



Ministerio de
**RELACIONES
EXTERIORES**

 **GOBIERNO
NACIONAL**

*Paraguay
de la gente*

Informes

Grupos de Trabajo



Grupo de Trabajo Técnico
Grupo de Trabajo Comercial
Grupo de Trabajo Económico
Grupo de Trabajo Jurídico

CONTENIDO

I. Comercialización de Excedentes

- **GT.C – 07** “Análisis de la competitividad de costos para la comercialización de la energía eléctrica paraguaya de la Central Hidroeléctrica Itaipú en el mercado eléctrico brasileño”
- **GT.C – 12** “Borrador de Propuesta Inicial de Convenio de Cooperación Técnica, Intercambios y Comercialización de Energía Eléctrica con Brasil”

II. Compensación por Cesión de Energía

- **GT.E – 08** “Compensación por Cesión de Energía”
- **GT.E – 11** “Actualización de los valores de Royalties, Resarcimiento de las Cargas de Administración y Supervisión, y Compensación por Cesión de Energía”

III. Actualización del valor de las regalías

- **GT.J – 05** “Análisis sobre la aplicabilidad de la Nota Reversal N.R. N° 1 del 11 de febrero de 1974”

NEGOCIACIONES SOBRE EL TRATADO DE ITAIPU

GRUPO DE TRABAJO COMERCIAL

INFORME Nº GT.C – 07 Rev2.

ASUNTO: “Análisis de la competitividad de costos para la comercialización de la energía eléctrica paraguaya de la Central Hidroeléctrica Itaipú en el mercado eléctrico brasileño”

Fecha: 30.06.2020

GRUPO DE TRABAJO TÉCNICO COMERCIAL

Informe GT.C N°07 Rev2.

Fecha: 30.06.2020

Asunto: Análisis de la competitividad de costos de para la comercialización de la energía eléctrica paraguaya de la Central Hidroeléctrica Itaipú en el mercado eléctrico brasileño

Participantes:

Ing. Francisco Escudero Scavone, Coordinador, representante de ANDE; Coordinador del GT.C

Ing. Carlos Zaldívar, representante del VMME;

Embajador Raúl Cano Riccardi, representante del MRE;

Ing. Fabián Domínguez, representante de ITAIPU;

Ing. Gerardo Blanco, representante de ITAIPU;

Ing. Felipe Mitjans, representante del VMME.

1. OBJETO Y DESCRIPCIÓN DEL TEMA

Analizar escenarios y competitividad de costos unitarios para la comercialización de la energía eléctrica correspondiente a la participación paraguaya de la Central Hidroeléctrica Itaipú en el mercado eléctrico brasileño.

2. BASES E INFORMACIONES UTILIZADAS

Los datos e informaciones utilizadas están referenciados en el Informe GT.C N°06 “Costos unitarios de adquisición de energía de Itaipu para comercialización en el mercado eléctrico del Brasil”.

3. DESARROLLO DEL TEMA

A. Consideraciones en la estructura de costos unitarios de la energía de Itaipu por etapas de comercialización

En este informe se analiza la estructura de costos para que la energía eléctrica paraguaya de Itaipu pueda ser comercializada en el mercado brasileño, considerando tres etapas:

- 1) La adquisición por parte de ANDE, de energía eléctrica de Itaipú para exportación;
- 2) La comercialización en barras de Itaipu a un Agente Comercializador en el Brasil;
- 3) La comercialización en el Mercado Eléctrico de Brasil.

Para la primera, Etapa 1, se consideran cuatro escenarios basados en las premisas técnicas asumidas para determinar los excedentes exportables y de costos asociados, basados en el

Informe GT.C-06 “Costos unitarios de adquisición de energía de Itaipu para comercialización en el mercado eléctrico del Brasil”.

Partiendo del escenario recomendado de crecimiento de los requerimientos de demanda y consumo de la ANDE “optimista”, se analizan los distintos despachos económicos considerando las tarifas de potencia actual y al costo, así como los equivalentes escenarios de comercialización de energía con sus respectivos costos equivalentes. Para cada escenario, se calcula el tamaño del bloque de potencia con cierta energía firme asociada, que puede comprometerse a través de contratos por un período de tres años, iniciando en el 2024. Debido al incremento de la demanda del consumo interno en Paraguay, estos bloques disponibles para contratos de exportación disminuyen sustancialmente en los períodos subsecuentes de tres años. Los tres escenarios considerados, sus bloques de potencia exportables y energía firme asociados, y los costos unitarios de adquisición por parte de ANDE, para exportación en los períodos 2024-2026, 2027-2029, 2030-2032 y 2033-2034, se adoptan del Informe GT.C N°06.

En el marco de este informe, no se descarta que la comercializadora mencionada en las Etapas 2 y 3, sea filial de la propia ANDE, sea una comercializadora brasileña asociada o bien, una comercializadora cualquiera que adquiere la energía eléctrica en barras de Itaipu y la negocia libremente en el mercado brasileño. Este análisis se limita a establecer rangos de precios para evaluar la competitividad de la energía paraguaya.

Por más que dos de los cuatro escenarios (los escenarios de costo de potencia actual y de energía equivalente) suponen la existencia de una renta eléctrica que beneficiaría a ambos países, desde el punto de vista de la ANDE como entidad compradora, y de manera a no distorsionar las comparaciones, se considera que a los costos unitarios de adquisición en Itaipu de energía para exportación, se le adiciona la **compensación actual de unos 10 USD/MWh** para el Estado Paraguayo (en concepto de Cesión de Energía), que dejará de percibir al ser comercializada. Se considera además una **rentabilidad fija de al menos 3 USD/MWh** para este proceso de exportación, que correspondería aproximadamente al 10% de los costos unitarios de adquisición en ITAIPU. Estos valores **son apenas referenciales**, ya que la rentabilidad para ANDE y para el Estado pueden ser aumentadas, siempre que aún permitan que la energía comercializada en la Etapa 3, tenga los costos unitarios suficientemente competitivos para atraer clientes en el mercado eléctrico brasileño que deban abandonar sus contratos para comprometerse a adquirir la energía eléctrica paraguaya, comercializada conforme mencionado anteriormente. En resumen, para la Etapa 2, al costo de adquisición de ITAIPU, para cada escenario considerado, se **adicionará un total de 13 USD/MWh** correspondiente a compensaciones al Estado Paraguayo y rentabilidad para el proceso de exportación, para su **disponibilización en Barras de Itaipu a un Agente Comercializador en el Brasil**.

En la Etapa 3, deben considerarse los **costos adicionales** en que debe incurrirse para poder comercializar la energía en el Mercado Libre del Ambiente de Comercialización Libre (ACL), siendo entregada en el centro de gravedad del SIN-BR, entre las cuales se incluye la **Tarifa de Uso del Sistema de Transmisión de Itaipu (TUST Itaipu)**, los **costos operativos y rentabilidad para la comercializadora**, así como los **impuestos asociados a la misma**. La tarifa TUST Itaipu se considera en unos 10.000 R\$/MW-mes, valor promedio de los últimos 2 años, en base al Informe GT.C N° 02 del Grupo de Trabajo Comercial y a las informaciones contempladas en el Plano Decenal de Expansión de Energía (PDE) 2029, que prevé que la misma se mantenga en torno a dicho valor a lo largo de la década. Si bien se desconocen a profundidad los detalles operativos y financieros de las comercializadoras en el Mercado Brasileño, se estima a modo de referencia los **costos operativos en 15 R\$/MWh y la rentabilidad en 15 R\$/MWh**, que pueden ajustarse posteriormente, de manera a que los costos unitarios finales se mantengan competitivos. Los impuestos más relevantes considerados sobre el lucro real de una comercializadora son el **Impuesto a la Renta de las Personas Jurídicas (IRPJ, 25%) y la**

Contribución Social sobre el Lucro Líquido (CSLL, 9%). Por el momento, no se han considerado impuestos a la importación de energía eléctrica. En resumen, para la Etapa 3, al costo en barras de ITAIPU para cada escenario considerado, se **adicionará el impacto unitario de la Tarifa de Transporte de la Energía de Itaipu (TUST) en R\$/MWh además de un total de 35,1 R\$/MWh** correspondiente a costos de comercialización que incluyen costos operativos, rentabilidad e impuestos.

B. Costos unitarios de la energía de Itaipu por etapas y escenarios

A continuación se presentan los costos unitarios de cada etapa, para cada escenario planteado en el Informe GT.C N°06 del Grupo de Trabajo Comercial, con los escenarios de Potencia (P 22,60 y P 10,00) y Energía (E 30,96 y E 19,29).

Tabla 1. Escenario 1: PROMEDIO 71%

	2024-2026			
	P 22,60	P 10,00	E 30,96	E 19,29
Potencia Promedio Exportable MW	3.457	3.452	2.527	2.507
Energía Exportable MWh/año	15.118.377	15.097.666	13.293.065	13.293.065
Factor de carga	50%	50%	60%	61%
Costo total por año USD	934.994.446	390.329.932	925.890.528	279.664.611
Costo Unitario USD/MWh	61,84	25,85	69,65	21,04
Costo Unitario en Barras de ITAIPU USD/MWh	74,84	38,85	82,65	34,04
Costo unitario para ACL USD/MWh (Tasa 5 R\$/USD)	87,35	51,36	94,24	45,59
Costo unitario para ACL R\$/MWh (Tasa 5 R\$/USD)	436,76	256,81	471,18	227,93
	2027-2029			
	P 22,60	P 10,00	E 30,96	E 19,29
Potencia Promedio Exportable MW	2.983	2.960	1.892	1.876
Energía Exportable MWh/año	11.333.597	11.244.381	9.178.515	9.178.515
Factor de carga	43%	43%	55%	56%
Costo total por año USD	816.704.939	335.434.444	810.218.481	207.582.448
Costo Unitario USD/MWh	72,06	29,83	88,27	22,62
Costo Unitario en Barras de ITAIPU USD/MWh	85,06	42,83	101,27	35,62
Costo unitario para ACL USD/MWh (Tasa 5 R\$/USD)	98,40	56,17	113,24	47,54
Costo unitario para ACL R\$/MWh (Tasa 5 R\$/USD)	491,99	280,85	566,21	237,70
	2030-2032			
	P 22,60	P 10,00	E 30,96	E 19,29
Potencia Promedio Exportable MW	2.154	1.906	1.090	1.090
Energía Exportable MWh/año	7.069.688	5.310.743	3.737.044	3.737.044
Factor de carga	37%	32%	39%	39%
Costo total por año USD	622.819.769	237.450.181	653.029.902	109.628.854
Costo Unitario USD/MWh	88,10	44,71	174,75	29,34
Costo Unitario en Barras de ITAIPU USD/MWh	101,10	57,71	187,75	42,34
Costo unitario para ACL USD/MWh (Tasa 5 R\$/USD)	115,43	73,34	201,77	56,36
Costo unitario para ACL R\$/MWh (Tasa 5 R\$/USD)	577,15	366,72	1.008,84	281,79
	2033-2034			
	P 22,60	P 10,00	E 30,96	E 19,29
Potencia Promedio Exportable MW	1.694	1.092	677	668
Energía Exportable MWh/año	5.215.104	929.958	130.669	111.023
Factor de carga	35%	10%	2%	2%
Costo total por año USD	472.734.363	112.612.231	510.200.935	20.039.226
Costo Unitario USD/MWh	90,65	121,09	3.904,52	180,50
Costo Unitario en Barras de ITAIPU USD/MWh	103,65	134,09	3.917,52	193,50
Costo unitario para ACL USD/MWh (Tasa 5 R\$/USD)	118,46	169,30	4.048,81	344,85
Costo unitario para ACL R\$/MWh (Tasa 5 R\$/USD)	592,31	846,49	20.244,04	1.724,26

Tabla 2. Escenario 2: PROMEDIO 85%

	2024-2026			
	P 22,60	P 10,00	E 30,96	E 19,29
Potencia Promedio Exportable MW	3.457	3.452	2.527	2.507
Energía Exportable MWh/año	21.918.532	21.897.821	18.818.494	18.668.953
Factor de carga	72%	72%	85%	85%
Costo total por año USD	969.482.780	425.332.806	925.890.528	387.508.839
Costo Unitario USD/MWh	44,23	19,42	49,20	20,76
Costo Unitario en Barras de ITAIPU USD/MWh	57,23	32,42	62,20	33,76
Costo unitario para ACL USD/MWh (Tasa 5 R\$/USD)	68,04	43,23	72,44	44,00
Costo unitario para ACL R\$/MWh (Tasa 5 R\$/USD)	340,18	216,14	362,22	220,00
	2027-2029			
	P 22,60	P 10,00	E 30,96	E 19,29
Potencia Promedio Exportable MW	2.983	2.960	1.892	1.876
Energía Exportable MWh/año	18.133.752	18.044.536	14.089.924	13.965.824
Factor de carga	69%	70%	85%	85%
Costo total por año USD	849.280.877	368.050.266	810.218.481	308.124.807
Costo Unitario USD/MWh	46,83	20,40	57,50	22,06
Costo Unitario en Barras de ITAIPU USD/MWh	59,83	33,40	70,50	35,06
Costo unitario para ACL USD/MWh (Tasa 5 R\$/USD)	70,80	44,35	80,75	45,31
Costo unitario para ACL R\$/MWh (Tasa 5 R\$/USD)	354,01	221,77	403,73	226,53
	2030-2032			
	P 22,60	P 10,00	E 30,96	E 19,29
Potencia Promedio Exportable MW	2.154	1.906	1.090	1.090
Energía Exportable MWh/año	13.869.844	12.110.898	8.119.213	8.119.213
Factor de carga	74%	73%	85%	85%
Costo total por año USD	656.638.137	265.381.089	653.029.902	203.139.316
Costo Unitario USD/MWh	47,34	21,91	80,43	25,02
Costo Unitario en Barras de ITAIPU USD/MWh	60,34	34,91	93,43	38,02
Costo unitario para ACL USD/MWh (Tasa 5 R\$/USD)	71,09	45,71	103,67	48,26
Costo unitario para ACL R\$/MWh (Tasa 5 R\$/USD)	355,45	228,55	518,37	241,31
	2033-2034			
	P 22,60	P 10,00	E 30,96	E 19,29
Potencia Promedio Exportable MW	1.694	1.092	677	668
Energía Exportable MWh/año	12.611.596	8.131.586	5.037.773	4.971.586
Factor de carga	85%	85%	85%	85%
Costo total por año USD	510.326.718	150.238.208	510.200.935	150.555.794
Costo Unitario USD/MWh	40,46	18,48	101,28	30,28
Costo Unitario en Barras de ITAIPU USD/MWh	53,46	31,48	114,28	43,28
Costo unitario para ACL USD/MWh (Tasa 5 R\$/USD)	63,71	41,72	124,52	53,53
Costo unitario para ACL R\$/MWh (Tasa 5 R\$/USD)	318,54	208,60	622,59	267,63

