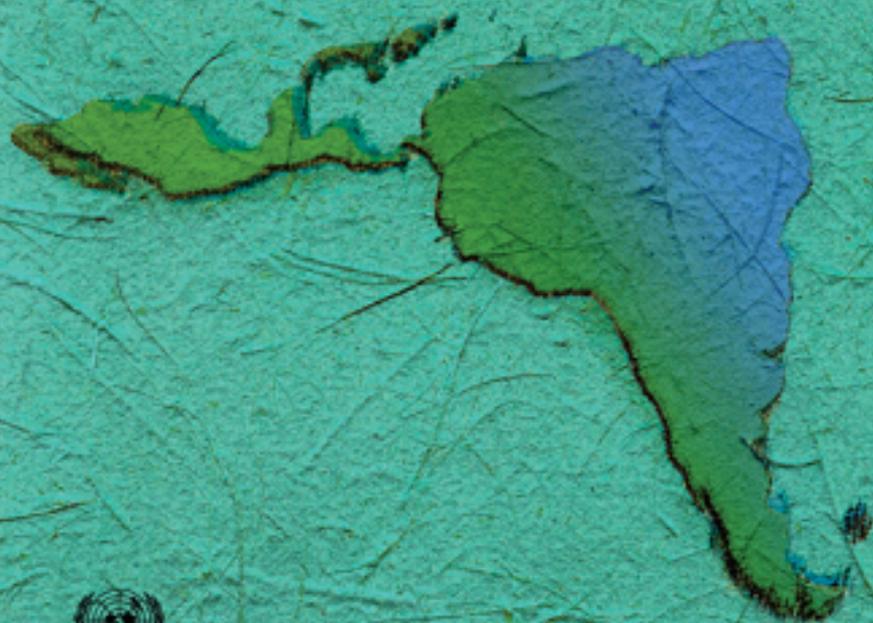


INTEGRACIÓN ELÉCTRICA EN AMÉRICA LATINA

ANTECEDENTES, REALIDADES Y CAMINOS POR RECORRER



ORGANIZACIÓN DE
ESTADOS AMERICANOS

CEPAL



Ministerio Federal de
Cooperación Económica
y Desarrollo

giz

Integración eléctrica en América Latina: antecedentes, realidades y caminos por recorrer

Beno Ruchansky
Coordinador



Este documento fue coordinado y supervisado por Beno Ruchansky, Oficial de Asuntos Económicos de la División de Recursos Naturales e Infraestructura de la CEPAL, y revisado por Hugo Altomonte, Director de la División. Participaron en su elaboración Beno Ruchansky y los consultores de la División de Recursos Naturales e Infraestructura Isaac Castillo, Nivalde de Castro, Roberto Gomelsky y Alfredo Hasson.

El proyecto ha sido ejecutado por la CEPAL en conjunto con la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) y financiado por el Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo de Alemania (BMZ).

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad de los autores y pueden no coincidir con las de la organización.

Índice

Introducción	7
I. Antecedentes de los procesos de integración en América Latina	13
A. Integración político-económica	13
1. Predominio del modelo de sustitución de importaciones.....	14
2. El modelo de mercado: impulso a la apertura económica y a la participación del capital privado	15
3. Hacia la implementación de modelos más flexibles y con una visión integral.....	16
4. Las translatinas	17
5. El papel del Brasil.....	18
6. Conclusiones.....	19
B. Integración eléctrica	19
1. El rol del factor energético en la integración regional	19
2. Antecedentes de la integración eléctrica regional	20
3. Conclusiones.....	27
C. Anexo	29
D. Bibliografía	33
II. Integración eléctrica Perú–Ecuador–Colombia	35
A. Síntesis	35
B. Antecedentes, situación actual y perspectivas de la integración eléctrica Perú – Ecuador – Colombia.....	36
1. Evolución de los intercambios de energía	36
2. Las perspectivas desde la óptica de la planificación eléctrica nacional	37
C. Contexto político y marco regulatorio	38
1. Algunos aspectos políticos y estratégicos	38
2. El marco regulatorio	41
D. Intercambios de energía	50
1. Infraestructura	50
2. Los flujos de las TIE en la década del 2000	54
E. Las perspectivas futuras	60
1. Los planes de expansión nacionales: expansión para la autosuficiencia.....	60
2. Escenarios de generación a largo plazo	63
F. Bibliografía	68

