www.eby.gov.py
- YACYRETA. (16 de marzo de 2017). *Presentación del Acta de Entendimiento Argentina-Paraguay*. Obtenido de <https://www.eby.gov.py/index.php/centro-de-atencion-e-informacion/acta-de-entendimiento>

APENDICE

A) Simulación con el NEWAVE

En la Tabla 17, se puede apreciar las potencias de casos de estudios planteados como valores de entrada para el NEWAVE, de modo a estimar el impacto de la contratación de ANDE en el CMO.

Tabla 17: Casos de Estudio con el NEWAVE

	Contratación		Escenarios de Contratación				
	Oficial	Retirada+RTA	ANDE+6GW/14	ANDE+6GW/15	ANDE+6GW/16	ANDE+6GW/17	ANDE+6GW/18
ene-14	1.276	3.564	6.000	1.276	1.276	1.276	1.276
feb-14	1.273	3.564	6.000	1.273	1.273	1.273	1.273
mar-14	1.268	3.564	6.000	1.268	1.268	1.268	1.268
abr-14	1.230	3.564	6.000	1.230	1.230	1.230	1.230
may-14	601	3.564	6.000	601	601	601	601
jun-14	580	3.564	6.000	580	580	580	580
jul-14	594	3.564	6.000	594	594	594	594
ago-14	594	3.564	6.000	594	594	594	594
sept-14	629	3.564	6.000	629	629	629	629
oct-14	827	3.564	6.000	827	827	827	827
nov-14	905	3.564	6.000	905	905	905	905
dic-14	982	3.564	6.000	982	982	982	982
ene-15	1.034	3.592	6.000	6.000	1.034	1.034	1.034
feb-15	1.034	3.592	6.000	6.000	1.034	1.034	1.034
mar-15	932	3.592	6.000	6.000	932	932	932
abr-15	932	3.592	6.000	6.000	932	932	932
may-15	721	3.592	6.000	6.000	721	721	721
jun-15	696	3.592	6.000	6.000	696	696	696
jul-15	713	3.592	6.000	6.000	713	713	713
ago-15	713	3.592	6.000	6.000	713	713	713
sept-15	755	3.592	6.000	6.000	755	755	755
oct-15	992	3.592	6.000	6.000	992	992	992
nov-15	1.086	3.592	6.000	6.000	1.086	1.086	1.086
dic-15	1.178	3.592	6.000	6.000	1.178	1.178	1.178
ene-16	1.241	3.787	6.000	6.000	6.000	1.241	1.241
feb-16	1.241	3.787	6.000	6.000	6.000	1.241	1.241
mar-16	1.119	3.787	6.000	6.000	6.000	1.119	1.119
abr-16	1.119	3.787	6.000	6.000	6.000	1.119	1.119
may-16	865	3.787	6.000	6.000	6.000	865	865
jun-16	735	3.787	6.000	6.000	6.000	735	735
jul-16	855	3.787	6.000	6.000	6.000	855	855
ago-16	855	3.787	6.000	6.000	6.000	855	855
sept-16	906	3.787	6.000	6.000	6.000	906	906
oct-16	1.191	3.787	6.000	6.000	6.000	1.191	1.191
nov-16	1.303	3.787	6.000	6.000	6.000	1.303	1.303
dic-16	1.414	3.787	6.000	6.000	6.000	1.414	1.414
ene-17	1.490	3.921	6.000	6.000	6.000	6.000	1.490
feb-17	1.490	3.921	6.000	6.000	6.000	6.000	1.490
mar-17	1.343	3.921	6.000	6.000	6.000	6.000	1.343
abr-17	1.343	3.921	6.000	6.000	6.000	6.000	1.343
may-17	1.039	3.921	6.000	6.000	6.000	6.000	1.039
jun-17	1.002	3.921	6.000	6.000	6.000	6.000	1.002
jul-17	1.026	3.921	6.000	6.000	6.000	6.000	1.026
ago-17	1.026	3.921	6.000	6.000	6.000	6.000	1.026
sept-17	1.087	3.921	6.000	6.000	6.000	6.000	1.087
oct-17	1.429	3.921	6.000	6.000	6.000	6.000	1.429
nov-17	1.564	3.921	6.000	6.000	6.000	6.000	1.564
dic-17	1.697	3.921	6.000	6.000	6.000	6.000	1.697
ene-18	1.787	4.153	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
feb-18	1.787	4.153	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
mar-18	1.611	4.153	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
abr-18	1.611	4.153	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
may-18	1.246	4.153	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
jun-18	1.203	4.153	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
jul-18	1.232	4.153	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
ago-18	1.232	4.153	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
sept-18	1.304	4.153	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
oct-18	1.715	4.153	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
nov-18	1.877	4.153	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
dic-18	2.036	4.153	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000