Tabla 3. Escenario 3: Optimo

	2024-2026			
	P 22,60	P 10,00	E 30,96	E 19,29
Potencia Promedio Exportable MW	3.220	3.540	2.600	2.600
Energía Exportable MWh/año	19.942.490	21.924.353	16.102.632	16.102.632
Factor de carga	71%	71%	71%	71%
Costo total por año USD	3.315.938.130	1.602.728.831	2.928.147.186	1.007.859.898
Costo Unitario USD/MWh	55,43	24,37	60,61	20,86
Costo Unitario en Barras de ITAIPU USD/MWh	68,43	37,37	73,61	33,86
Costo unitario para ACL USD/MWh (Tasa 5 R\$/USD)	79,32	48,26	84,51	44,76
Costo unitario para ACL R\$/MWh (Tasa 5 R\$/USD)	396,60	241,31	422,55	223,79
	2027-2029			
	P 22,60	P 10,00	E 30,96	E 19,29
Potencia Promedio Exportable MW	2.576	3.155	2.100	2.100
Energía Exportable MWh/año	15.953.992	19.539.925	13.005.972	13.005.972
Factor de carga	71%	71%	71%	71%
Costo total por año USD	3.017.528.753	1.557.938.507	2.638.065.840	857.143.033
Costo Unitario USD/MWh	63,05	26,58	67,61	21,97
Costo Unitario en Barras de ITAIPU USD/MWh	76,05	39,58	80,61	34,97
Costo unitario para ACL USD/MWh (Tasa 5 R\$/USD)	86,94	50,47	91,51	45,86
Costo unitario para ACL R\$/MWh (Tasa 5 R\$/USD)	434,71	252,36	457,53	229,32
	2030-2032			
	P 22,60	P 10,00	E 30,96	E 19,29
Potencia Promedio Exportable MW	1.652	2.360	1.300	1.300
Energía Exportable MWh/año	10.231.365	14.616.235	8.051.316	8.051.316
Factor de carga	71%	71%	71%	71%
Costo total por año USD	2.420.494.608	1.253.893.196	2.142.186.858	564.025.138
Costo Unitario USD/MWh	78,86	28,60	88,69	23,35
Costo Unitario en Barras de ITAIPU USD/MWh	91,86	41,60	101,69	36,35
Costo unitario para ACL USD/MWh (Tasa 5 R\$/USD)	102,75	52,49	112,58	47,25
Costo unitario para ACL R\$/MWh (Tasa 5 R\$/USD)	513,77	262,46	562,92	236,23
	2033-2034			
	P 22,60	P 10,00	E 30,96	E 19,29
Potencia Promedio Exportable MW	590	1.100	650	650
Energía Exportable MWh/año	3.654.059	6.812.652	4.025.658	4.025.658
Factor de carga	71%	71%	71%	71%
Costo total por año USD	1.090.601.168	404.672.549	1.096.431.859	190.401.288
Costo Unitario USD/MWh	149,23	29,70	136,18	23,65
Costo Unitario en Barras de ITAIPU USD/MWh	162,23	42,70	149,18	36,65
Costo unitario para ACL USD/MWh (Tasa 5 R\$/USD)	173,13	53,60	160,08	47,54
Costo unitario para ACL R\$/MWh (Tasa 5 R\$/USD)	865,63	267,98	800,38	237,72

C. Competitividad de costos unitarios de energía eléctrica paraguaya de Itaipu Binacional para comercialización en el mercado brasileño

Para analizar el nivel de competitividad de los costos unitarios en las Etapas 2 y 3, se recurre a costos de referenciales en el mercado brasileño. Para la comercialización en barras de Itaipu, pueden compararse los valores del Ambiente de Comercialización Regulado (ACR), con aquellas de subastas de energía existente (LEE Leilao de Energia Existente), y del Precio de Liquidación de Diferencias (PLD) para el Mercado de Corto Plazo (MCP). Para contratos de venta de energía a clientes por parte de una comercializadora en Brasil en el Ambiente de Comercialización Libre (ACL), pueden compararse con las tarifas de energía de diversas comercializadoras en el ACR, de los submercados Sur y Sureste/Centro-Oeste (S/SE/CO).

En Barras de Itaipu:

En el ACR, en la subasta de A-1 y A-2 de energía existente a finales del 2019, fue establecido un **precio tope de 190 R\$/MWh (VR Valor de Referencia)**, y los precios finalmente concertados estuvieron por debajo de los **170 R\$/MWh**. A la tasa de cambio de finales de 2019, 4 R\$/USD, corresponde a unos **43 USD/MWh**.

En el MCP, el promedio del PLD del último año fue de unos **50 USD/MWh**, la proyección de corto plazo de la CCEE a 2021 lo sitúa incluso a menos de 10 USD/MWh (el piso actual del PLD es 39,6 R\$/MWh, equivalente a 7,2 USD/MWh). Si bien el promedio de los últimos 8 años fue de 100 USD/MWh, debido a períodos secos de 2017 y 2018, que también afectan a la disponibilidad de excedentes en Paraguay, deben considerarse con mucha cautela este tipo de precios del PLD como referencia, ya que además de su volatilidad, la liquidación de diferencias son ventas de oportunidad, no son estables en precio ni existe compromiso alguno ni garantía de una transacción.

En el Gráfico 1 se comparan los costos unitarios en Barras de Itaipu, para el escenario de despacho Optimo con los valores de referencia del PLD y de las subastas de energía existente (LEE) del 2019.

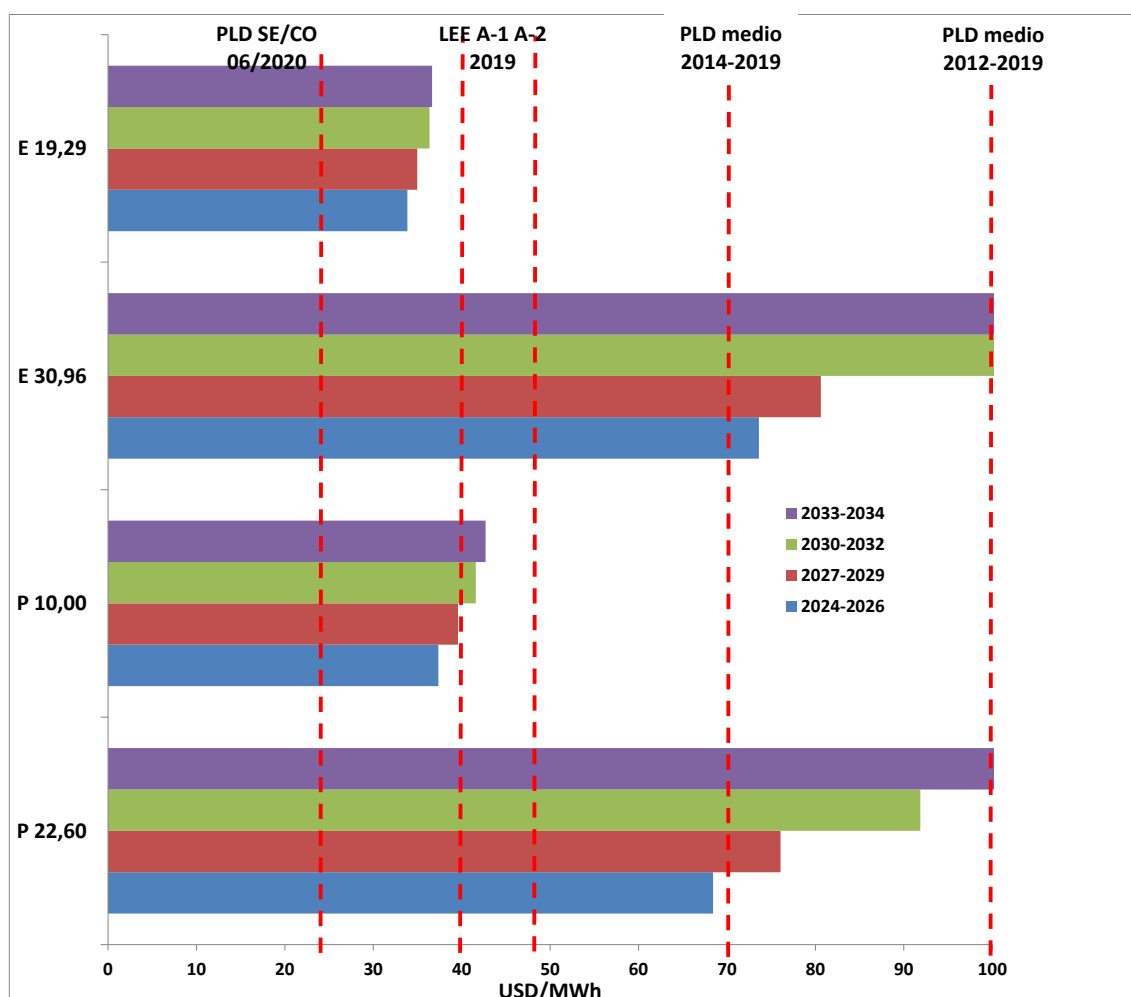


Grafico 1. Costos unitarios en Barras de Itaipu, con los valores de referencia del PLD y de las subastas de energía existente del 2019.

Comercializadora en el ACL:

Los clientes cautivos del mercado regulado en el ACR, están sujetos a los pliegos tarifarios de las distribuidoras y pueden actualmente **optar por migrar al mercado libre (ACL) si poseen una carga superior a los 2 MW**. La estructura tarifaria para estos clientes contempla cargos de Tarifa del Uso del Sistema de Distribución (TUSD) y cargos por la Tarifa de Energía, en punta y fuera de punta de carga, dentro del mercado regulado ACR.

En la siguiente Tabla 4 se resumen las tarifas de energía sin impuestos para las principales distribuidoras de los submercados Sur y Sureste/Centro-Oeste (S/SE/CO), que actualmente forman parte del grupo de las 30 distribuidoras que adquieren las cotas-partes consideradas en el prorrateo de la potencia y energía asociada contratada de Itaipu Binacional en el Brasil.

Tabla 4. Tarifas de Energía de las Distribuidoras Sin Impuestos (R\$/MWh)

Empresa	Submercado	Horario de Punta	Horario Fuera de Punta	Promedio Ponderado
CELESC (Santa Catarina)	S	402,27	233,34	247,69
EDP (Espírito Santo)	SE/CO	402,83	237,65	251,68
ENEL (Sao Paulo)	SE/CO	404,93	242,33	256,14
RGE SUL (Rio Grande do Sul)	S	426,28	255,81	270,29
COPEL (Paraná)	S	432,45	259,50	274,19
CPFL PAULISTA (Sao Paulo)	SE/CO	443,40	266,58	281,60
CEMIG (Minas Gerais)	SE/CO	444,60	267,01	282,09
LIGHT (Rio de Janeiro)	SE/CO	459,23	277,81	293,22

En el Grafico 2 se presenta una comparación de las tarifas de energía eléctrica de las Distribuidoras listadas sin impuestos (R\$/MWh).

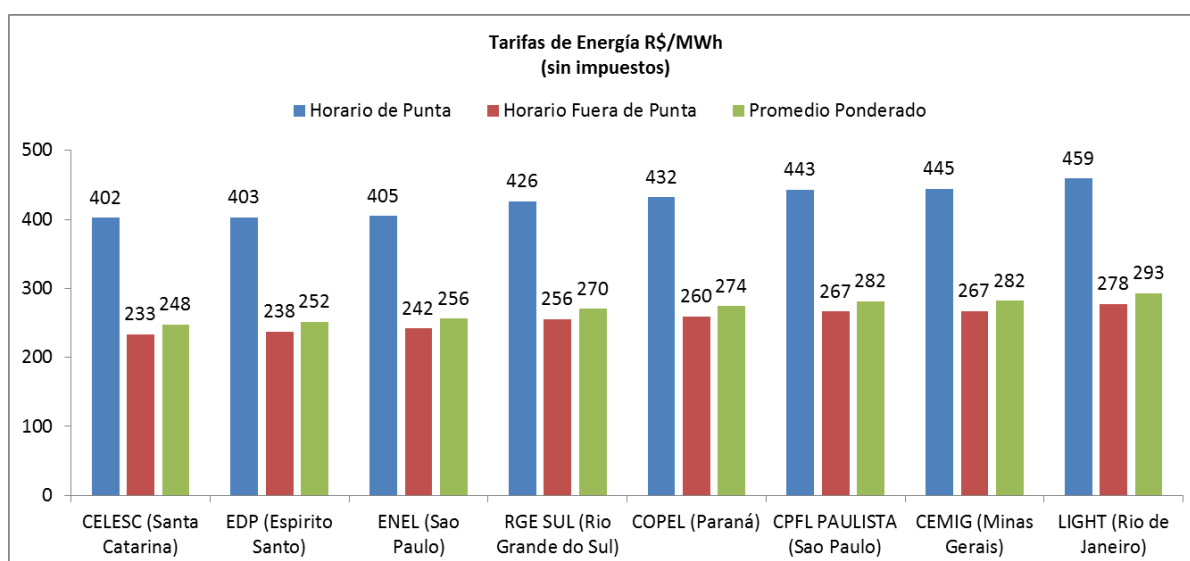


Grafico 2. Comparación de las Tarifas de Energía de las Distribuidoras Sin Impuestos (R\$/MWh).

Si un consumidor cautivo en el ACR, desea migrar al mercado libre del ACL podrá negociar libremente los cargos por la Tarifa de Energía con la comercializadora. Este consumidor tendrá los mismos cargos que tenía en el mercado regulado ACR por el uso del sistema de distribución (TUSD) y los mismos impuestos PIS/COFINS/ICMS, pero le sumarán algunos cargos regulatorios menores por pasar a la modalidad del ACL.

A modo de ejemplo, se muestra el **punto de equilibrio de un cliente cautivo de media tensión de la Copel Distribuidora** (tarifa Azul, subgrupo A4 2,3 a 25 kV), para migrar al Mercado Libre del ACL.

ACR

Distribuidora	Subgrupo	Modalidade	Posto	TUSD		TE	
				R\$/KW	R\$/MWh	R\$/MWh	USD/MWh
Copel - Dist	A4 (2,3 a 25 kV)	Azul	Ponta	31,83	79,79	432,25	86,45
			Fora Ponta	13,75	79,79	259,5	51,90

Demanda Contratada Ponta	3.000	kW
Demanda Contratada Fora Ponta	3.000	kW
Energia Consumida Ponta	156	MWh
Energia Consumida Fora Ponta	1.596	MWh

A4 (2,3 a 25 kV)	Aliquota	TUSD		TUSD Encargos		Energia		Total	R\$/MWh	USD/MWh
	%	Ponta R\$	Fora Ponta R\$	Ponta R\$	Fora Ponta R\$	Ponta R\$	Fora Ponta R\$	R\$		
Fatura sem Tributos	0%	95.490,00	41.250,00	12.447,24	127.344,84	67.431,00	414.162,00	758.125,08	432,72	86,54
Fatura com PIS/COFINS (5%)	5%	100.515,79	43.421,05	13.102,36	134.047,20	70.980,00	435.960,00	798.026,40		
Fatura com PIS/COFINS e ICMS (29%)	34%	144.681,82	62.500,00	18.859,45	192.946,73	102.168,18	627.518,18	1.148.674,36	655,64	131,13

ACL

Contribuicao CCEE (R\$)	500	Real/USD 5	55.45	US\$/Mwh
Canal de Comunicacao (R\$)	1000			
Consumo com Perdas (R\$)	1795,8			
Perdas na RB (%)	2,50%			
ESS/EER (R\$/MWh)*aprox	15			
Preco no Mercado Livre c/ PIS/COFIN (R\$/MWh)	277.25			

A4 (2,3 a 25 kV)	Aliquota	TUSD		TUSD Encargos		Consumo c/Perda	ESS/EER	Contribuição	Canal de Comunicação	Total
	%	Ponta R\$	Fora Ponta R\$	Ponta R\$	Fora Ponta R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$
Fatura sem Tributos	0%	95.490,00	41.250,00	12.447,24	127.344,84	497.886,81	26.937,00	500,00	1.000,00	802.855,89
Fatura com PIS/COFINS	5%	100.515,79	43.421,05	13.102,36	134.047,20		26.937,00	500,00	1.000,00	319.523,40
Fatura com PIS/COFINS e ICMS	34%	144.681,82	62.500,00	18.859,45	192.946,73	701.249,02	26.937,00	500,00	1.000,00	1.148.674,36

Tasa de Cambio Real/USD 5.