III.	El Proyecto Siepac y la conformación del mercado eléctrico regional de América Central	69
A.	El largo camino de la integración eléctrica regional.....	69
B.	La evolución de la demanda de electricidad.....	71
C.	La historia de los intercambios	73
D.	El diseño del mercado eléctrico regional	76
1.	El mercado regional de los intercambios de energía.....	76
E.	El sistema de transmisión regional	80
1.	Ampliaciones de la Transmisión	80
2.	Sistema de Tarifas de Transmisión Regional	80
3.	Derechos de Transmisión (DT)	81
F.	El andamiaje institucional	81
1.	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE)	81
2.	El Ente Operador Regional (EOR)	81
3.	La Empresa Propietaria de la Red (EPR)	82
G.	Las interconexiones extraregionales: México y Colombia.....	83
1.	Interconexión México-Guatemala	83
2.	Interconexión Colombia-Panamá.....	84
H.	Los beneficios regionales del Proyecto Siepac	85
I.	Los desafíos de la integración eléctrica regional.....	86
J.	Bibliografía	90
IV.	Antecedentes, situación actual y perspectivas de la integración eléctrica de Argentina con sus países vecinos	91
A.	Integración eléctrica Argentina – Brasil	91
1.	Interconexión de Sistemas Eléctricos	91
2.	Recursos hidráulicos compartidos. Argentina-Brasil: Río Uruguay y su afluente Río Pepirí Guazú	100
B.	Integración eléctrica Argentina – Paraguay	101
1.	Interconexión de Sistemas Eléctricos	101
2.	Venta de energía “en tránsito” de Paraguay a Uruguay	103
3.	Recursos hidráulicos compartidos. Argentina-Paraguay	106
C.	Integración eléctrica Argentina-Uruguay	109
1.	Interconexión de Sistemas Eléctricos	109
2.	Aprovechamiento de los recursos hidráulicos compartidos Argentina – Uruguay	115
D.	Integración eléctrica Argentina-Chile	117
1.	Interconexión y exportación de energía eléctrica a Chile	117
E.	Integración eléctrica: Oportunidades, obstáculos y prospectiva	118
V.	Integración eléctrica internacional del Brasil: Antecedentes, situación actual y perspectivas.....	125
A.	El sistema eléctrico brasileño	125
1.	La matriz eléctrica brasileña	125
2.	Potencial energético y perspectivas de la matriz eléctrica	128
3.	Características del modelo del sector eléctrico brasileño.....	131
B.	Integración eléctrica e internacionalización económica	133
1.	Rol de Eletrobras en la integración eléctrica	134
2.	La lógica económica de la integración eléctrica desde la óptica brasileña	136
C.	El modelo comercial brasileño.....	137
D.	Experiencias de integración y el modelo comercial brasileño.....	140
E.	Perspectivas para la importación y exportación de energía eléctrica por parte del Brasil.....	142
1.	Importación y exportación de energía firme.....	142
2.	Importación y exportación de energía excedente por parte del Brasil.....	143
F.	Proyectos de integración eléctrica internacional del Brasil	144
1.	Central Hidroeléctrica Binacional de Itaipú: Paraguay - Brasil	144

2.	Convertora de Garabí y CTE AES Uruguayana: Argentina - Brasil.....	145
3.	Convertora de Rivera: Uruguay - Brasil	146
4.	Línea de transmisión de Guri a Roraima: República Bolivariana de Venezuela -Brasil	146
5.	Central Térmica de Cuiabá: Estado Plurinacional de Bolivia - Brasil	147
G.	Conclusiones.....	147