B) Plan de Expansión considerado en el NEWAVE

Plan de Expansión NEWAVE					Plan de Expansión NEWAVE				
Central Hidráulica	Dato	Potencia	Potencia Hidro Acumulada	Potencia Térmica	Central Hidráulica	Dato	Potencia	Potencia Hidro Acumulada	Potencia Térmica
BATALHA	abr-14	26		38.072	JIRAU	ene-15	75	7.663	179
BATALHA	may-14	26	53	38.072	JIRAU	ene-15	75	7.738	179
JIRAU	may-14	75	128	38.072	STO ANT JARI	ene-15	123	7.861	179
JIRAU	may-14	75	203	38.072	FERREIRA GOM	ene-15	84	7.945	179
JIRAU	may-14	75	278	38.072	JIRAU	feb-15	75	8.020	179
JIRAU	may-14	75	353	38.072	JIRAU	feb-15	75	8.095	179
JIRAU	may-14	75	428	38.072	BELO MONTE C	mar-15	39	8.134	179
JIRAU	may-14	75	503	38.072	JIRAU	mar-15	75	8.209	179
JIRAU	may-14	75	578	38.072	JIRAU	mar-15	75	8.284	179
JIRAU	may-14	75	653	38.072	FERREIRA GOM	mar-15	84	8.368	179
JIRAU	may-14	75	728	38.072	JIRAU	abr-15	75	8.443	179
STO ANTONIO	may-14	73	801	38.072	JIRAU	abr-15	75	8.518	179
STO ANTONIO	may-14	73	874	38.072	TELES PIRES	abr-15	364	8.882	179
STO ANTONIO	may-14	73	948	38.072	TELES PIRES	abr-15	364	9.246	179
STO ANTONIO	may-14	73	1.021	38.072	BELO MONTE C	may-15	39	9.285	179
STO ANTONIO	may-14	73	1.094	38.072	JIRAU	may-15	75	9.360	179
STO ANTONIO	may-14	73	1.167	38.072	JIRAU	may-15	75	9.435	179
STO ANTONIO	may-14	70	1.237	38.072	TELES PIRES	may-15	364	9.799	179
STO ANTONIO	may-14	70	1.307	38.072	FERREIRA GOM	may-15	84	9.883	179
JIRAU	jun-14	75	1.382	38.072	BELO MONTE C	jul-15	39	9.922	179
JIRAU	jun-14	75	1.457	38.072	JIRAU	jul-15	75	9.997	179
JIRAU	jun-14	75	1.532	38.072	JIRAU	jul-15	75	10.072	179
JIRAU	jun-14	75	1.607	38.072	COLIDER	jul-15	100	10.172	179
STO ANTONIO	jun-14	73	1.680	38.072	TELES PIRES	jul-15	364	10.536	179
STO ANTONIO	jun-14	73	1.753	38.072	TELES PIRES	ago-15	364	10.900	179
STO ANTONIO	jun-14	73	1.827	38.072	BELO MONTE C	sept-15	39	10.938	179
JIRAU	jul-14	75	1.902	38.072	COLIDER	sept-15	100	11.038	179
JIRAU	jul-14	75	1.977	38.072	BELO MONTE C	nov-15	39	11.077	179
JIRAU	jul-14	75	2.052	38.072	JIRAU	nov-15	75	11.152	179
STO ANTONIO	jul-14	73	2.125	38.072	COLIDER	nov-15	100	11.252	179
STO ANTONIO	jul-14	73	2.198	38.072	JIRAU	dic-15	75	11.327	179
STO ANTONIO	jul-14	24	2.222	38.072	STO ANTONIO	dic-15	70	11.397	179
STO ANTONIO	jul-14	30	2.252	38.072	STO ANTONIO	dic-15	70	11.467	179
STO ANTONIO	jul-14	24	2.276	38.072					
JIRAU	ago-14	75	2.351	38.072					
STO ANTONIO	ago-14	73	2.424	38.072					
STO ANTONIO	ago-14	73	2.498	38.072					
JIRAU	sept-14	75	2.573	38.072					
JIRAU	sept-14	75	2.648	38.072					
JIRAU	sept-14	75	2.723	38.072					
STO ANTONIO	sept-14	70	2.792	38.072					
JIRAU	oct-14	75	2.867	38.072					
JIRAU	oct-14	75	2.942	38.072					
JIRAU	oct-14	75	3.017	38.072					
STO ANTONIO	oct-14	70	3.087	38.072					
JIRAU	nov-14	75	3.162	38.072					
JIRAU	nov-14	75	3.237	38.072					
JIRAU	nov-14	75	3.312	38.072					
STO ANT JARI	nov-14	123	3.435	38.072					
JIRAU	dic-14	75	3.510	38.072					
JIRAU	dic-14	75	3.585	38.072					
STO ANT JARI	dic-14	123	3.709	38.072					
JIRAU	ene-15	75	3.784	179					
JIRAU	ene-15	75	3.859	179					
STO ANT JARI	ene-15	123	3.982	179					
FERREIRA GOM	ene-15	84	4.066	179					
JIRAU	feb-15	75	4.141	179					
JIRAU	feb-15	75	4.216	179					
BELO MONTE C	mar-15	39	4.255	179					
JIRAU	mar-15	75	4.330	179					
JIRAU	mar-15	75	4.405	179					
FERREIRA GOM	mar-15	84	4.489	179					
JIRAU	abr-15	75	4.564	179					
JIRAU	abr-15	75	4.639	179					
TELES PIRES	abr-15	364	5.003	179					
TELES PIRES	abr-15	364	5.367	179					
BELO MONTE C	may-15	39	5.406	179					
JIRAU	may-15	75	5.481	179					
JIRAU	may-15	75	5.556	179					
TELES PIRES	may-15	364	5.920	179					
FERREIRA GOM	may-15	84	6.004	179					
BELO MONTE C	jul-15	39	6.043	179					
JIRAU	jul-15	75	6.118	179					
JIRAU	jul-15	75	6.193	179					
COLIDER	jul-15	100	6.293	179					
TELES PIRES	jul-15	364	6.657	179					
TELES PIRES	ago-15	364	7.021	179					
BELO MONTE C	sept-15	39	7.059	179					
COLIDER	sept-15	100	7.159	179					
BELO MONTE C	nov-15	39	7.198	179					
JIRAU	nov-15	75	7.273	179					
COLIDER	nov-15	100	7.373	179					
JIRAU	dic-15	75	7.448	179					
STO ANTONIO	dic-15	70	7.518	179					
STO ANTONIO	dic-15	70	7.588	179					