Por lo tanto, para este usuario, el precio que pueda negociar en el mercado libre del ACL debe ser como máximo 277,25 R\$/MWh (55,45 USD/MWh estimados a 5 R\$/USD), para optar migrar del ACR al ACL.

En la siguiente gráfica se aprecia como la tasa de cambio R\$/USD influye en la tarifa de energía resultante que puede ofertarse en el mercado eléctrico del Brasil. En la vertical se indican los posibles costos unitarios de adquisición en Itaipu en USD/MWh, de la Etapa 1, y en la horizontal las posibles tasas de cambio. Los valores en la gráfica indican los costos unitarios en R\$/MWh en la Etapa 3, para ser ofertados en el mercado libre ACL. Se indica el rango de precios de energía del mercado regulado ACR como referencia, entre 248 R\$/MWh correspondiente a CELESC y 293 R\$/MWh correspondiente a LIGHT. La tarifa TUST Itaipu, se estimó considerando el escenario Óptimo E 19,29.

Para poder atraer a clientes cautivos del mercado regulado ACR, es necesario posicionarse en la zona verde más competitiva con menores costos en R\$/MWh. Si por ejemplo, para este escenario que posee un costo unitario de adquisición de 20,86 USD/MWh, se firma contrato por 223,76 R\$/MWh con una tasa de cambio de 5 R\$/USD, y al año siguiente la tasa de cambio aumenta a 6 R\$/USD, los ingresos por facturación se reducirían en unos 100,000,000 USD. Este riesgo cambiario debe tenerse en cuenta y mitigarse a la hora de adoptar el mejor escenario para el proceso de comercialización. Además, debe observarse que al cambio de 5,4 R\$/MWh,

aunque atípico, para todos los escenarios existe poco o ningún margen competitivo con los valores de rentabilidad y compensación supuestos inicialmente.

54	255	261	267	273	278	284	290	296	301	307	313	319	324	330	336	342	347	353	359	365	370	376	382	388	393	399	405	411	416	422	428	434	439	445	451						
53	252	258	264	269	275	281	286	292	298	303	309	315	320	326	332	337	343	349	354	360	366	371	377	383	388	394	400	405	411	417	422	428	434	439	445						
52	249	255	261	266	272	277	283	288	294	300	305	311	316	322	327	333	339	344	350	355	361	366	371	377	383	389	394	400	405	411	417	422	428	433	439						
51	246	252	257	263	268	273	279	284	290	296	301	307	312	318	323	329	334	340	345	351	356	362	367	373	378	384	389	395	400	406	411	417	422	428	433						
50	243	249	254	259	265	270	276	281	287	292	297	303	308	314	319	324	330	335	341	346	351	357	362	368	373	378	384	389	395	400	405	411	416	422	427						
49	240	246	251	256	262	267	272	278	283	288	294	299	304	310	315	320	326	331	336	341	347	352	357	363	368	373	379	384	389	395	400	405	411	416	421						
48	237	243	248	253	258	263	268	273	278	283	288	293	298	303	308	313	318	323	328	333	338	343	348	353	358	363	368	373	379	384	389	394	400	405	410						
C	47	234	240	245	250	255	260	265	270	275	280	285	290	295	300	305	311	316	321	326	332	337	342	347	353	358	363	368	373	378	383	388	393	398	403						
S	46	231	237	242	247	252	257	262	267	272	277	282	287	292	297	302	307	312	317	322	327	332	337	342	348	353	358	363	368	373	378	383	388	393	398						
S	45	228	233	238	243	248	253	258	263	268	273	278	283	288	293	298	303	308	313	318	323	328	333	338	343	348	353	358	363	368	373	378	383	388	393						
T	44	225	230	235	240	245	250	255	260	265	270	275	280	285	290	294	299	304	309	314	318	323	328	333	338	343	348	353	357	362	367	372	377	382	387						
O	43	222	227	232	237	242	246	251	256	261	266	270	275	280	285	290	294	299	304	309	314	318	323	328	333	338	343	348	353	357	362	366	371	376	381						
42	219	224	229	234	238	243	248	252	257	262	267	271	276	281	285	290	294	299	304	309	314	318	323	328	333	337	342	347	351	356	361	366	370	375							
41	216	221	226	230	235	240	244	249	254	258	263	267	272	277	281	286	291	295	300	304	309	314	318	323	328	332	337	341	346	351	355	360	365	369							
U	40	213	218	223	227	232	236	241	245	250	254	259	263	268	273	277	282	286	291	295	300	304	309	314	318	323	327	332	336	341	345	350	354	359							
N	39	210	215	219	224	228	233	237	242	246	251	255	260	264	268	273	277	282	286	291	295	300	304	309	313	317	322	326	331	335	340	344	349	353							
I	38	207	212	216	221	225	229	234	238	242	247	251	256	260	264	269	273	277	282	286	291	295	299	304	308	312	317	321	326	330	334	339	343	347							
T	37	204	209	213	217	222	226	230	234	239	243	247	252	256	260	264	269	273	277	282	286	290	294	299	303	307	312	316	320	324	329	333	337	342							
A	36	201	206	210	214	218	222	227	231	235	239	243	247	252	256	260	264	269	273	277	281	285	289	293	297	301	305	310	314	318	322	326	330	334	338						
R	35	198	203	207	211	215	219	223	227	231	235	239	244	248	252	256	260	264	268	273	277	281	285	289	293	297	301	305	310	314	318	322	326	330	334						
I	34	195	200	204	208	212	216	220	224	228	232	236	240	244	248	252	256	260	264	268	272	276	280	284	288	292	296	300	304	308	312	316	320	324							
O	33	192	196	200	204	208	212	216	220	224	228	232	236	240	244	248	252	256	260	263	267	271	275	279	283	287	291	295	299	303	307	311	315	319							
I	32	189	193	197	201	205	209	213	216	220	224	228	232	236	240	244	248	251	255	259	263	267	271	275	279	283	287	291	295	299	303	307	311	315							
T	31	186	190	194	198	202	205	209	213	217	220	224	228	232	236	240	244	247	251	254	258	262	266	269	273	277	281	285	288	292	296	300	303	307							
I	30	183	187	191	195	198	202	206	209	213	217	220	224	228	231	235	239	242	246	250	254	257	261	265	268	272	276	279	283	287	290	294	298	301							
A	29	180	184	188	191	195	198	202	206	209	213	216	220	224	227	231	234	238	242	245	249	252	256	260	263	267	270	274	278	281	285	288	292	296							
P	28	177	181	185	188	192	195	199	202	206	209	213	216	220	223	227	230	234	237	241	244	248	251	255	258	262	265	269	272	276	279	283	286	290							
U	26	174	178	181	185	188	192	195	198	202	205	209	212	216	219	222	226	229	233	236	240	243	246	250	253	257	260	264	267	270	274	277	281	284							
25	171	175	178	182	185	188	192	195	198	202	205	208	212	215	218	222	225	228	232	235	238	242	245	248	252	255	258	262	265	268	272	275	278	282							
24	168	172	175	178	182	185	188	191	195	198	201	204	208	211	214	217	221	224	227	230	234	237	240	243	247	250	253	256	260	263	266	269	273	276							
23	165	169	172	175	178	181	185	188	191	194	197	200	204	207	210	213	216	219	223	226	229	232	235	238	242	245	248	251	254	257	261	264	267	270							
22	162	166	169	172	175	178	181	184	187	190	193	196	200	203	206	209	212	215	218	221	224	227	230	233	237	240	243	246	249	252	255	258	261	264							
21	159	162	165	168	171	174	177	180	183	186	189	192	195	198	201	204	207	210	213	216	219	222	225	228	231	234	237	240	243	246	249	252	255	258							
20	156	159	162	165	168	171	174	177	180	183	186	189	191	194	197	200	203	206	209	212	215	218	221	224	226	229	232	235	238	241	244	247	250	253							
19	153	156	159	162	165	168	170	173	176	179	182	185	187	190	193	196	199	202	204	207	210	213	216	219	221	224	227	230	233	236	238	241	244	247							
USD/MWh	3.0	3.1	3.2	3.3	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4.0	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5.0	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6.0										
																		TASA DE CAMBIO											CAMBIO al 01-06-2020												
																		CAMBIO PROMEDIO 2019																							

En el Gráfico 3 siguiente se comparan los costos unitarios en el centro gravedad del sistema eléctrico brasileño, para el escenario de despacho Optimo, con el rango de valores de referencia de las tarifas de energía del mercado regulado ACR (tasa de cambio 5R\$/USD).

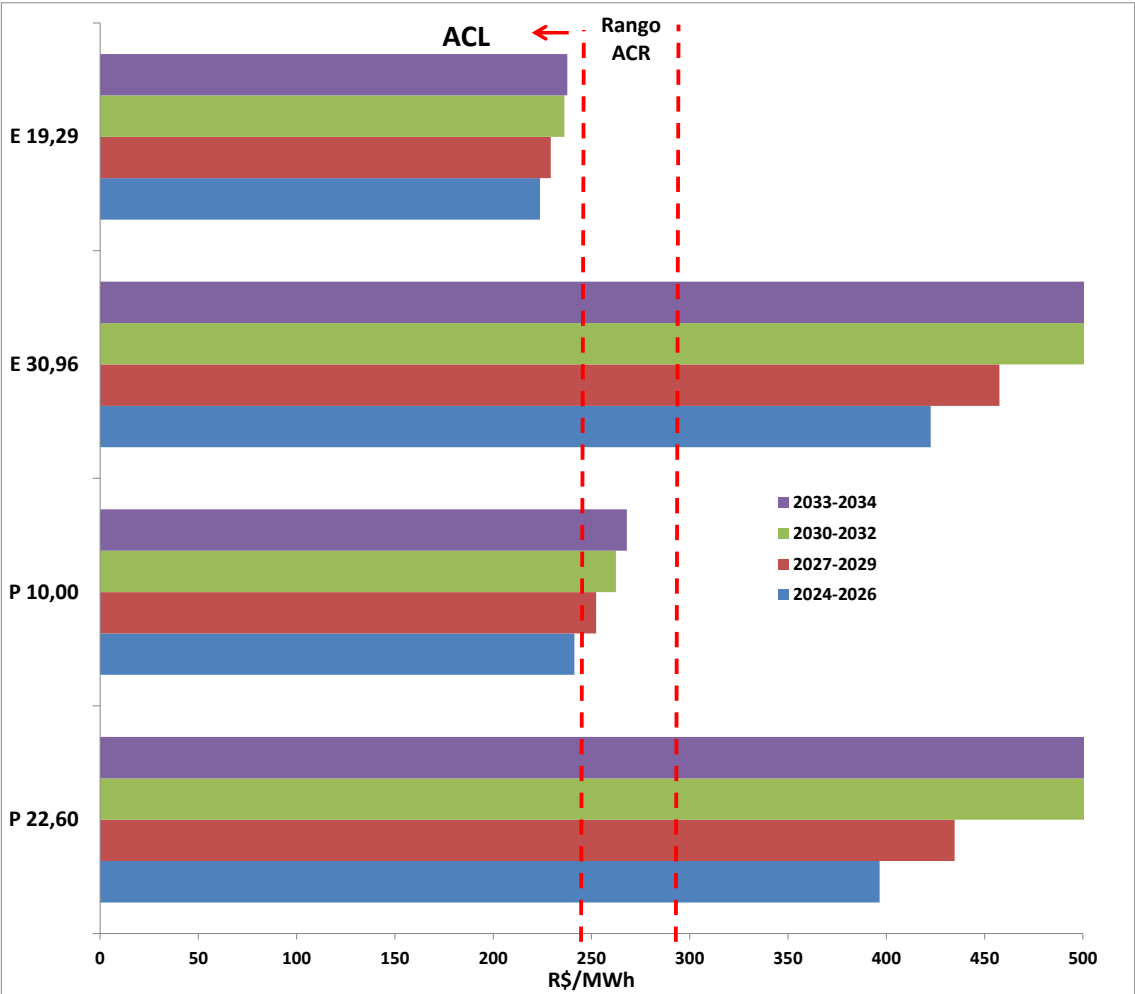


Grafico 3. Comparación de los costos unitarios en el centro gravedad del sistema eléctrico brasileño, con el rango de valores de referencia de las tarifas de energía del mercado regulado ACR (R\$/MWh).

Nuevamente puede notarse que con los costos unitarios de los escenarios de tarifas E 30,96 y P22,60 y a la tasa de cambio R\$/USD actual, no es posible competir en el mercado ACL, y también se ven superados en el ACR.

4. CONCLUSIONES

En este informe, en la Etapa 1, se adoptan los escenarios y sus costos unitarios asociados de adquisición en Itaipu Binacional de acuerdo a los resultados obtenidos del Informe GT.C N°06.

Para la Etapa 2, al costo de adquisición de Itaipu, para cada escenario considerado, se **adiciona un total de 13 USD/MWh** correspondiente a compensaciones al Estado Paraguay y rentabilidad para el proceso de exportación, para su **disponibilización en Barras de Itaipu a un Agente Comercializador en el Brasil**.

Para la Etapa 3, al costo en barras de ITAIPU para cada escenario considerado, se **adiciona el impacto unitario de la Tarifa de Transporte de la Energía Eléctrica de Itaipu (TUST)** además **de los** costos de comercialización que incluyen costos operativos, rentabilidad e impuestos.

Para los escenarios de P 22,60 y E 30,96, bajo las premisas asumidas, los costos unitarios resultantes para entrega en barras de Itaipu, se encuentran muy por encima de los valores de las últimas subastas de energía existente (LEE A-1 A-2) del ambiente de Mercado Regulado (ACR). Para comercializar en el Mercado de Corto Plazo (MCP), aunque todos los escenarios se encuentran en el rango de promedios del Precio de Liquidación de las Diferencias (PLD) de los últimos años, debe recordarse que además de la volatilidad del mismo, estas ventas son de oportunidad, no son estables en precio ni existe compromiso alguno ni garantía de una transacción.