Índice de cuadros

Cuadro 1	Intercambios de energía eléctrica en América del Sur (GwH) - año 2009	29
Cuadro 2	Transacciones de energía en el mercado eléctrico regional de América Central (MER) (GwH) año 2009.....	30
Cuadro 3	Interconexiones y centrales eléctricas internacionales en América del Sur.....	32
Cuadro 4	Asignación de las rentas de congestión a Ecuador 2003-2005	57
Cuadro 5	Rentas de congestión percibidas por Colombia 2004 -2005	57
Cuadro 6	Estimaciones de beneficios de los intercambios Ecuador-Colombia 2004 -2005	59
Cuadro 7	Hitos y fechas de la integración eléctrica regional.....	70
Cuadro 8	América Central: algunas características de la región 2010.....	71
Cuadro 9	Ahorros regionales respecto al caso sin proyecto Siepac al 2025	85
Cuadro 10	Algunos datos estadísticos del sistema eléctrico argentino.....	122
Cuadro 11	Brasil: capacidad instalada de generación, 2010	125
Cuadro 12	Brasil: generación de energía eléctrica, 2010.....	126
Cuadro 13	Brasil: sistema interconectado nacional (sin) generación de energía hidráulica respecto de la generación despachada o programada por el operador nacional del sistema, 2000-2010	126
Cuadro 14	Brasil: intercambios con la Argentina y el Uruguay, 2000-2011	141

Índice de gráficos

Gráfico 1	Ecuador: capacidad instalada en generación e interconexiones.....	51
Gráfico 2	Colombia: capacidad efectiva total e interconexión con Ecuador	51
Gráfico 3	Ecuador: participación de las importaciones en la generación bruta de electricidad	54
Gráfico 4	Ecuador: participación de las importaciones en la generación mensual año 2009.....	55
Gráfico 5	Potencia efectiva y factor de utilización de las interconexiones internacionales	56
Gráfico 6	Ecuador: generación prevista hasta el 2020.....	62
Gráfico 7	Exportaciones de Colombia a Ecuador según distintos escenarios de demanda en Colombia, escenario con Coca-Codo en Ecuador.....	62
Gráfico 8	Importaciones de Colombia provenientes de Ecuador según distintos escenarios de demanda en Colombia, escenario con Coca-Codo en Ecuador	63
Gráfico 9	Exportaciones e importaciones de Colombia, escenario sin Coca-Codo en Ecuador	64
Gráfico 10	Ecuador: escenario de generación eléctrica con demanda eficiente y generación con máxima renovable (capacidad instalada servicio público)	64
Gráfico 11	Ecuador: escenario de generación eléctrica con demanda eficiente y generación con máxima renovable (generación de electricidad servicio público)	65
Gráfico 12	Colombia: escenario de generación eléctrica con demanda eficiente y generación con máxima renovable (capacidad instalada servicio público)	65

Gráfico 13	Colombia: escenario de generación eléctrica con demanda eficiente y generación con máxima renovable (generación de electricidad servicio público)	66
Gráfico 14	Perú: escenario de generación eléctrica con demanda eficiente y generación con máxima renovable (capacidad instalada servicio público)	66
Gráfico 15	Perú: escenario de generación eléctrica con demanda eficiente y generación con máxima renovable (generación de electricidad servicio público)	67
Gráfico 16	América Central: tasas de crecimiento de la demanda máxima.....	72
Gráfico 17	América Central: consumo de electricidad por habitante	73
Gráfico 18	América Central: exportaciones/generación total	74
Gráfico 19	América Central: principales exportadores de electricidad.....	75
Gráfico 20	América Central: principales importadores de electricidad.....	76
Gráfico 21	Brasil: precios medios de contratación de las licitaciones de energía nueva 2005-2011	132

Índice de mapas

Mapa 1	Centrales e interconexiones eléctricas internacionales en América del Sur	31
Mapa 2	Sistemas de transmisión Interconexiones Ecuador – Colombia y Ecuador-Perú	52
Mapa 3	Sistema Nacional Interconectado e interconexiones internacionales.....	53
Mapa 4	Líneas de transmisión de América Central	82
Mapa 5	Red eléctrica de alta tensión y sus interconexiones internacionales.....	123
Mapa 6	Brasil: integración electro energética, 2010.....	127
Mapa 7	Brasil: sistema interconectado nacional (sin red de transmisión a larga distancia)	128

Presentación

A pesar de que existen importantes beneficios económicos, sociales y ambientales en la integración de los sistemas eléctricos de dos o más países la región no avanzó lo suficiente al ritmo de las expectativas planteadas en los objetivos de dichos procesos.

En este documento, que fue elaborado por un conjunto de expertos que en algún momento de sus carreras tomaron parte en estos procesos, se evidencian las barreras y obstáculos que presentaron los procesos de integración de los sectores eléctricos entre países y al interior de las subregiones de América Latina.