Plan de Expansión NEWAVE					Plan de Expansión NEWAVE				
Central Hidráulica	Dato	Potencia	Potencia Hidro Acumulada	Potencia Térmica	Central Hidráulica	Dato	Potencia	Potencia Hidro Acumulada	Potencia Térmica
BELO MONTE C	ene-16	39	7.626	5.182	CACH.CALDEIR	ene-17	73	11.779	3.364
STO ANTONIO	ene-16	70	7.696	5.182	SAO ROQUE	feb-17	45	11.824	3.364
JIRAU	mar-16	75	7.771	5.182	BELO MONTE	feb-17	611	12.435	3.364
STO ANTONIO	mar-16	73	7.844	5.182	CACH.CALDEIR	mar-17	73	12.508	3.364
STO ANTONIO	mar-16	70	7.914	5.182	BELO MONTE	abr-17	611	13.119	3.364
BELO MONTE C	abr-16	611	8.525	5.182	CACH.CALDEIR	may-17	73	13.192	3.364
JIRAU	abr-16	75	8.600	5.182	BELO MONTE	jun-17	611	13.803	3.364
STO ANTONIO	abr-16	73	8.673	5.182	BELO MONTE	ago-17	611	14.415	3.364
JIRAU	may-16	75	8.748	5.182	BELO MONTE	oct-17	611	15.026	3.364
STO ANTONIO	may-16	73	8.822	5.182	BELO MONTE	dic-17	611	15.637	3.364
BAIXO IGUACU	jun-16	117	8.938	5.182	JIRAU	dic-17	75	15.712	3.364
BELO MONTE	jun-16	611	9.549	5.182	JIRAU	dic-17	75	15.787	3.364
BAIXO IGUACU	ago-16	117	9.666	5.182	JIRAU	dic-17	75	15.862	3.364
BELO MONTE	ago-16	611	10.277	5.182	JIRAU	dic-17	75	15.937	3.364
BAIXO IGUACU	oct-16	117	10.394	5.182	JIRAU	dic-17	75	16.012	3.364
SAO ROQUE	oct-16	45	10.439	5.182	STO ANTONIO	dic-17	73	16.085	3.364
BELO MONTE	oct-16	611	11.050	5.182	STO ANTONIO	dic-17	73	16.158	3.364
SAO ROQUE	dic-16	45	11.095	5.182	STO ANTONIO	dic-17	73	16.232	3.364
BELO MONTE	dic-16	611	11.706	5.182	STO ANTONIO	dic-17	73	16.305	3.364
					STO ANTONIO	dic-17	73	16.378	3.364
					SLT APIACAS	ene-18	15	16.393	4.665
					SLT APIACAS	ene-18	15	16.408	4.665
					SLT APIACAS	ene-18	15	16.423	4.665
					SINOP	ene-18	133	16.557	4.665
					SAO MANOEL	ene-18	140	16.697	4.665
					BELO MONTE	feb-18	611	17.308	4.665
					SINOP	mar-18	133	17.441	4.665
					SAO MANOEL	mar-18	140	17.581	4.665
					BELO MONTE	abr-18	611	18.192	4.665
					SINOP	may-18	133	18.325	4.665
					SAO MANOEL	may-18	140	18.465	4.665
					BELO MONTE	jun-18	611	19.076	4.665
					SAO MANOEL	jul-18	140	19.216	4.665
					BELO MONTE	ago-18	611	19.828	4.665
					SAO MANOEL	sept-18	140	19.968	4.665
					BELO MONTE	oct-18	611	20.579	4.665
					BELO MONTE	dic-18	611	21.190	4.665