Para captar grandes consumidores que migren del mercado regulado ACR al Mercado Libre (ACL), se requieren que los costos unitarios de la Etapa 3 sean inferiores a las tarifas de energía ofertadas por las distribuidoras del mercado ACR, cuyos promedios ponderados **varían entre 248 y 293 R\$/MWh** entre las distribuidoras consideradas en los submercados Sul y Sudeste/Centro-Oeste. Los resultados de los escenarios de P 22,60, y de E 30,96, bajo las premisas asumidas en el Informe GT.C N°06, se encuentran fuera de los valores del mercado regulado ACR. Para los demás escenarios P 10,00 y E 19,29, se requieren tasas de cambio entre 4 y 5 R\$/USD para equiparar los valores de referencia de las Tarifas de Energía sin impuestos de diversas distribuidoras en el mercado regulado ACR.

Como puede notarse, el costo unitario obtenido en la Etapa 3, con las premisas supuestas y para cualquiera de los escenarios, sólo resulta competitivo, cuando las tasas de cambio sean mucho menores a 5 R\$/USD. Esto requiere que el riesgo cambiario sea considerado en futuros análisis de comercialización, así como replantear las rentabilidades asumidas para mitigar los riesgos de posibles incumplimientos de los contratos asumidos en el ambiente de comercialización libre (ACL) del Mercado Eléctrico del Brasil. También, debería evaluarse la posibilidad de adquirir seguros para mitigar los riesgos del mercado así como sus costos asociados.

De manera a poder comparar la conveniencia de los escenarios, es importante considerar en el futuro que los mismos poseen premisas distintas en cuanto a la renta eléctrica país, los bloques de energía comercializables, a la entidad receptora de la renta eléctrica (Hacienda, ANDE, usuarios), a la fuente de la renta y sus riesgos financieros (comercialización local o en el extranjero) y a la cantidad de energía garantizada de Itaipu Binacional, correspondiente al Paraguay. Además, **la valorización de las energías firme y no firme remanentes exportables resultantes en los diversos escenarios del Informe GT.C N°06, no fueron considerados en este estudio.**

Por lo tanto, atendiendo a que en todos los casos la Energía Garantizada (Energía Firme) remanente exportable asociados a los escenarios de tarifa considerados tiene el costo marginal de 0 USD/MWh. Por lo que existe una energía firme remanente en algunos años exportable asociada a los escenarios de tarifas anteriormente mencionados, que representan sobrantes y que conjuntamente con la energía no garantizada sobrante podrían ser vendidos al costo de oportunidad, por ejemplo al Precio de Liquidación de las Diferencias (PLD) en el Mercado de Corto Plazo (MCP) del Brasil, para obtener un lucro adicional.

En el escenario de **contratación de potencia de Itaipu Binacional**, a **tarifa 22,6 USD/kW.mes**, se asume que Itaipu recauda anualmente al menos unos USD 1.646.000.000, a ser pagados por la ANDE, por la adquisición de la parte correspondiente a Paraguay (50%). Si el verdadero costo de servicio de electricidad corresponde a la tarifa de **10,00 USD/kW.mes**, **existirá una renta fija disponible para cada Estado**, de unos USD 918.000.000. Esta renta fija no varía en el tiempo, ya que corresponde a la recaudación total de Itaipu menos los costos de explotación.

Sin embargo, en su escenario equivalente de energía a 30,96 USD/MWh, la recaudación y renta son necesariamente menores y varían dependiendo de la cantidad de energía despachada por encima de la energía garantizada.

Debe tenerse en cuenta que la **libre disponibilidad** con el **compromiso de contratar el 50%** de la potencia disponible de la Itaipu Binacional, también implica un compromiso firme por parte de la ANDE de 1.646.000.000 USD/año para cubrir el Costo de Servicio de Electricidad, que incluye aquella renta fija para el Estado.

Si además, se desea seguir priorizando el Mercado Interno a una tarifa media en torno a 30 USD/MWh, se presupone que la **comercialización de energía eléctrica en el Mercado Externo (Mercado Eléctrico del Brasil) generará los recursos adicionales para continuar priorizando la cobertura de la demanda nacional al menor costo**. Como los bloques de energía firmes disponibles para contratos de exportación van disminuyendo con el tiempo, y la demanda del mercado eléctrico nacional (Mercado Interno) aumenta, existe **la necesidad de generar recursos adicionales por cada unidad de energía a comercializar en el mercado brasileño, lo cual repercute en costos unitarios crecientes y poco competitivos**.

Un análisis similar puede hacerse con el par de escenarios **Potencia a 10 USD/kW.mes y Energía a 19,29 USD/kW.mes**. En estos escenarios, el despacho de toda la energía garantizada cubre exclusivamente el Costo de Servicio de Electricidad de USD 728.000.000, correspondiente a la participación paraguaya del 50%, y no existe una renta fija como en el caso anterior. Existe una renta variable para cada Estado si se genera energía superior a la garantizada, que en el caso de E 19,29, se encuentra en torno a 13,23 USD/MWh adicional generado; en el caso P 10,00, la renta adicional es de 6,06 USD/MWh adicional generado (royalties y resarcimientos). Toda renta adicional dependerá de la comercialización en el mercado eléctrico brasileño, con los riesgos y compromisos contractuales que ello implica.

5. REFERENCIAS

Informe GT.C N°02 “Comercialización de energía de Itaipu en el mercado eléctrico del Brasil”.

Informe GT.C N°03 “Análisis de la Evolución del Precio de Liquidación de Diferencias (PLD)”.

Informe GT.C N°06 “Costos Unitarios de adquisición de energía eléctrica de Itaipu para comercializar en el Mercado Brasileño”.

NEGOCIACIONES SOBRE EL TRATADO DE ITAIPU

GRUPO DE TRABAJO COMERCIAL

INFORME Nº GT.C – 12

ASUNTO: “Borrador de Propuesta Inicial de Convenio de Cooperación Técnica, Intercambios y Comercialización de Energía Eléctrica con Brasil”

Fecha: 19.01.2021

GRUPO DE TRABAJO TÉCNICO COMERCIAL

Informe GT.C N°12

Fecha: 19.01.2021

Asunto: Borrador de Propuesta Inicial de Convenio de Cooperación Técnica, Intercambios y Comercialización de Energía Eléctrica con Brasil

Participantes:

Ing. Tito Ocariz Krauer, Coordinador, representante de ANDE; Coordinador del GT.C

Ing. Carlos Zaldívar, representante del VMME;

Embajador Raúl Cano Riccardi, representante del MRE;

Ing. Fabián Domínguez, representante de ITAIPU;

Ing. Gerardo Blanco, representante de ITAIPU;

Ing. Felipe Mitjans, representante del VMME.

1. OBJETO Y DESCRIPCIÓN DEL TEMA

El objetivo del presente informe es la de presentar un borrador inicial de propuesta de convenio de Cooperación Técnica, Intercambios y Comercialización de Energía Eléctrica con el Brasil, la cual deberá ser consensuada en forma conjunta con la Electrobras. La implementación del presente instrumento, deberá ser reglamentada e instrumentada por los gobiernos del Paraguay y del Brasil.

2. PRESENTACIÓN DEL CONVENIO

CONVENIO DE COOPERACIÓN TÉCNICA, INTERCAMBIOS Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA ENTRE LA ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD – ANDE, DE LA REPÚBLICA DEL PARAGUAY, Y CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. – ELETROBRAS, DE LA REPÚBLICA FEDERATIVA DEL BRASIL.

Por el presente Convenio, celebrado el _____, en _____, entre la Administración Nacional de Electricidad – ANDE, creada por Ley N° 966 del 12 de agosto de 1964, en adelante denominada ANDE, por una parte, y por la otra, Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras, _____, en adelante denominada Eletrobras, en adelante denominadas las Partes;

CONSIDERANDO,

La importancia que reviste la política de cooperación entre la República del Paraguay y la República Federativa del Brasil;

El tradicional buen relacionamiento entre las Partes, que siempre han demostrado su voluntad de cooperación en diversos ámbitos de sus respectivas competencias;

Que, desde el punto de vista técnico, esa cooperación es conveniente y viable mediante el uso de sus diversos recursos, llevando también en cuenta las ventajas de una mayor integración energética regional;

Que, la Cooperación Técnica permitiría compartir experiencias, avances tecnológicos y estudios de integración eléctrica entre ambos países;

Que, los Intercambios de energía eléctrica posibilitarían apoyar y fortalecer la integración eléctrica, contemplando situaciones de emergencia, complementariedades y optimización de la operación de los sistemas eléctricos de ambos países;

Que, la Comercialización de energía eléctrica posibilitaría acordar aspectos comerciales referidos a los Intercambios, sea en valores monetarios o de compensación energética;

Que, los Intercambios y Comercialización de disponibilidades propias de potencia y energía eléctrica de las empresas relacionadas con el mercado eléctrico de ambos países podrían realizarse a través de los puntos de interconexión que sean acordados.

POR TANTO,

Quedan establecidos los términos y condiciones que siguen.

CLÁUSULA PRIMERA

OBJETO

Constituye el objeto del presente Convenio, el establecimiento de bases y condiciones para la cooperación técnica y para los intercambios de energía eléctrica entre las Partes, a través de los puntos de interconexión existentes y los que puedan implementarse en el futuro, así como los aspectos de comercialización que serán, en su oportunidad y de común acuerdo, aplicados a los referidos intercambios de energía eléctrica.

CLÁUSULA SEGUNDA

VIGENCIA

Este Convenio entrará en vigor a partir de la fecha de intercambio entre las Partes de las comunicaciones recíprocas de que el mismo ha sido aprobado por las autoridades pertinentes de cada país conforme a las respectivas disposiciones legales, por un plazo de diez (10) años.

2.1. Las Partes podrán, mediante acuerdo expreso, prorrogar o reducir la vigencia del presente Convenio, manifestándose con un (1) año de anticipación.

2.2. Durante la vigencia del presente Convenio, sus términos podrán ser revisados con el establecimiento de nuevas condiciones, si las Partes juzgaren conveniente y mediante mutuo acuerdo.

CLÁUSULA TERCERA

COOPERACIÓN TÉCNICA

Teniendo en cuenta los elevados objetivos de cooperación, esencia de este Convenio, las Partes se comprometen a intercambiar experiencias e informaciones técnicas con miras a que las respectivas experiencias en sus actividades resulten en beneficio recíproco, según los detalles que serán establecidos en Acuerdos Específicos pertinentes a ser suscritos.

CLÁUSULA CUARTA

INTERCAMBIOS Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – PUNTOS DE INTERCONEXIÓN

4.1. Las condiciones para el intercambio y/o comercialización de energía eléctrica entre las Partes, a través de los puntos de interconexión entre el Sistema Eléctrico Paraguay y el Sistema Eléctrico Brasileño, serán establecidos y reglamentados en Acuerdos Específicos a ser suscritos, respetando una distribución equitativa de los beneficios que puedan producirse.

4.2. Inicialmente, se considera punto de interconexión existente a las barras de 500 kV asociadas a la Central Hidroeléctrica de ITAIPU.

4.3. Para hacer factibles nuevas interconexiones, las obras necesarias serán realizadas en forma coordinada entre las Partes, de acuerdo a proyectos y programas específicos a ser oportunamente determinados.

4.4. Los intercambios y/o comercialización de energía eléctrica podrán extenderse a otras empresas relacionadas con el mercado eléctrico de ambos países, con la anuencia de las Partes, bajo condiciones a ser establecidas entre las partes intervinientes, respetando la legislación vigente en ambos países.

CLÁUSULA QUINTA

ADMINISTRACIÓN

La administración técnica y comercial de este Convenio será ejercida por un organismo permanente denominado COMITÉ DE ADMINISTRACIÓN, integrado por representantes de las Partes, cuya constitución y atribuciones serán establecidas por las Partes inmediatamente después de la aprobación del presente Convenio. Dependiendo de su naturaleza, los Acuerdos Específicos que fueren establecidos bajo este Convenio podrán ser administrados por un organismo individual en cada caso, cuya constitución y atribuciones serán establecidas por las partes intervinientes.

CLÁUSULA SEXTA

SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS

Toda controversia acerca de la aplicación del presente Convenio, que no pueda resolverse a través de negociaciones directas entre las Partes, será elevada a la consideración de los respectivos Gobiernos de la República del Paraguay y de la República Federativa del Brasil.

CLÁUSULA SEPTIMA

RESCICIÓN

El presente Convenio quedará rescindido de pleno derecho, si cualquiera de las Partes dejare de cumplir las obligaciones en él asumidas, o no subsistieren las circunstancias que motivaron su celebración.

CLÁUSULA OCTAVA

COMUNICACIONES

Cualquier notificación o comunicación efectuada, tanto por la ANDE o por la Eletrobras, será por escrito, por medio de correo convencional o electrónico, cursado respectivamente a:

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD – ANDE

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS – Eletrobras

Cualquiera de las Partes signatarias de este Convenio, mediante notificación escrita a la otra, podrá cambiar la dirección a la cual se deba remitir cualquier comunicación destinada a ella.

En prueba de conformidad de lo expuesto precedentemente, ANDE y Eletrobras, representadas en este acto por su Presidente, Sr. _____ y por su Presidente, Sr. _____, respectivamente, firman el presente Convenio, en cuatro (4) ejemplares del mismo tenor y efecto, siendo dos (2) en español y dos (2) en portugués, en la fecha indicada en el encabezamiento.

ANDE

ELETROBRAS

4. REFERENCIAS

Informe GT.C N°10 “Convenio de Cooperación Técnica, Intercambios y comercialización de energía eléctrica con Brasil”.

NEGOCIACIONES SOBRE EL TRATADO DE ITAIPU
GRUPO DE TRABAJO ECONÓMICO

INFORME Nº GT.E – 08

ASUNTO: “COMPENSACIÓN POR CESIÓN DE ENERGÍA”

Fecha: 09.04.2020

GRUPO DE TRABAJO ECONÓMICO

Informe N° GT.E – 08

Fecha: 09.04.2020

Asunto: “*COMPENSACIÓN POR CESIÓN DE ENERGÍA*”

Integrantes:

- Dr. Adolfo Ozuna González (Coordinador) – Representante Ministerio de Hacienda
 - Min. Didier Olmedo – Representante Ministerio de Relaciones Exteriores
 - Econ. Pedro Mancuello – Representante Ministerio de Industria y Comercio
 - Dra. Gilda Arréllaga – Representante Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones
 - Dr. José Cantero – Representante Banco Central del Paraguay
 - Econ. Miguel Ángel Mora – Representante Suplente Banco Central del Paraguay
 - Lic. Carlos Pereira – Representante Secretaría Técnica de Planificación
 - Abog. Christian Pascotini – Representante Suplente Secretaría Técnica de Planificación
 - Econ. Ingridt Candia – Representante Administración Nacional de Electricidad
 - Dr. Miguel Ángel Gómez Acosta – Representante ITAIPU Binacional – MD
 - Dr. Ricardo Rodríguez Silvero – Representante Suplente ITAIPU Binacional – MD
-

1. OBJETO

Evaluación de la “*Compensación por Cesión de Energía*” como parte de los conceptos económicos vigentes en el Anexo C, a fin de verificar el interés de que continúe como actualmente, o que requiera ajustes o un cambio total, en beneficio del Paraguay.