La CEPAL consideró importante poner a disposición de los países de la región el presente documento respetando las ideas de los expertos que elaboraron los estudios de casos. La visión que entregan los autores, puede no ser compartida por el abanico de los actores que intervinieron en esos procesos o por los tomadores de esas decisiones, sin embargo, consideramos valioso conocer estas experiencias y sacar las lecciones que de ellas se podrían desprender para avanzar en el proceso de integración.

Plantear esta visión crítica al proceso de integración eléctrica es nuestro objetivo. Estamos convencidos que los diferentes enfoques, así como los fundamentos conceptuales y empíricos con que se abordan los casos, enriquecen los debates y precisan los obstáculos que deben ser superados en el futuro.

Este trabajo demuestra que en los planes de expansión nacionales se considera a la electricidad como un servicio estratégico al mismo tiempo que lo relaciona con argumentos de soberanía, proclamando la autosuficiencia como objetivo de la política eléctrica para evitar la dependencia de otros países. En consecuencia, se generan tensiones entre los objetivos que persiguen la integración y los de conseguir la autarquía proclamada por la política eléctrica en los países analizados.

No cabe duda que la tensión entre ambas dimensiones debería constituir una sólida base para articular de mejor manera en el futuro las estrategias comunes de países involucrados así como sus políticas públicas, sus marcos regulatorios y la armonización de normativas que propendan a una mayor integración regional.

Tampoco caben dudas que aún cuando una interconexión eléctrica resulta en beneficios globales, la distribución de los mismos puede ser desigual para los países, sectores socioeconómicos o la población. Es decir, para que estos procesos resulten sustentables en el tiempo es necesario garantizar entonces, en la medida de lo posible, que los mecanismos de distribución de los beneficios sean más justos y equitativos que los alcanzados hasta el presente.

Introducción

En los últimos tiempos se constata que prácticamente no existe gobierno latinoamericano que no manifieste su interés en estrechar las relaciones con demás países de la Región, o país que no proclame su vocación integradora. Pero si bien es cierto que hoy todo el arco político latinoamericano se expresa en clave integracionista, no es menos cierta la dificultad que dicho compromiso se refleje plenamente en avances concretos o incluso constatar la existencia de casos en los que la retórica a favor de la integración contrasta con la praxis concreta.

En el ámbito de la energía, y particularmente del sector eléctrico, pese a la existencia de un amplio consenso respecto de los enormes beneficios que aportaría avanzar en la integración energética, los resultados obtenidos no están aun a la altura de las expectativas.

Para analizar los procesos de integración energética en América Latina (y particularmente aquellos relacionados con la integración eléctrica), es necesaria su contextualización en el marco del proceso global de integración regional y de los paradigmas ideológicos predominantes. Los antecedentes muestran la fuerte vinculación que existe entre dichos procesos.

Complejiza el análisis el hecho que la propia definición del vocablo integración no es unívoca y además admite distintas gradaciones. Ésta puede aludir, por ejemplo, a un proceso de disolución de las identidades individuales para la conformación de una nueva identidad, como también referirse a la conformación de un todo que incluya a las partes, aunque conservando éstas su identidad. Siendo esta última la definición que más se adecua a la realidad de los procesos de integración en la región, emerge como punto insoslayable la tensión que generalmente se manifiesta entre los conceptos de soberanía e integración, en tanto se percibe que todo avance en el proceso de integración implica, de alguna forma, una restricción al espacio de toma decisiones soberanas de los países.

Por otra parte, un proceso de integración puede abarcar diferentes dimensiones (política, comercial, económica, física, social, cultural, etc.), con sus propias lógicas y dinámicas, que a su vez se influyen mutuamente. La historia reciente de América Latina muestra períodos de preeminencia de modelos de integración con énfasis en lo político y otros con foco en los aspectos comerciales.

Un aspecto ineludible del análisis de los procesos de integración en América Latina es el relacionado con las evidentes reacciones de carácter emocional que suscitan. Probablemente, éstas encuentren explicación en la extrema sensibilidad que generan los temas que involucran aspectos relacionados con la soberanía de los países, y porque en el imaginario colectivo latinoamericano subyace la idea de que por afinidades culturales, historias compartidas, y adyacencia geográfica, los países de la región ameritan la construcción de un destino común. Las continuas referencias al sueño integrador de

Bolívar y de otros próceres latinoamericanos, y a la necesidad de profundizar en la consolidación de una identidad latinoamericana, reafirman dicha idea.