ANEXO

A) Declaración conjunta Paraguay-Brasil - Acuerdo Lula-Lugo

5 DE JULIO DE 2009

En respuesta a una invitación del presidente de la República de Paraguay, Fernando Armando Lugo Méndez, el presidente de la República Federativa del Brasil, Luiz Inácio Lula da Silva, realizó una Visita de trabajo a la República del Paraguay el día 25 de julio de 2009, acompañado de una importante comitiva.

En sus contactos, los presidentes destacaron los nuevos tiempos que se viven en ambos países que facilitan la convergencia de visiones y compromisos entre los dos gobiernos. Señalaron la necesidad de dinamizar las relaciones bilaterales, con el propósito de fortalecer los tradicionales lazos de amistad y de cooperación que permitan superar gradualmente las asimetrías entre los dos países, en un contexto difícil caracterizado por una crisis financiera-económica internacional y de una enorme deuda social que afecta a ambos pueblos.

Los mandatarios, conscientes de que la cooperación bilateral debe promover beneficios mutuos y responsabilidades compartidas, pero sin perder de vista la diferente escala de desarrollo, la heterogeneidad regional y los problemas de vulnerabilidades, se han comprometido en promover una genuina cooperación bilateral que supere los obstáculos a la integración bilateral, potencie la unidad de los intereses colectivos y que se adopten políticas en la región que ayuden al Paraguay a superar las desventajas comparativas que representa su situación geográfica en la región.

En ese contexto, los presidentes de la República:

- 1. Manifestaron su complacencia y decidido apoyo al sistema democrático representativo vigente en los países de la región, al respeto irrestricto de los derechos humanos, y a la soberanía y autodeterminación de los pueblos.*
- 2. Coincidieron en señalar la importancia de la solidaridad como componente rector del proceso de integración regional en curso, así como la intención de los mismos en continuar con sus esfuerzos por disminuir la pobreza, la desigualdad y otras formas de injusticia social.*
- 3. Resaltaron la importancia de Itaipú, que constituye un marco central de la integración entre los dos países. Destacaron los beneficios que esa sociedad en el área energética asegura para el desarrollo económico y social del Brasil y el Paraguay.*
- 4. Reiteraron su compromiso con la integración energética regional y subrayaron su potencial para promover el desarrollo social, económico y la erradicación de la pobreza. En ese sentido, renovaron su empeño en impulsar el desarrollo de la infraestructura energética de los países como elemento de apoyo a la sustentabilidad de la integración sudamericana, fundada en la determinación de los pueblos para avanzar con autonomía en el camino de la unión y solidaridad.*
- 5. Celebraron los avances en las negociaciones en relación con los seis puntos planteados en la agenda paraguaya sobre Itaipu y desarrollados en las mesas de negociación de los representantes de los dos países. Registraron con satisfacción el acuerdo alcanzado para someter a la aprobación congresual nuevos valores a ser recibidos por el Paraguay a título de cesión de energía sobre la base de un factor de multiplicación de 15.3 (quince comas tres).*
- 6. Reconocieron la conveniencia de que la ANDE pueda gradualmente, a la brevedad posible, comercializar, en el mercado brasileño, energía de Itaipú correspondiente a los derechos de adquisición del Paraguay. Con ese propósito, acordaron que las dos partes intercambiarán en los próximos 60 días, propuestas específicas para la discusión en reuniones de un grupo de trabajo constituido por representantes de los respectivos ministerios del área de energía, de los Directores Generales de Itaipú, de representantes de la ELETROBRAS y la ANDE y de las Cancillerías. El resultado de esas discusiones será reportado a los presidentes en el plazo máximo de tres meses, a partir de la fecha de esta Declaración. El presidente Lugo reiteró la reivindicación de que Paraguay pueda habilitarse asimismo a disponer gradualmente de energía de Itaipú para ofrecer a terceros mercados, con derecho de preferencia a Brasil. El Presidente Lula da Silva, considerando el nuevo marco de cooperación entre los dos países, resaltó que Brasil y Paraguay deben trabajar juntos en la búsqueda de una efectiva integración energética regional que contemple inclusive la posibilidad de que Paraguay y Brasil puedan comercializar energía de Itaipú en terceros mercados a partir de 2023, contribuyendo al desarrollo sustentable y una mayor seguridad energética para los países*

sudamericanos. En ese sentido, considerarán recomendar una propuesta a sus respectivos congresos nacionales.

7. Registraron también la necesidad de la contratación por la ANDE y la ELETROBRAS de la totalidad de potencia instalada disponible en Itaipú (18 unidades generadoras de 700 MW cada una) y determinaron que los directores-Generales de Itaipú y los presidentes de la ANDE y ELETROBRAS establezcan las condiciones de la contratación, asegurando la división en partes iguales entre los dos países de la totalidad de la energía producida en la usina, conforme a lo previsto en el Tratado. El grupo de trabajo mencionado en el párrafo anterior tendrá presente el principio de que en un balance el Paraguay no deberá sufrir perjuicio global en relación con la actual modalidad de contratación so pena de inviabilizar las alteraciones consideradas.

8. Determinaron que el grupo de trabajo constituido en los términos del párrafo anterior también examine las condiciones en que la ANDE pueda comercializar en el mercado brasileño energía de la hidroeléctrica de Acaray y, futuramente, también de la represa de Iguazú cuando ésta se encuentra maquinizada, así como de excedentes disponibles en otras fuentes de generación del Paraguay.

9. Registraron con satisfacción que la ANDE y la ELETROBRAS estén desarrollando una amplia agenda de cooperación que incluye, entre otros puntos, estudio de optimización del sistema paraguayo de transmisión; transferencia de experiencia en proyectos de repotenciación y maquinización de usinas; levantamiento del potencial energético y estudios de viabilidad de nuevos proyectos hidroeléctricos en el Paraguay; transferencia de experiencia en la implantación de fuentes alternativas; transferencia de experiencia en proyectos de electrificación rural; capacitación y entrenamiento en áreas específicas.

10. Instruyeron al Directorio Ejecutivo y al Consejo de Administración de Itaipú Binacional que, en consulta con ANDE y la ELETROBRAS, determinen las providencias necesarias para que se ejecuten las obras del seccionamiento de las líneas de transmisión de 500 kV de la subestación margen derecha. Acordaron la construcción por Itaipú de la LT 500kV entre la SE Itaipu-MD y la SE Villa Hayes, así como ésta, las cuales serán transferidas sin costo al Paraguay.

11. Determinaron la constitución de un grupo de trabajo integrado por los Directores Generales de Itaipú y representantes de los respectivos ministerios de áreas de transporte, energía y obras públicas y de las Cancillerías, para definir los términos de referencia de un estudio de viabilidad técnica, económica y socio ambiental de obras de navegación previstas en el punto III:11 del Anexo B del Tratado, y poner los mejores esfuerzos para que este estudio de viabilidad concluya en el año 2010.