2. PROCESO

Este concepto fue analizado por los integrantes del Grupo de Trabajo Económico, en forma individual y grupal. Los resultados se muestran seguidamente.

3. CONCEPTOS

Conforme al Tratado de ITAIPU, conceptualmente, lo que una Alta Parte Contratante cede a la otra es el “derecho de adquisición de la energía que por derecho le corresponde” (50%) y que no es consumida por ella.

Por esa “cesión”, la parte que consume la “energía cedida” paga una “compensación” a la parte que cede la energía. Es decir, el monto de la “compensación por cesión de energía” absorbe exclusivamente la Alta Parte Contratante que obtiene ese derecho de adquisición.

En consecuencia, la Alta Parte Contratante que recibe (Brasil) la “energía cedida” por la otra Alta Parte Contratante (Paraguay), paga a ITAIPU el valor de la tarifa correspondiente, más el monto que corresponde a la “compensación” por cesión de la energía.

La ITAIPU actúa apenas como un “agente de facturación y traspaso”, ya que transfiere íntegramente los respectivos valores a la Alta Parte Contratante (Paraguay) que cede la energía (Reglamento del Anexo C).

En otras palabras, el Paraguay “no vende”, sino que “cede” al Brasil su energía que tiene derecho en ITAIPU y que no puede consumir.

La “*Compensación por Cesión de Energía*” se calcula mediante la aplicación de una fórmula que surge del Anexo C del Tratado.

Los valores previstos constan en el Presupuesto Económico Anual de la ITAIPU, detallado y controlado de acuerdo con las normas de la Entidad; aparece como un ingreso y su consecuente egreso. Los valores finalmente pagados al Paraguay son resultados de la energía efectivamente generada y cedida.

4. COMENTARIOS

Según las crónicas, en las negociaciones previas a la firma del Tratado de ITAIPU, para hacer factible una obra de tal magnitud era fundamental contar con un mercado seguro para comercializar la totalidad de su producción y garantizar así el repago de los compromisos financieros que serían asumidos para su construcción.

Correspondería a cada país la mitad de la energía a ser producida en ITAIPU, pero como el Paraguay no tendría mercado para absorber a corto y medio plazo toda la gran cantidad de energía que le correspondería, el Brasil se comprometió a adquirir la energía que el Paraguay no estaba en condiciones de consumir.

Eso representaba, aunque la asociación fuese jurídicamente paritaria, que el Brasil, además de la mitad de la energía a la que tendría derecho, utilizaría también, por mucho tiempo, una gran parte de la energía correspondiente al Paraguay.

Por lo tanto, se consideró que sería justo que se compensara al Paraguay por ese motivo, y se entablaron negociaciones sobre la tesis del “uso diferencial de la energía”; es decir, el beneficio multiplicador que obtendría el Brasil con el uso de la energía cedida.

El acuerdo sobre la compensación ha sido algo muy duro de consagrar. En efecto, el intento de justipreciar la compensación al Paraguay por ceder al Brasil la energía cuyo derecho de adquisición le correspondería, ha sido difícil teniendo en cuenta que no existían precedentes entre países que hasta esa fecha acordaron llevar adelante emprendimientos similares. En todos los casos habían sido financiados mediante aportes igualitarios de los países socios y, consecuentemente, asumidos los costos correspondientes.

Finalmente, se firmó el **Tratado de ITAIPU** estableciendo en su **Artículo XV, Parágrafo 3º**: ***“La ITAIPU incluirá, además, en su costo de servicio, el monto necesario para compensar a la Alta Parte Contratante que ceda energía a la otra”.***

Y en el **Anexo C** se estableció como componente del **COSTO DEL SERVICIO DE ELECTRICIDAD – numeral III.8**: ***“El monto necesario para la compensación a una de las Altas Partes Contratantes, equivalente a trescientos dólares de los Estados Unidos de América, por gigawatt-hora cedido a la otra Alta Parte Contratante. Esta compensación se efectuará mensualmente en la moneda disponible por la ITAIPU”.***

Evidentemente estas disposiciones eran injustas, porque el Paraguay tendría que pagar una tarifa a ITAIPU que incluiría la compensación por la energía cedida; es decir, pagaría parte de la compensación que recibiría.

Por esa razón, y luego de arduas negociaciones posteriores, se llegó a un nuevo acuerdo entre ambos países, por **Nota Reversal Nº 4, del 28.01.1986**, por la que se estableció, en su **numeral 3**: ***“.....; el importe correspondiente a la compensación será incluido exclusivamente en la tarifa a ser pagada por la Parte que consume energía cedida”.***

A partir de entonces, el monto de la “*Compensación por Cesión de Energía*” le corresponde absorber exclusivamente a la Alta Parte Contratante que consuma la energía cedida.

Por otra parte, el valor de la “*Compensación*” inicialmente establecido en el **Anexo C** fue modificado por la **Nota Reversal Nº 1, del 11.02.1974**, que estableció, entre otros:”**A) Los valores establecidos en el Anexo C, numerales III.4** (Royalties), **III.5** (Resarcimiento de las cargas de administración y supervisión) **y III.8** (Compensación por cesión de energía), **serán actualizados conforme a lo previsto en el Artículo XV del Tratado**, debiendo **además tener relación con: (a) los ajustes reales de costo que ocurrieron en las obras de la hidroeléctrica de ITAIPU**, tomándose como base inicial el presupuesto establecido en el “*Relatorio Preliminar*” sometido por la Comisión Mixta Técnica Paraguayo-Brasileña a los Gobiernos del Paraguay y del Brasil el 12 de enero de 1973 citado en el Anexo B al Tratado del 26 de abril de 1973, y **(b) el costo de la energía eléctrica a ser producida en ITAIPU**”.

Posteriormente, en cumplimiento de dicha **N.R. Nº 1**, fue suscrita la **Nota Reversal Nº 3, del 28.01.1986**, que estableció, entre otros:”**1. Los valores establecidos en el Anexo C del Tratado, numerales III.4, III.5 y III.8, correspondientes a: el monto necesario para el pago de los “royalties” a las Altas Partes Contratantes; el monto necesario para el pago a la ANDE y a la ELETROBRAS, en partes iguales, a título de resarcimiento de las cargas de administración y supervisión relacionadas con la ITAIPU; y el monto necesario para la compensación de una de las Altas Partes Contratantes, por gigawatt-hora cedido a la otra Alta Parte Contratante, serán multiplicados por 3,5 (tres y medio) en 1985 y 1986; por 3,58 (tres enteros y cincuenta y ocho centésimos) en 1987; por 3,66 (tres enteros y sesenta y seis centésimos) en 1988; por 3,74 (tres enteros y setenta y cuatro centésimos) en 1989; por 3,82 (tres enteros y ochenta y dos centésimos) en 1990; por 3,90 (tres enteros y noventa centésimos) en 1991; y por 4,0 (cuatro) a partir de 1992.**

Adicionalmente a esta corrección por el **Factor Multiplicador (FM)**, en la misma **N.R. Nº 3** se estableció también la aplicación de un **Factor de Ajuste (FA)** a efectos de corregir y mantener constante el valor en dólares de los Estados Unidos de América.

Más adelante, el **08.12.2005**, fue firmado un **Acuerdo** entre los Ministerios de Relaciones Exteriores del Paraguay y del Brasil, por medio del cual se acordó: “..... **que el valor establecido en el numeral III.8 del Anexo C del Tratado, o sea, el monto necesario para la compensación a una de las Altas Partes Contratantes por gigawatt-hora cedido a la otra Alta Parte Contratante, pase a ser multiplicado por 5,1 (cinco enteros y un décimo), a partir del 01 de enero de 2006**”.

Y finalmente, las Altas Partes Contratantes acordaron por **Nota Reversal Nº 4/09, del 01.09.2009**, que “..... **el valor establecido en el numeral III.8 del Anexo C del Tratado, o sea, el monto necesario para la compensación a una de las Altas Partes Contratantes por gigawatt-hora cedido a la otra Alta Parte Contratante, pase a ser multiplicado por 15,3 (quince enteros y tres décimos)**”. Una vez aprobados por los respectivos Congresos Nacionales, este acuerdo entró en vigencia a partir del **14.05.2011**

Así, actualmente la “*Compensación*” es calculada mediante la siguiente fórmula:
300 US\$/GWh x GWh cedidos x 15,3 (FM) x FA (base 1986)

De esa aplicación, la “*Compensación*” resulta aprox. **10.120 US\$/GWh (10,12 US\$/MWh) cedido**, para el año 2020.

Notas:

a) Se supone que después del año 1992 el **Factor Multiplicador** debería haber sido corregido, considerando que aumentaron los elementos **“costo de las obras de la hidroeléctrica de ITAIPU**, y **“costo de la energía eléctrica producida en ITAIPU”**, conforme a la **N.R. Nº 1 del 11.02.1974**. En consecuencia, el valor de la “Compensación” debería haber aumentado desde entonces.

Sin embargo, la **“Compensación” fue ajustada en los años 2005 y 2009**, según antes mencionado, mediante acuerdos políticos. Dado el tinte político, no se disponen en la ITAIPU de números y cálculos que hayan servido de base para dichos acuerdos.

b) Por otra parte, mediante la **Nota Reversal Nº 4, del 28.01.1986**, fueron diferidos parcialmente los pagos relativos a la **“Compensación por Cesión de Energía”** debidos desde el inicio de los suministros (1985), como medio de ayuda financiera del Paraguay a la ITAIPU para terminación de la obra, pagándose intereses correspondientes conforme a lo establecido en su **Item 2.c): “Intereses anuales: iguales al promedio de los intereses a ser pagados cada año sobre los préstamos y financiamientos contraídos por la ITAIPU, originarios de terceros países”**. Ese hecho, sumado a los insuficientes recursos de la ITAIPU entonces (*), resultó en que los pagos se iniciaron recién en el año 1989. Tanto en este caso como en otros en que la ITAIPU estuvo con limitación de fondos disponibles, se priorizaron los pagos al Paraguay, por acuerdo entre las partes.

(*) En esa época se aplicaron tarifas provisorias; aún no había una tarifa de equilibrio que atendiera a todos los compromisos actuales y futuros de la ITAIPU. Para equilibrar los pagos con los ingresos por venta de energía correspondiente a la entrada en servicio gradual y atrasada de las unidades generadoras, debido a la variación del cronograma original, era necesario refinanciar las deudas de corto y largo plazo, y seguir realizando inversiones con nuevos préstamos porque la obra aún no estaba concluida. Así, la primera gran renegociación de la deuda de ITAIPU y la determinación de la primera tarifa de equilibrio de largo plazo, se realizó en el año 1990.

5. HISTÓRICO Y PREVISIONES

En los cuadros y gráficos adjuntos, se pueden apreciar:

ANEXO 1 - Valores históricos de Compensación recibida por el Paraguay desde el año 1989 hasta el 2019

ANEXO 2 - Valores de Compensación previstos para el periodo 2020 – 2023 (como referencia, suponiendo que se mantengan las condiciones actuales)

6. CONCLUSIONES. OPINIONES. SUGERENCIAS. PROPUESTAS

Luego de un amplio intercambio de opiniones sobre el asunto de referencia en las reuniones del Grupo de Trabajo Económico, se resumen las siguientes conclusiones.

Considerando las críticas y opiniones ciudadanas y políticas, de eliminar la “cesión de energía” sustituyéndola por “venta de energía”, se debatieron ambas alternativas en forma básica.

La cuestión de la “cesión de energía” y la eventual “venta de energía” está vinculada a la intención de “libre disponibilidad y comercialización” de los excedentes que le corresponden a la ANDE en las Binacionales, sea en el mercado brasileño o de terceros, que está siendo estudiado por otros Grupos de Trabajo.

Según proyecciones de la ANDE, en una década aproximadamente el Paraguay consumiría la totalidad de la capacidad de producción que le corresponde en ITAIPU, por lo cual ese es el horizonte para la problemática actual de la cesión de energía y su compensación; es decir, la energía cedida irá disminuyendo hasta terminar, cancelarse.

Es importante señalar, que en caso de que el Paraguay pretenda plantear un aumento de la *“Compensación por Cesión de Energía”*, se deberá tener en cuenta el efecto de ese aumento en la tarifa de la energía cedida colocada en el mercado brasileño; es decir, el impacto sobre el precio final, cuidando su competitividad.

Desde el punto de vista estratégico, de continuar con la cesión, se sugiere negociar por separado la tarifa y la cesión; primero tarifa y después cesión, dado que esta última podría equilibrar el resto de la negociación y es más política que técnica.

Hasta el momento no fueron presentadas propuestas claras y concretas para realizar cambios a respecto de la cuestión, para lo cual se requiere de mayor y mejor evaluación futura por la ANDE, la ITAIPU y por el Grupo de Trabajo Económico, con el parecer del Gobierno Nacional, para considerarlas debidamente.

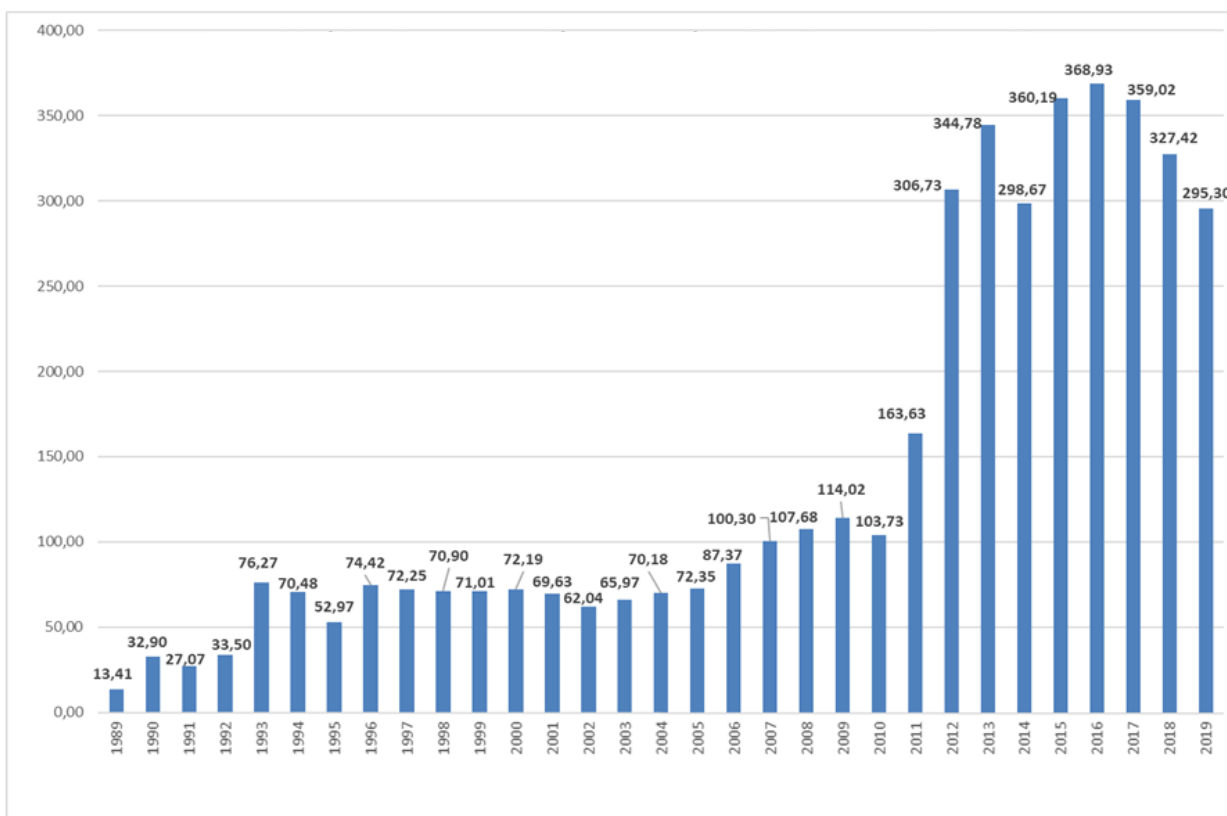
Mientras tanto, sea en la etapa de preparación o durante la Revisión del Anexo C, se sugiere mantener la posición que el Paraguay ha asumido a lo largo del tiempo sobre la *“cesión de energía”* y su correspondiente *“compensación”*, que le ha resultado beneficiosa para sus intereses, a pesar de las críticas sobre esta cuestión.