En un escenario con continuas alusiones a la unidad latinoamericana y creación de nuevas instituciones que se suman a las ya existentes en el ámbito de la integración (añadiendo a nuestro lenguaje cotidiano nuevas siglas y acrónimos), resulta difícil distinguir los avances concretos de lo retórico, o identificar los objetivos e intereses detrás de cada palabra o acción.

Un marco de análisis que a nuestro juicio puede aportar a una mejor comprensión de estos procesos es el que formula D. North (1991), en el que las sociedades están compuestas por diferentes grupos sociales con ideologías e intereses que les son propios, los cuales pueden converger o divergir a lo largo del tiempo en función de los temas en cuestión, y cuyas resultantes reflejarán las correlaciones de fuerzas existentes¹. En este esquema, para comprender el comportamiento de los diferentes actores en un determinado proceso, resulta de fundamental importancia la identificación de los potenciales beneficios y/o perjuicios que derivan de éste y su reparto entre los distintos grupos sociales al interior de la sociedad.

Los procesos de integración no son un fin en sí mismos, sino instrumentos para alcanzar determinados objetivos y aportar a la satisfacción de necesidades concretas de los diferentes grupos sociales. Por lo tanto, el posicionamiento de estos grupos y la correlación de fuerzas resultante, serán decisivos en la definición del modelo de integración a impulsar por cada país y en el mayor o menor entusiasmo que éstos demuestren por convertirse en agentes dinamizadores del proceso de integración.

Si se parte del hecho que todo proceso de integración, por definición, requiere de la existencia de entidades diferentes y del acuerdo voluntario de las partes en transitar el camino de la integración, la expresión de esta voluntad es fundamental para la concreción del proceso (esto aplica particularmente para países). En este sentido la experiencia indica que en las relaciones internacionales, los lazos más sólidos y duraderos entre los países (imprescindibles para avanzar en el camino de la integración) se cimentan en la percepción de la existencia de un reparto justo y equitativo de los beneficios y no del que deriva del uso de las relaciones de fuerzas entre los Estados (P. Rozas, 2006).

La actual fase de la globalización parece haber acentuado en sectores importantes de AL, la necesidad de profundizar en el camino de la integración regional, como plataforma desde la cual posicionar a la región en un mundo conformado por bloques cada vez más definidos. Si bien es cierto que subsisten las diferencias políticas, económicas e ideológicas, y que existe un trasfondo de disputa de espacios de poder entre países con distintas visiones del mundo y esquemas de integración, no son menos ciertos los importantes avances que la integración latinoamericana ha venido experimentando, particularmente en la construcción de institucionalidad. Todo parece indicar la existencia de condiciones favorables para superar los recelos y la estrechez de las visiones cortoplacistas y traducir el amplio espacio de intereses comunes en acciones colectivas que permitan alcanzar mejoras tangibles en la calidad de vida de la población. Para alcanzar tal fin, será de fundamental importancia el énfasis que se le dé al respeto de las diferencias, a tratar de entender la diversidad de intereses y realidades económicas de los países y sobre todo, a la construcción de consensos.

Desde diversos ámbitos se viene planteando que la energía, como recurso al que se le reconocen atributos de carácter estratégico y connotaciones de índole geopolíticas, está destinada a cumplir el rol de vector principal de este nuevo impulso en favor de la integración. Esta apuesta a que la energía juegue un papel relevante en los procesos de integración de la región, se deja entrever en los numerosos pronunciamientos y declaraciones conjuntas que se han efectuado en los últimos años en diversas instancias regionales.

En lo referente al campo específico de la integración eléctrica regional, desde mediados del siglo pasado en adelante, ésta se ha ido desarrollando bajo diferentes esquemas, en consonancia con las corrientes político-económicas predominantes. Desde entonces, y aplicados diversos modelos, la región puede exhibir casos concretos de proyectos de integración exitosos, pero no cabe duda que los

¹ En este esquema conceptual, las propias instituciones son el resultado de compromisos políticos que reflejan dichas correlaciones de fuerzas.

resultados aún son exiguos en relación a los potenciales beneficios que derivarían de una mayor profundización en la senda de la integración eléctrica regional.