12. Instruyeron a los Directores Generales de Itaipú a adoptar las medidas que corresponden para la conclusión de las obras de construcción del mirador en la margen derecha de Itaipú, que deberá valorizar el potencial turístico de la represa con vistas a tenerlo operativo en el año 2011.

13. Aprobaron los términos del compromiso firmado por los dos Directores Generales el 15 de agosto de 2008, sobre medidas administrativas que buscan el perfeccionamiento y la transparencia en la gestión de Itaipú Binacional y determinaron su estricta observancia e implementación

14. Reiterando el principio de igualdad de derechos y obligaciones establecido en el artículo III del Tratado de Itaipú, ratificaron con satisfacción la decisión del Consejo de Administración de Itaipú Binacional (RCA N.º 008/2009) sobre la continuidad de las prácticas de decisiones consensuadas en el ámbito de la Dirección Ejecutiva, consolidación de la cogestión plena en el ámbito de las Direcciones de área que integran la Dirección Ejecutiva, y establecimiento de un mecanismo para solución de eventuales controversias entre los Directores Ejecutivos y Directores correspondientes.

15. El Presidente Fernando Lugo informó sobre la auditoría que la Contraloría General de la República del Paraguay está haciendo de la deuda de Itaipú Binacional, y su intención de transmitir sus conclusiones a la parte brasileña.

16. El Presidente Luiz Inácio Lula da Silva reiteró la disposición de proponer al Congreso Nacional de su país la creación de un fondo de desarrollo regional, a ser alimentado con recursos presupuestarios, para apoyar la implementación de proyectos de asociación industrial y productiva, con especial atención en los sectores en que se pueda desarrollar mayor uso industrial de la energía en el Paraguay, así como la ejecución de programas de electrificación rural.

17. El Presidente Luiz Inácio Lula da Silva reiteró igualmente la oferta de financiamiento en términos favorables, con recursos del BNDES y del PROEX, para obras de infraestructura de interés del Gobierno paraguayo.

18. Los Presidentes celebraron los progresos alcanzados con la reglamentación del Régimen de Tributación Unificada (RTU), el cual contribuirá para la dinamización de la economía de Ciudad

del Este. En este contexto, el presidente Fernando Lugo Méndez, recibió con beneplácito la decisión del Gobierno del presidente Luiz Inácio Lula Da Silva, de fijar una alícuota máxima del 25%.

19. Destacaron, igualmente, los beneficios que resultarán de la conclusión de las obras de reforma dan cabecera paraguaya del Puente de la Amistad para el tránsito de personas y mercancías.

20. Resaltaron la necesidad de que en la aplicación de los controles fronterizos se atiendan las particularidades y necesidades económicas y sociales de la región.

21. Instruyeron a las autoridades competentes a iniciar los estudios relativos a la construcción de un puente internacional sobre el río Paraguay, entre las Ciudades de Puerto Murtinho y Carmelo Peralta, emprendimiento que tendría un importante papel para la dinamización de los flujos económicos y sociales en la región del Chaco paraguayo y del Centro-Oeste brasileño, en el marco del desarrollo de los corredores bioceánicos.

22. Reafirmaron su decisión de iniciar en la brevedad las obras del Puente Puerto Meira-presidente Franco sobre el Río Paraná. En este contexto, reconocieron la necesidad de concluir los proyectos básico y ejecutivo para dar inicio a la construcción del mismo, considerando el efecto dinamizador que ejercerá en la economía regional en materia de fuente de trabajo. Consecuentemente, anunciaron la decisión de inaugurar el cantero de obras del emprendimiento en ceremonia conjunta en el primer semestre del 2010.

23. Reconocieron la necesidad de iniciar los estudios de prefactibilidad para la interconexión ferroviaria Cascabel - Ciudad del Este - María Auxiliadora, con posterior conexión a Encarnación, y de concluirlos en los primeros meses de 2010, como parte integrante del Corredor Ferroviario bioceánico Antofagasta-Paranaguá, a cargo del Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES) del Brasil en coordinación con Ferrocarriles del Paraguay S.A. (FEPASA).