7. REFERENCIAS

- Tratado de ITAIPU, sus Anexos A, B y C, y Notas Reversales
 - Compendio Régimen Jurídico-Normativo de ITAIPU – 2017
 - Compendio Prestación de los Servicios de Electricidad y Bases Financieras – ITAIPU Binacional 2003
 - Libro *“Apuntes para la historia política de ITAIPU”* – Ing. Enzo Debernardi – 1996
 - Aportes de los integrantes del GT. Económico
-

ANEXO 1.1

PAGOS HISTÓRICOS AL PARAGUAY COMPENSACIÓN POR CESIÓN DE ENERGÍA (US\$ millones)



ANEXO 1.2

COMPENSACIÓN POR CESIÓN DE ENERGÍA *Valores históricos pagados al Paraguay* *(US\$ millones)*

Año	Total	
	Anual	Acumulado
1989	13,41	13,41
1990	32,90	46,31
1991	27,07	73,38
1992	33,50	106,88
1993	76,27	183,15
1994	70,48	253,63
1995	52,97	306,60
1996	74,42	381,03
1997	72,25	453,28
1998	70,90	524,17
1999	71,01	595,18
2000	72,19	667,37
2001	69,63	737,01
2002	62,04	799,05
2003	65,97	865,02
2004	70,18	935,20
2005	72,35	1.007,55
2006	87,37	1.094,92
2007	100,30	1.195,22
2008	107,68	1.302,91
2009	114,02	1.416,92
2010	103,73	1.520,65
2011	163,63	1.684,28
2012	306,73	1.991,01
2013	344,78	2.335,79
2014	298,67	2.634,46
2015	360,19	2.994,65
2016	368,93	3.363,58
2017	359,02	3.722,60
2018	327,42	4.050,02
2019	295,30	4.345,32

Nota : Corresponden a valores pagados (financieros)

Fuente : ITAIPU Binacional

ANEXO 2

COMPENSACIÓN POR CESIÓN DE ENERGÍA PREVISIONES (US\$ mil)

2020	287.971,10
2021	282.238,90
2022	275.443,75
2023	<i>sin datos</i>

Obs: Para el cálculo de estos valores se contempla el valor de la Energía Garantizada asociada a la Potencia Total Disponible para Contratación, 75.134 GWh, y no los valores totales previstos de generación.

NEGOCIACIONES SOBRE EL TRATADO DE ITAIPU

GRUPO DE TRABAJO ECONÓMICO

INFORME Nº GT.E – 11; Rev.1

***ASUNTO: “ACTUALIZACIÓN DE LOS VALORES DE ROYALTIES,
RESARCIMIENTO DE LAS CARGAS DE ADMINISTRACIÓN Y
SUPERVISIÓN, Y COMPENSACIÓN POR CESIÓN DE ENERGÍA”***

Fecha: 24.08.2020

GRUPO DE TRABAJO ECONÓMICO

Informe Nº GT.E –11; Rev.1

Fecha: 24.08.2020

Asunto: “**ACTUALIZACIÓN DE LOS VALORES DE ROYALTIES, RESARCIMIENTO DE LAS CARGAS DE ADMINISTRACIÓN Y SUPERVISIÓN, Y COMPENSACIÓN POR CESIÓN DE ENERGÍA**”

Integrantes:

- Dr. Ricardo Rodríguez Silvero (Coordinador temporal) – Representante Ministerio de Hacienda
- Min. Didier Olmedo – Representante Ministerio de Relaciones Exteriores
- Econ. Pedro Mancuello – Representante Ministerio de Industria y Comercio
- Dra. Gilda Arréllaga – Representante Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones
- Dr. José Cantero – Representante Banco Central del Paraguay
- Econ. Miguel Ángel Mora – Representante Suplente Banco Central del Paraguay
- Lic. Carlos Pereira – Representante Secretaría Técnica de Planificación
- Abog. Christian Pascotini – Representante Suplente Secretaría Técnica de Planificación
- Econ. Ingridt Candia – Representante Administración Nacional de Electricidad
- Dr. Miguel Ángel Gómez Acosta – Representante ITAIPU Binacional – MD

1. OBJETO

Revisión del Informe Nº GT.E – 11, del 11.05.2020, “**Evaluación de la *Nota Reversal Nº 1, del 11.02.1974*, a efectos de la *Actualización de los valores de Royalties, Resarcimiento de las cargas de administración y supervisión, y Compensación por cesión de energía*”.**
Motivo: nuevas informaciones suministradas por ITAIPU sobre el costo del emprendimiento.

2. CONCEPTOS

El **Anexo C** establece los conceptos de “***Royalties, Resarcimiento de las cargas de administración y supervisión, y Compensación por cesión de energía***”.

Estos conceptos fueron ampliamente evaluados en los **Informes Nº GT.E – 05, 06 y 08**, respectivamente, elaborados por el Grupo de Trabajo Económico. El presente Informe complementa a los mismos.

3. COMENTARIOS

Los valores de “***Royalties, Resarcimiento de las cargas de administración y supervisión, y Compensación por cesión de energía***”, establecidos originalmente en el **Anexo C**, fueron modificados por la **Nota Reversal Nº 1, del 11.02.1974**, que estableció, entre otros:

”A) Los valores establecidos en el Anexo C, numerales III.4 (Royalties), III.5 (Resarcimiento de las cargas de administración y supervisión) y III.8 (Compensación por cesión de energía), serán actualizados conforme a lo previsto en el Artículo XV del Tratado, debiendo además tener relación con: (a) los ajustes reales de costo que ocurrieron en las obras de la hidroeléctrica de ITAIPU, tomándose como base inicial el presupuesto establecido en el “Relatorio Preliminar” sometido por la Comisión Mixta Técnica Paraguayo-Brasileña a los Gobiernos del Paraguay y del Brasil el 12 de enero de 1973 citado en el Anexo B al Tratado del 26 de abril de 1973, y (b) el costo de la energía eléctrica a ser producida en ITAIPU.”

Posteriormente, en cumplimiento de la citada N.R. N° 1, fue suscrita la **Nota Reversal N° 3, del 28.01.1986**, que estableció, entre otros:” **1. Los valores establecidos en el Anexo C del Tratado, numerales III.4, III.5 y III.8, correspondientes a: el monto necesario para el pago de los “royalties” a las Altas Partes Contratantes; el monto necesario para el pago a la ANDE y a la ELETROBRAS, en partes iguales, a título de resarcimiento de las cargas de administración y supervisión relacionadas con la ITAIPU; y el monto necesario para la compensación de una de las Altas Partes Contratantes, por gigawatt-hora cedido a la otra Alta Parte Contratante, serán multiplicados por 3,5 (tres y medio) **en 1985 y 1986; por 3,58** (tres enteros y cincuenta y ocho centésimos) **en 1987; por 3,66** (tres enteros y sesenta y seis centésimos) **en 1988; por 3,74** (tres enteros y setenta y cuatro centésimos) **en 1989; por 3,82** (tres enteros y ochenta y dos centésimos) **en 1990; por 3,90** (tres enteros y noventa centésimos) **en 1991; y por 4,0** (cuatro) **a partir de 1992.**”**

Adicionalmente a la actualización por el **Factor Multiplicador (FM)**, en la misma N.R. N° 3 se estableció también la aplicación de un **Factor de Ajuste (FA)** a efectos de corregir y mantener constante el valor en dólares de los Estados Unidos de América.

Después del año 1992, el **Factor Multiplicador** correspondiente a “Royalties” y “Resarcimiento” se mantuvo invariable, no así el correspondiente a la “Compensación por Cesión de Energía” que fue modificado a **5,1 a partir del 01.01.2006** y luego a **15,3 a partir del 14.05.2011**, conforme fue detallado en los respectivos Informes N° GT.E 05, 06 y 08, antes mencionados.

Así, actualmente esos conceptos son calculados mediante las siguientes fórmulas:

- **Royalties:** 650 US\$/GWh x GWh generados x 4 (FM) x FA (base 1986)
- **Resarcimiento:** 50 US\$/GWh x GWh generados x 4 (FM) x FA (base 1986)
- **Compensación:** 300 US\$/GWh x GWh cedidos x 15,3 (FM) x FA (base 1986)

Con base en todo lo expuesto, se realiza el siguiente análisis para determinar si corresponde una “actualización” del valor de los conceptos de referencia.

4. NOTA REVERSAL N° 1 del 11.02.1974

Tal como fue mencionado antes, este instrumento estableció que la actualización del valor de los conceptos de referencia debe tener “relación” con 2 elementos: **“los ajustes reales de costo que ocurrieron en las obras de la hidroeléctrica de ITAIPU”** y **“el costo de la energía eléctrica a ser producida en ITAIPU”**.

Por la redacción del documento, se interpreta que el término “relación” se refiere a los “elementos a considerar” y no precisamente a una “correspondencia directa o proporcional” con los mismos.

Por otra parte, esta N.R. N° 1 continúa vigente, ya que no existe ningún otro instrumento posterior que la haya derogado explícitamente.

5. NOTA REVERSAL N° 3 del 28.01.1986

Tal como fue mencionado antes, este instrumento, suscrito en consonancia con la N.R. N° 1 del 11.02.1974, estableció un **Factor Multiplicador** para actualizar el valor de los conceptos de referencia para los años 1985 a 1992.

Vale destacar, que si bien dice en su texto: *.....”; y por 4,0 (cuatro) a partir de 1992*”, eso no puede interpretarse como “fijo o invariable en adelante”, porque deben prevalecer las condiciones establecidas en la N.R. Nº 1 del 11.02.1974, cuya vigencia no fue derogada.

Tal es así, que el “costo de la obra” y la “tarifa de ITAIPU” siguieron aumentando después del año 1992, como se puede apreciar en los siguientes asuntos analizados.

Por otra parte, las negociaciones y los cálculos correspondientes a dicha N.R. Nº 3 fueron realizados durante el año 1985, con base en estimaciones de costos y tarifas futuras, aún inciertos en ese momento. Lastimosamente no se disponen de los criterios y datos utilizados para esos cálculos.

6. COSTO DE LAS OBRAS DE LA HIDROELÉCTRICA DE ITAIPU

Tal como fue mencionado antes, la N.R. Nº 1 del 11.02.1974 estableció, que para determinar *“los ajustes reales de costo que ocurrieron en las obras de la hidroeléctrica de ITAIPU”*, se debe tomar *“....como base inicial el presupuesto establecido en el “Relatorio Preliminar” sometido por la Comisión Mixta Técnica Paraguayo-Brasileña a los Gobiernos del Paraguay y del Brasil el 12 de enero de 1973 citado en el Anexo B al Tratado del 26 de abril de 1973”*.

Ese presupuesto estimó el “costo del emprendimiento” equivalente a **US\$ 2.033 millones** en esa fecha, compuesto por **Costos Directos de US\$ 1.461 millones**, más **US\$ 572 millones de intereses a devengar** por los financiamientos durante la construcción.

Los valores y variaciones anuales del “costo del emprendimiento”, registrados por la ITAIPU Binacional hasta el año 2019, se muestran en los **Anexos 1 y 2**, adjuntos.

Puede notarse en el **Anexo 2**, que partiendo del año 1973 el “costo del emprendimiento” ha aumentado **8,78 veces** hasta el 2019, y que entre 1992 y 2019 aumentó **18%**.

En resumen, la variación del “costo del emprendimiento ITAIPU” amerita, en principio, la actualización del valor de los conceptos de referencia.

7. COSTO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA PRODUCIDA EN ITAIPU

Se refiere al *Costo del Servicio de Electricidad* y al correspondiente *Costo Unitario del Servicio de Electricidad-CUSE*, denominado “Tarifa”.

Las *Tarifas* aplicadas por ITAIPU desde el inicio de los suministros se muestran en el cuadro del **Anexo 3**, adjunto.

Puede notarse ahí que en el período 1985-1990 las *Tarifas* eran “provisorias” (en 1985 se negoció la N.R. Nº 3 del 28.01.1986) y que después del año 1992, cuando ya se aplicaron *Tarifas* de “equilibrio”, las mismas siguieron aumentando **41% más** hasta el año 2009, manteniéndose en ese valor hasta la fecha.

Obviamente, la *Tarifa* incluye varios otros costos, además de las inversiones realizadas.

En resumen, la variación amerita, en principio, la actualización del valor de los conceptos de referencia.

8. SIMULACIONES DE ACTUALIZACIÓN DE LOS VALORES DE REFERENCIA

Con base en el registro histórico del “costo del emprendimiento” y su variación, considerado como elemento principal, se realizaron simulaciones para actualizar el valor de los *Royalties*, *Resarcimiento* y *Compensación*, aplicando la N.R. Nº 1 del 11.02.1974

Fueron calculados los valores que hubieran resultado suponiendo la aplicación de un **Factor Multiplicador** equivalente a la variación del “costo del emprendimiento” después del año 1992, es decir, desde 1993 hasta 2019.

Además, fueron comparados esos resultados con los valores efectivamente recibidos por el Paraguay y la ANDE, respectivamente.

8.1. ROYALTIES

Los resultados obtenidos se muestran en el **Anexo 4.1**, adjunto.

Pueden notarse en el mismo los montos que el Paraguay (y el Brasil) podría(n) haber percibido en concepto de *Royalties* entre los años 1993 a 2019, de haberse realizado una modificación del *Factor Multiplicador*.

En caso de que esto ocurra en adelante, como resultado de negociaciones entre las partes, y suponiendo un **Factor Multiplicador** igual a **8,0**, los *Royalties* actualmente percibidos, alrededor de **US\$ 250 millones anuales**, pasarían a **US\$ 500 millones anuales**.

Desde luego, esta simulación sería una hipótesis de trabajo en rondas de negociación entre las partes; no obstante, hay suficientes fundamentos para aumentar el actual *Factor Multiplicador* (4,0) y acordar uno nuevo.

8.2. RESARCIMIENTO

Los resultados obtenidos se muestran en el **Anexo 4.2**, adjunto.

Pueden notarse en el mismo los montos que la ANDE (y la ELETROBRAS) podría(n) haber percibido en concepto de *Resarcimiento* entre los años 1993 a 2019, de haberse realizado una modificación del *Factor Multiplicador*.

En caso de que esto ocurra en adelante, como resultado de negociaciones entre las partes, y suponiendo un **Factor Multiplicador** igual a **8,0**, el *Resarcimiento* actualmente percibido, alrededor de **US\$ 20 millones anuales**, pasaría a **US\$ 40 millones anuales**.

Desde luego, esta simulación sería una hipótesis de trabajo en rondas de negociación entre las partes; no obstante, hay suficientes fundamentos para aumentar el actual *Factor Multiplicador* (4,0) y acordar uno nuevo.

8.3. COMPENSACIÓN POR CESIÓN DE ENERGÍA

Los resultados obtenidos se muestran en el **Anexo 4.3**, adjunto.

Pueden notarse en el mismo los considerables montos que el Paraguay podría haber percibido por este concepto entre los años 1993 a 2010, de haberse realizado una modificación del *Factor Multiplicador* conforme a la N.R. Nº 1, a pesar de que en el año 2006 fue aumentado a un valor exiguo (5,1), mediante un acuerdo de carácter político.

Recién en el año 2011 el *Factor Multiplicador* fue aumentado a un valor razonable (15,3), también mediante un acuerdo de carácter político, con lo cual el Paraguay resultó beneficiado a partir de entonces.

Por lo tanto, respecto a la **Compensación por Cesión de Energía**, no habría fundamentos para modificar el actual *Factor Multiplicador*.

Nota:

En las negociaciones del año 2009, que culminaron con la suscripción de la **N.R. Nº 4 del 01.09.2009** (en vigencia a partir del 14.05.2011), se discutió la aplicación de la N.R. Nº 1 del 11.02.1974 para todos los conceptos en ella contemplados. Finalmente, solo se acordó modificar el **Factor Multiplicador** para la **Compensación por Cesión de Energía**.

Las negociaciones del 2005 y 2009 (que culminaron en 2011) fueron detalladas en el Informe Nº GT.E – 08, antes mencionado.

9. CONCLUSIONES. OPINIONES. SUGERENCIAS. PROPUESTAS

Luego de un amplio intercambio de opiniones sobre el asunto de referencia entre los integrantes del Grupo de Trabajo Económico, se concluye lo siguiente.

Hubo parecer favorable de que es posible plantear en las negociaciones la “actualización del valor de Royalties y Resarcimiento”, a fin de obtener mayores ingresos para el Paraguay y la ANDE, lo que representará el cumplimiento de un acuerdo establecido entre las Altas Partes.

Esa actualización corresponderá a un nuevo *Factor Multiplicador* a ser negociado entre las partes, con base en las premisas y fundamentos considerados en este Informe.

Básicamente se opina que después del año 1992 el *Factor Multiplicador* podría haber sido modificado, considerando que aumentaron el “**costo de las obras de la hidroeléctrica de ITAIPU**” y el “**costo de la energía eléctrica producida en ITAIPU**”, contemplados en la **N.R. Nº 1 del 11.02.1974**.

Es importante mencionar, que si bien el “*costo (Tarifa) de la energía producida en ITAIPU*” ha aumentado paulatinamente, esa Tarifa estuvo acorde con la posibilidad de ser absorbida por los mercados compradores. En breve, al pagarse toda la deuda por construcción del emprendimiento en el año 2023, habría margen dentro del **Costo del Servicio de Electricidad** para aumentar el **Factor Multiplicador** y la **Tarifa** resultante podría seguir siendo accesible para los mercados.

Nota: el Grupo de Trabajo Jurídico ha emitido una opinión favorable sobre la aplicabilidad de la mencionada **N.R. Nº 1 del 11.02.1974** (*Informe Nº GT.J-05 “Análisis sobre la aplicabilidad de la Nota Reversal Nº 1 del 11.02.1974”*)

10. REFERENCIAS

- Tratado de ITAIPU, sus Anexos y Notas Reversales
 - Compendio Régimen Jurídico-Normativo de ITAIPU - 2017
 - Compendio Prestación de los Servicios de Electricidad y Bases Financieras – ITAIPU Binacional 2003
 - Aportes de los integrantes del GT. Económico
 - Nota ITAIPU Binacional Nº E/GP/020488/2020, del 08.07.2020
-

ANEXO 1



ANEXO II COSTO HISTORICO EMPRENDIMIENTO ITAIPU 1979 A 2019

EJERCICIOS	VALORES ACUMULADOS (En Millones de US\$)		
	COSTOS DIRECTOS	COSTOS INDIRECTOS	TOTAL ACTIVO
1979	2.662,54	641,92	3.304,47
1980	3.589,50	1.042,25	4.631,75
1981	4.883,80	1.734,03	6.617,82
1982	6.235,75	2.632,47	8.868,22
1983	6.833,85	3.488,55	10.322,40
1984	7.160,38	4.471,09	11.631,48
1985	7.522,48	5.451,34	12.973,82
1986	8.155,64	6.205,37	14.361,01
1987	8.854,52	6.878,80	15.733,32
1988	9.471,35	7.609,35	17.080,70
1989	10.135,94	6.356,43	16.492,38
1990	10.769,17	5.329,67	16.098,84
1991	9.837,34	5.036,62	14.873,96
1992	9.906,99	5.234,09	15.141,08
1993	9.894,96	5.376,43	15.271,39
1994	9.923,18	8.761,31	18.684,49
1995	9.946,72	8.986,07	18.932,79
1996	11.734,66	5.499,33	17.233,99
1997	11.777,80	5.499,33	17.277,13
1998	11.801,55	5.499,33	17.300,88
1999	11.817,44	5.499,33	17.316,77
2000	11.836,37	5.499,33	17.335,71
2001	11.899,45	5.499,33	17.398,78
2002	11.985,05	5.499,33	17.484,38
2003	12.062,13	5.499,33	17.561,47
2004	12.084,07	5.499,33	17.583,41
2005	12.096,73	5.499,33	17.596,06
2006	12.103,70	5.499,33	17.603,04
2007	12.113,19	5.499,33	17.612,52
2008	12.125,60	5.499,33	17.624,94
2009	12.138,43	5.616,88	17.755,31
2010	12.160,83	5.616,88	17.777,71
2011	12.172,05	5.616,88	17.788,93
2012	12.185,12	5.616,88	17.802,00
2013	12.201,49	5.616,88	17.818,37
2014	12.214,04	5.616,88	17.830,93
2015	12.222,56	5.616,88	17.839,45
2016	12.228,12	5.616,88	17.845,01
2017	12.234,92	5.616,88	17.851,80
2018	12.237,87	5.616,88	17.854,75
2019	12.239,34	5.616,88	17.856,22

CRITERIOS

* COSTOS INDIRECTOS HASTA 1996: Total de Cargas Financieras, Variación Cambial y Otros Ingresos

* COSTOS INDIRECTOS DESDE 1997: Total de Cargas Financiera Imputadas al Activo Fijo de la Entidad.

* No contamos con los valores discriminados en (costos directos e indirectos) para el periodo 1974 al 1978.



ANEXO 2

VARIACIÓN DEL COSTO DE CONSTRUCCIÓN DE ITAIPU y VARIACIÓN DEL FACTOR MULTIPLICADOR					
Año	Costos directos + indirectos = activo (1)		Factor Multiplicador aplicado		
	US\$ millones	Variación	Compensación Cesión Energía	Royalties	Resarcimiento
1973 (2)	2.033,0	1,00			
INICIO DE OPERACIÓN DE LA CH-ITAIPU					
1985 (3)	12.973,8	6,38	3,50	3,50	3,50
1986	14.361,0	7,06	3,50	3,50	3,50
1987	15.733,3	7,74	3,58	3,58	3,58
1988	17.080,7	8,40	3,66	3,66	3,66
1989	16.492,4	8,11	3,74	3,74	3,74
1990	16.098,8	7,92	3,82	3,82	3,82
1991	14.874,0	7,32	3,90	3,90	3,90
1992 (4)	15.141,1	7,45	4,00	4,00	4,00
1993	15.271,4	7,51	4,00	4,00	4,00
1994	18.684,5	9,19	4,00	4,00	4,00
1995	18.932,8	9,31	4,00	4,00	4,00
1996	17.234,0	8,48	4,00	4,00	4,00
1997	17.277,1	8,50	4,00	4,00	4,00
1998	17.300,9	8,51	4,00	4,00	4,00
1999	17.316,8	8,52	4,00	4,00	4,00
2000	17.335,7	8,53	4,00	4,00	4,00
2001	17.398,8	8,56	4,00	4,00	4,00
2002	17.484,4	8,60	4,00	4,00	4,00
2003	17.561,5	8,64	4,00	4,00	4,00
2004	17.583,4	8,65	4,00	4,00	4,00
2005	17.596,1	8,66	4,00	4,00	4,00
2006 (5)	17.603,0	8,66	5,10	4,00	4,00
2007	17.612,5	8,66	5,10	4,00	4,00
2008	17.624,9	8,67	5,10	4,00	4,00
2009	17.755,3	8,73	5,10	4,00	4,00
2010	17.777,7	8,74	5,10	4,00	4,00
2011 (6)	17.788,9	8,75	15,30	4,00	4,00
2012	17.802,0	8,76	15,30	4,00	4,00
2013	17.818,4	8,76	15,30	4,00	4,00
2014	17.830,9	8,77	15,30	4,00	4,00
2015	17.839,5	8,77	15,30	4,00	4,00
2016	17.845,0	8,78	15,30	4,00	4,00
2017	17.851,8	8,78	15,30	4,00	4,00
2018	17.854,8	8,78	15,30	4,00	4,00
2019	17.856,2	8,78	15,30	4,00	4,00

- (1) Fuente: ITAIPU Binacional
- (2) Presupuesto inicial del emprendimiento (costos directos + intereses a devengar)
- (3) Factor Multiplicador establecido para ajustar los valores de Royalties, Resarcimiento y Compensación por Cesión de Energía, entre 1985 y 1992
- (4) Factor Multiplicador sin variación posterior
- (5) Factor Multiplicador modificado para la Compensación por Cesión de Energía
- (6) Factor Multiplicador modificado para la Compensación por Cesión de Energía

ANEXO 3

ITAIPU

Tarifas aplicadas - Histórico

Año	US\$/kW.mes	Vigencia
1985	10,00	Marzo/85 a Diciembre/85
1986	10,00	Enero/86 a Diciembre/86
1987	10,00	Enero/87
	11,40	Febrero/87 a Diciembre/87
1988	12,40	Enero/88 a Febrero/88
	12,85	Marzo/88
	13,65	Abril/88 a Diciembre/88
1989	13,65	Enero/89 a Agosto/89
	13,79	Septiembre/89
	13,92	Octubre/89
	14,06	Noviembre/89
	14,20	Diciembre/89
1990	14,35	Enero/90
	14,75	Febrero/90 a Septiembre/90
	18,70	Octubre/90 a Diciembre/90
1991	18,70	Enero/91 a Septiembre/91
	16,06	Octubre/91 a Diciembre/91
1992	16,06	1992
1993	16,06	1993
1994	16,06	1994
1995	16,06	1995
1996	16,06	1996
1997	16,06	Enero/97 a Marzo/97
	17,18	Abril/97 a Diciembre/97
1998	17,54	1998
1999	17,60	1999
2000	17,60	2000
2001	18,83	2001
2002	18,83	2002
2003	15,93	2003
2004	16,44	2004
2005	19,17	2005
2006	20,50	2006
2007	22,20	2007
2008	21,99	2008
2009	22,60	2009
2010	22,60	2010
2011	22,60	2011
2012	22,60	2012
2013	22,60	2013
2014	22,60	2014
2015	22,60	2015
2016	22,60	2016
2017	22,60	2017
2018	22,60	2018
2019	22,60	2019

Tarifas provisionarias: de Marzo/1985 a Setiembre/1990

Tarifas de equilibrio: de Octubre/1990 a Diciembre/2019

ANEXO 4.1

ACTUALIZACIÓN DE ROYALTIES							
Simulación							
Año	Costo emprendimiento ITAIPU		Royalties recibido (1)		Royalties supuesto (2)		Diferencia (1) - (2)
	US\$ millones	Variación	US\$ millones	FM aplicado	US\$ millones	FM supuesto	US\$ millones
1973	2.033,0	1,00					
1993	15.271,4	7,51	123,79	4,00	232,42	7,51	-108,63
1994	18.684,5	9,19	160,30	4,00	368,30	9,19	-207,99
1995	18.932,8	9,31	123,15	4,00	286,64	9,31	-163,49
1996	17.234,0	8,48	104,21	4,00	220,93	8,48	-116,72
1997	17.277,1	8,50	163,97	4,00	348,43	8,50	-184,46
1998	17.300,9	8,51	294,18	4,00	625,86	8,51	-331,68
1999	17.316,8	8,52	155,35	4,00	330,90	8,52	-175,55
2000	17.335,7	8,53	147,10	4,00	313,69	8,53	-166,59
2001	17.398,8	8,56	244,81	4,00	523,89	8,56	-279,08
2002	17.484,4	8,60	143,06	4,00	307,58	8,60	-164,52
2003	17.561,5	8,64	153,81	4,00	332,23	8,64	-178,42
2004	17.583,4	8,65	166,51	4,00	360,08	8,65	-193,57
2005	17.596,1	8,66	183,07	4,00	396,35	8,66	-213,28
2006	17.603,0	8,66	196,52	4,00	425,46	8,66	-228,94
2007	17.612,5	8,66	206,52	4,00	447,12	8,66	-240,60
2008	17.624,9	8,67	218,89	4,00	474,45	8,67	-255,56
2009	17.755,3	8,73	231,59	4,00	505,44	8,73	-273,85
2010	17.777,7	8,74	211,91	4,00	463,03	8,74	-251,12
2011	17.788,9	8,75	222,84	4,00	487,47	8,75	-264,63
2012	17.802,0	8,76	246,71	4,00	540,29	8,76	-293,58
2013	17.818,4	8,76	258,91	4,00	567,02	8,76	-308,11
2014	17.830,9	8,77	273,19	4,00	598,97	8,77	-325,78
2015	17.839,5	8,77	250,51	4,00	549,25	8,77	-298,73
2016	17.845,0	8,78	240,01	4,00	526,83	8,78	-286,82
2017	17.851,8	8,78	257,95	4,00	566,21	8,78	-308,25
2018	17.854,8	8,78	238,14	4,00	498,91	8,38	-260,77
2019	17.856,2	8,78	271,70	4,00	569,21	8,38	-297,51
TOTAL			5.488,72		11.866,94		-6.378,22