24. Señalaron el interés común de estimular el desarrollo de la Hidrovía Paraguay-Paraná y la Hidrovía Tiete-Paraná, para lo cual instruyeron a las autoridades responsables para cooperar en la ejecución de estudios de impacto ambiental a lo largo de las mismas y las obras necesarias que las viabilicen.

25. Los Presidentes reconocieron los esfuerzos realizados por las autoridades migratorias en el sentido de regularizar la situación de sus respectivas comunidades en los dos países. En este aspecto, el Presidente Lula Da Silva expresó su reconocimiento para con la hospitalidad paraguaya, al albergar un importante número de brasileños. Al respecto, el presidente Fernando Lugo manifestó que su gobierno se halla abocado al fortalecimiento de la capacidad de atención a los inmigrantes por parte de la oficina pertinente, y que la hospitalidad paraguaya para con el extranjero continúa imperturbable. El presidente Fernando Lugo acogió con satisfacción la aprobación de la Ley 11961, que beneficia a todos los extranjeros en situación irregular en Brasil. A su vez, expresó la intención del Gobierno de Paraguay de depositar a la brevedad posible los instrumentos de ratificación de los Acuerdos de Residencia y Regularización Migratoria del MERCOSUR.

Asimismo, destacaron los trabajos que en este campo vienen desarrollando los Grupos de Trabajo Cooperación en Temas Migratorios y de Desarrollo Rural e instruyeron a celebrar la próxima reunión en el curso de este año.

26. Consideraron importante la democratización del acceso a información de calidad e intercambiaron ideas sobre Comunicación Pública y Televisión Educativa, así como sobre posibilidades de cooperación en esas áreas. Al respecto, instaron a las autoridades competentes a concluir la negociación de un Memorándum de Entendimiento sobre Cooperación en materia de Comunicación Pública.

27. Determinaron la constitución de un Grupo de Trabajo bilateral que se encargará de la elaboración de un Plan de Desarrollo Fronterizo para julio de 2010. En ese sentido, concordaron reiniciar las actividades de los Comités de Frontera orientados por dicho Plan, para atender a las principales demandas sociales de las poblaciones de frontera. En este ámbito, deberá ser considerado, entre otros aspectos, el análisis de un Acuerdo sobre Localidades Fronterizas Vinculadas, siguiendo el modelo elaborado por el grupo de integración fronteriza del MERCOSUR.

28. Se congratularon por los excelentes resultados de las operaciones conjuntas de combate al cultivo de marihuana, logrados en el ámbito de la iniciativa "Nueva Alianza" y saludaron la iniciativa adoptada por la Policía Federal de Brasil y por la Secretaría Nacional Anti-drogas del Paraguay de profundizar la cooperación en esta materia por medio de la firma de un documento específico que establece metas y plazos para la ejecución de operaciones conjuntas de investigación y represión en el combate al narcotráfico en el año 2009.

29. Celebraron la próxima suscripción del Acuerdo Complementario del Centro de Formación Profesional Paraguay-Brasil, en Hernandarias, Fase IV, ampliación y expansión.

Coincidieron en destacar el expresivo aumento de las iniciativas de cooperación técnica en los últimos años, que constituyen importante aporte para los esfuerzos de capacitación y fortalecimiento institucional.

30. Saludaron los entendimientos alcanzados en el ámbito de la Comisión de Monitoreo del Comercio entre Paraguay y Brasil y destacaron la importancia de dar mayor énfasis a la tarea realizada conjuntamente con vistas a aumentar y diversificar las exportaciones del Paraguay al Brasil, facilitando el acceso efectivo de productos paraguayos al mercado brasileño, con particular interés de aquellos con mayor valor agregado, e igualmente fomentando las inversiones brasileñas en el Paraguay, que aprovechen las complementariedades de ambas economías. Manifestaron, en ese contexto, su satisfacción por la próxima suscripción del Programa de Trabajo en materia de Cooperación Industrial.

31. Decidieron establecer una comisión constituida por los dos cancilleres para acompañar la implementación de los acuerdos contenidos en esta Declaración.

Los dos presidentes decidieron reunirse regularmente a cada tres meses con el ánimo de proyectar todos los aspectos de la relación binacional.

Al concluir sus actividades, el presidente de la República Federativa del Brasil, Don Luiz Inácio Lula Da Silva, manifestó su agradecimiento al pueblo y al Gobierno de la República del Paraguay por la hospitalidad y por las atenciones brindadas a él y a su comitiva.

Asunción, 25 de julio del 2009.