ANEXO 4.2

ACTUALIZACIÓN DE RESARCIMIENTO POR CARGAS DE ADMINISTRACIÓN Y SUPERVISIÓN							
Simulación							
Año	Costo emprendimiento ITAIPU		Resarcimiento recibido (1)		Resarcimiento supuesto (2)		Diferencia (1) - (2)
	US\$ millones	Variación	US\$ millones	FM aplicado	US\$ millones	FM supuesto	US\$ millones
1973	2.033,0	1,00					
1993	15.271,4	7,51	0,00	4,00	0,00	7,51	0,00
1994	18.684,5	9,19	15,56	4,00	35,75	9,19	-20,19
1995	18.932,8	9,31	0,00	4,00	0,00	9,31	0,00
1996	17.234,0	8,48	0,00	4,00	0,00	8,48	0,00
1997	17.277,1	8,50	59,26	4,00	125,94	8,50	-66,67
1998	17.300,9	8,51	12,14	4,00	25,84	8,51	-13,69
1999	17.316,8	8,52	12,38	4,00	26,38	8,52	-13,99
2000	17.335,7	8,53	12,57	4,00	26,80	8,53	-14,23
2001	17.398,8	8,56	12,29	4,00	26,29	8,56	-14,01
2002	17.484,4	8,60	12,03	4,00	25,86	8,60	-13,83
2003	17.561,5	8,64	12,61	4,00	27,24	8,64	-14,63
2004	17.583,4	8,65	13,58	4,00	29,36	8,65	-15,78
2005	17.596,1	8,66	14,08	4,00	30,49	8,66	-16,41
2006	17.603,0	8,66	15,19	4,00	32,89	8,66	-17,70
2007	17.612,5	8,66	15,90	4,00	34,43	8,66	-18,53
2008	17.624,9	8,67	16,84	4,00	36,50	8,67	-19,66
2009	17.755,3	8,73	17,81	4,00	38,88	8,73	-21,07
2010	17.777,7	8,74	16,30	4,00	35,62	8,74	-19,32
2011	17.788,9	8,75	17,14	4,00	37,50	8,75	-20,36
2012	17.802,0	8,76	19,00	4,00	41,61	8,76	-22,61
2013	17.818,4	8,76	19,98	4,00	43,76	8,76	-23,78
2014	17.830,9	8,77	19,47	4,00	42,69	8,77	-23,22
2015	17.839,5	8,77	18,42	4,00	40,39	8,77	-21,97
2016	17.845,0	8,78	19,27	4,00	42,30	8,78	-23,03
2017	17.851,8	8,78	19,68	4,00	43,19	8,78	-23,52
2018	17.854,8	8,78	20,06	4,00	44,04	8,78	-23,98
2019	17.856,2	8,78	19,34	4,00	42,45	8,78	-23,11
TOTAL			430,92		936,18		-505,26

ANEXO 4.3

ACTUALIZACIÓN DE LA COMPENSACIÓN POR CESIÓN DE ENERGÍA							
Simulación							
Año	Costo emprendimiento ITAIPU		Compensación recibida (1)		Compensación supuesta (2)		Diferencia (1) - (2)
	US\$ millones	Variación	US\$ millones	FM aplicado	US\$ millones	FM supuesto	US\$ millones
1973	2.033,0	1,00					
1993	15.271,4	7,51	76,27	4,00	143,20	7,51	-66,93
1994	18.684,5	9,19	70,48	4,00	161,93	9,19	-91,45
1995	18.932,8	9,31	52,97	4,00	123,30	9,31	-70,32
1996	17.234,0	8,48	74,42	4,00	157,78	8,48	-83,36
1997	17.277,1	8,50	72,25	4,00	153,52	8,50	-81,28
1998	17.300,9	8,51	70,90	4,00	150,83	8,51	-79,93
1999	17.316,8	8,52	71,01	4,00	151,25	8,52	-80,24
2000	17.335,7	8,53	72,19	4,00	153,95	8,53	-81,76
2001	17.398,8	8,56	69,63	4,00	149,02	8,56	-79,38
2002	17.484,4	8,60	62,04	4,00	133,39	8,60	-71,35
2003	17.561,5	8,64	65,97	4,00	142,49	8,64	-76,52
2004	17.583,4	8,65	70,18	4,00	151,76	8,65	-81,58
2005	17.596,1	8,66	72,35	4,00	156,65	8,66	-84,29
2006	17.603,0	8,66	87,37	5,10	148,35	8,66	-60,99
2007	17.612,5	8,66	100,30	5,10	170,32	8,66	-70,02
2008	17.624,9	8,67	107,68	5,10	183,06	8,67	-75,38
2009	17.755,3	8,73	114,02	5,10	195,17	8,73	-81,15
2010	17.777,7	8,74	103,73	5,10	177,77	8,74	-74,04
2011	17.788,9	8,75	163,63	15,30	93,58	8,75	70,05
2012	17.802,0	8,76	306,73	15,30	175,62	8,76	131,11
2013	17.818,4	8,76	344,78	15,30	197,41	8,76	147,38
2014	17.830,9	8,77	298,67	15,30	171,20	8,77	127,47
2015	17.839,5	8,77	360,19	15,30	206,46	8,77	153,73
2016	17.845,0	8,78	368,93	15,30	211,71	8,78	157,22
2017	17.851,8	8,78	359,02	15,30	206,02	8,78	152,99
2018	17.854,8	8,78	327,42	15,30	187,89	8,78	139,53
2019	17.856,2	8,78	295,30	15,30	169,46	8,78	125,84
TOTAL			4.238,44		4.423,09		-184,65

NEGOCIACIONES SOBRE EL TRATADO DE ITAIPU
GRUPO DE TRABAJO JURÍDICO

INFORME Nº GT.J – 05

***ASUNTO: “Análisis sobre la aplicabilidad de la
Nota Reversal N.R. Nº 1 del 11 de febrero de
1974”***

Fecha: 16.06.2020

GRUPO DE TRABAJO JURÍDICO

Informe N.º GT. J – 05

Fecha: 16.06.2020

Asunto: “*Análisis sobre la aplicabilidad de la Nota Reversal N.R. N° 1 del 11 de febrero de 1974*”

Participantes:

- Ministro Julio César Duarte Van Humbeck, representante del Ministerio de Relaciones Exteriores, Coordinador del GTJ
- Abg. José Eduardo Pereira Sosa, representante del Ministerio de Relaciones Exteriores
- Dra. Lorena Beatriz Balbuena Soto, representante del Viceministerio de Minas y Energías
- Abg. Jorge Augusto Granada Torres, representante de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE)
- Abg. Iris Magnolia Mendoza Balmaceda, representante de la Entidad Binacional ITAIPU
- Abg. Jorge Ignacio Gross Brown, representante de la Entidad Binacional ITAIPU
- Abg. Sergio Coscia Nogués, Procurador General de la República del Paraguay
- Abg. María Belén Diana Franco, Procuraduría Delegada de la PGR

Grupo de Trabajo Jurídico

Equipo Negociador para la Revisión del Anexo C del Tratado de ITAIPU

ANÁLISIS JURÍDICO

Asunto: Análisis sobre la aplicabilidad de la Nota Reversal N.R. N° 1 del 11 de febrero de 1974.

Fecha: 16 de junio de 2020.

CONSULTA:

¿Es aplicable lo dispuesto en la Nota Reversal N.R. N° 1 del 11 de febrero de 1974, con respecto a la actualización de los valores establecidos en los numerales III.4, III.5 y III.8 del Anexo C del Tratado de ITAIPU?

ANÁLISIS:

Respecto a la actualización de los valores establecidos en los numerales III.4, III.5 y III.8 del Anexo C del Tratado de ITAIPU, la N.R. N° 1/74 establece que:

A) los valores establecidos en el citado Anexo C, numerales III.4, III.5 y III.8, serán actualizados conforme a lo previsto en el Artículo XV del referido Tratado, debiendo además tener relación con: (a) los ajustes reales de costo que ocurrieron en las obras de la hidroeléctrica de ITAIPU, tomándose como base inicial el presupuesto establecido en el “Relatorio Preliminar” sometido por la Comisión Mixta Técnica Paraguayo-Brasileña a los Gobiernos del Paraguay y del Brasil el 12 de enero de 1973 citado en el Anexo B al Tratado del 26 de abril de 1973, y (b) el costo de la energía eléctrica a ser producida en ITAIPU.

Así, en la Nota Reversal N.R. N° 1/74 y su similar brasileña de la misma fecha, las Altas Partes acordaron que los valores establecidos en los numerales III.4, III.5 y III.8 del Anexo C del Tratado de ITAIPU, es decir, los montos necesarios para el pago de royaltíes, resarcimiento de las cargas de administración y supervisión, así como la compensación por energía cedida¹, serían actualizados tal como se previó en el artículo XV del Tratado y, además, en relación con (a) los ajustes reales del costo de las obras y (b) el costo de la energía a ser producida.

Recordemos que los montos establecidos por los numerales III.4, III.5 y III.8 del Anexo C fueron, respectivamente, de 650 USD por gigawatt-hora generado, en

¹ El valor correspondiente a la Compensación por Cesión de Energía, fue excluido del costo del servicio de electricidad (tarifa), por Nota Reversal N° 4 del 28 de enero de 1986, pagándolo exclusivamente por quien consume dicha energía.

concepto de royalties; 50 USD por gigawatt-hora generado, en concepto de resarcimiento; y 300 USD por gigawatt-hora cedido, en concepto de compensación por cesión de energía, y que los Parágrafos 4° y 5° del Artículo XV del Tratado disponen que:

Parágrafo 4° - El valor real de la cantidad de dólares de los Estados Unidos de América, destinada al pago de los "royalties", de las utilidades y de la compensación, establecida en el Anexo C, será mantenido constante, para lo cual dicha cantidad acompañará las fluctuaciones del dólar de los Estados Unidos de América, respecto a su patrón de peso y título, en oro, vigente en la fecha del canje de los Instrumentos de Ratificación del presente Tratado.

Parágrafo 5° - Este valor con relación al peso y título en oro del dólar de los Estados Unidos de América podrá ser substituído, en el caso que dicha moneda dejare de tener referida su paridad oficial respecto al oro.

Cuando dejó de usarse el patrón oro en la política monetaria, dicho mecanismo fue sustituido por otros parámetros y criterios, optándose en el caso de la ITAIPU, en la Nota Reversal N° 3 del 28 de enero de 1986, por una fórmula de ajuste en la que se tienen en consideración los índices económicos de los Estados Unidos de América, el "Industrial Goods" y el "Consumer Prices", tomándose como base el índice medio de 1986.

La fórmula en cuestión, establecida en el punto 2 de la NR N° 3/86, es la siguiente:

$$FA = 1 + 0,5 V_{IG} + 0,5 V_{CP}, \text{ donde } FA = \text{Factor de ajuste}$$

Se debe tener en cuenta que además de establecer dicha fórmula, la NR N° 3/86 dispuso en su punto 1 que los valores establecidos en los numerales III.4, III.5 y III.8, correspondientes a los royalties, al resarcimiento y a la compensación por cesión de energía, respectivamente, serán multiplicados por:

3,5 (tres y medio) en 1985 y 1986; por 3,58 (tres enteros y cincuenta y ocho centésimos) en 1987; por 3,66 (tres enteros y sesenta y seis centésimos) en 1988; por 3,74 (tres enteros y setenta y cuatro centésimos) en 1989; por 3,82 (tres enteros y ochenta y dos centésimos) en 1990; por 3,90 (tres enteros y noventa centésimos) en 1991; y por 4,0 (cuatro) a partir de 1992.

Así las cosas, el resultado de la aplicación de la NR N° 3/86 es que los montos establecidos en el Anexo C son modificados primeramente por medio de un factor multiplicador, de conformidad con el punto 1, y luego por un factor de ajuste, de conformidad con la fórmula del punto 2.

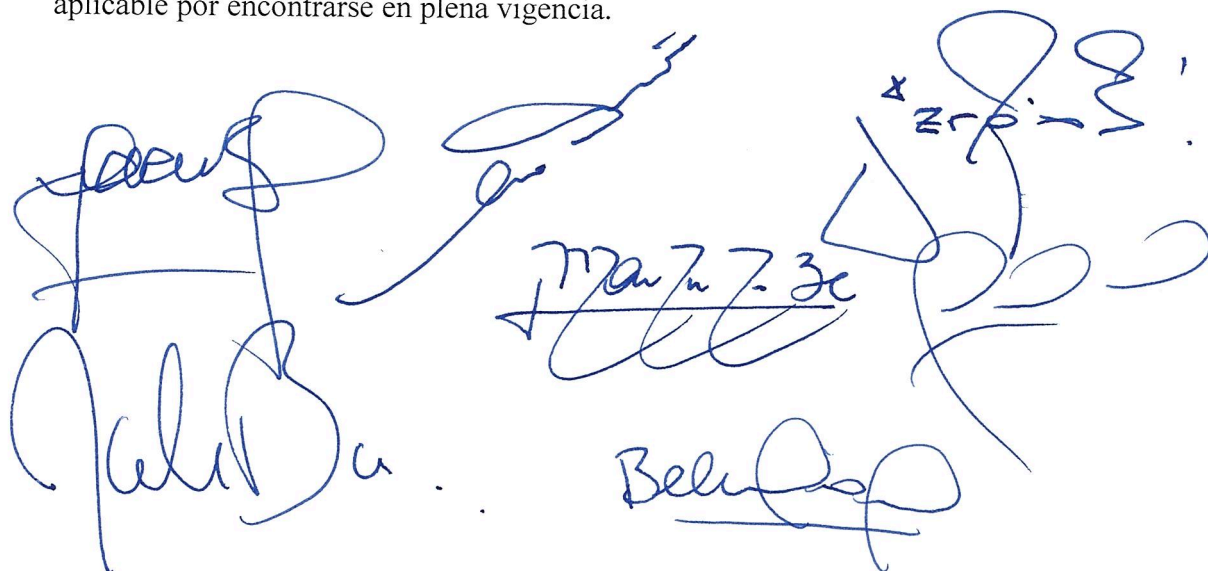
Estos factores son los que se aplican desde entonces y hasta la fecha, con excepción del factor multiplicador para el pago por cesión de energía, que fue aumentado a 5,10 en el 2005, y a 15,30 desde el 2011, hasta la fecha. No obstante, la

aplicación de la NR N° 3/86 no implica una derogación de la Nota Reversal N.R. N° 1 del 11 de febrero de 1974, sino un complemento de esta, para hacer viable la actualización prevista en dicha Nota Reversal, al definir con precisión la forma de mantener constante los valores establecidos en el Anexo C.

En efecto, la misma NR N° 3/86 en su parte inicial hace referencia al Artículo XV del Tratado y a la NR N° 1/74, y en la parte final del punto 2 expresa que:

En caso de que la fórmula de ajuste de los respectivos índices convenidos en esta nota, sufre una variación que desfigure de forma evidente, su objeto de mantener constante el valor del dólar de los Estados Unidos de América, la misma podrá ser reestudiada de común acuerdo, entre los gobiernos de la República del Paraguay y la República Federativa del Brasil.

Por tanto, y pasando a responder la consulta puntual respecto de la actualización de valores establecidos en los numerales III.4, III.5 y III.8 del Anexo C del Tratado de ITAIPU, debemos concluir que la Nota Reversal N.R. N° 1 del 11 de febrero de 1974 es aplicable por encontrarse en plena vigencia.



The image shows several handwritten signatures and stamps in blue ink. On the left, there is a large, stylized signature. In the center, there is a signature with the date "Mar 7-36" written above it. To the right, there is a signature with a large, circular stamp that contains the text "ZRP-36". Below the central signature, there is another signature that appears to be "Belu".