El presente estudio pretende aportar elementos que contribuyan a una mejor comprensión de los problemas que enfrentan los procesos de integración eléctrica en AL, enmarcarlos en la perspectiva más amplia de la integración regional y, en la medida de lo posible, aportar pautas que ayuden a la identificación y remoción de obstáculos. Para analizar los casos de algunos países de sudamericanos y de Centroamérica, entendimos pertinente recurrir a la opinión de expertos para que aportaran su visión del tema. Somos conscientes que se trata de cuestiones complejas, polémicas y que en muchos casos tocan fibras muy sensibles. Pero dada la escasez de ámbitos donde se puedan abordar abiertamente y en profundidad estos temas, y más allá de compartir o no dichos puntos de vista, estamos convencidos de la relevancia de hacer el ejercicio de tratar de entender las diferentes posiciones, si es que se quiere avanzar en el proceso de integración.

El documento cuenta con un capítulo donde en forma resumida se hace un repaso de los diversos hitos por los que han transitado los procesos de integración económica y política en América Latina. En el siguiente capítulo se hace una reseña de los diferentes esquemas de integración eléctrica que se han venido aplicando en la región y sus problemáticas. En los últimos capítulos, a través de la mirada de expertos que han tenido participación directa en la temática de la integración eléctrica, se analizan en profundidad los casos de América Central, Brasil, Ecuador y Argentina.

I. Antecedentes de los procesos de integración en América Latina

A. Integración político-económica

Ya desde los inicios de las gestas independentistas latinoamericanas existían importantes fuerzas que pugnaban a favor de la integración de la región. No obstante, finalizadas dichas luchas, durante gran parte del siglo XIX los acontecimientos fueron decantando hacia una mayor fragmentación y separación de las antiguas colonias, proceso que desembocó (salvo Brasil) en la consolidación de un número significativo de países distintos. Al decir de O. Sunkel (1998), “los grupos dominantes de los asentamientos coloniales, o sus sucesores, buscaron consolidar su poder local desmembrando la administración colonial altamente centralizada y estableciendo gobiernos nacionales con el objetivo de crear estados nacionales en cada una de las antiguas provincias españolas”.

En el transcurso de la segunda mitad del siglo XIX, en el marco de una expansión económica capitalista internacional (liderada por Europa y EEUU) altamente demandante de alimentos y materias primas (particularmente minerales), los países de la región se fueron incorporando a la economía internacional a través del patrón característico de especialización centro-periferia de fines del siglo XIX: exportación de bienes primarios e importación de manufacturas. En un contexto de bonanza exportadora, mientras las economías de los países latinoamericanos intensificaban su integración a la economía atlántica y sus sectores exportadores profundizaban sus lazos comerciales, financieros, políticos, sociales y culturales con sus socios de las metrópolis, dichos países más se separaban entre sí y se daban la espalda en mutuo aislamiento².

Esta lógica de fragmentación contribuyó a la reproducción de las estructuras de poder tradicionales en las relaciones internacionales, en las que los países de la región se han relacionado en forma individual con las potencias dominantes, siempre en relación de inferioridad y en permanente competencia con los países vecinos por la obtención de alguna ventaja o privilegio respecto de éstos³ (A.J. Ferreira, 2011).

² Prueba de ello es que el comercio y el transporte marítimo entre los puertos y las capitales de los distintos países eran prácticamente inexistentes así como el comercio y el transporte entre ciudades y pueblos del interior de cada país (O. Sunkel, 1998).

³ En esta lógica, países vecinos con problemáticas similares, son vistos como rivales en la lucha por la atención de los más desarrollados.

1. Predominio del modelo de sustitución de importaciones

En los años 30', las crisis financieras y de la inversión internacional privada, aunadas al desplome de los mercados comerciales provocaron graves desequilibrios en las transacciones internacionales y una profunda depresión de la actividad económica en casi todos los países. En dicho contexto, y como respuesta a la crisis, muchos países comenzaron a aplicar medidas proteccionistas en el comercio y controles de cambio en el área financiera. Hacia finales de los 40', en el marco del llamado modelo de "sustitución de importaciones" (crecimiento endógeno)⁴, la mayoría de los países latinoamericanos comenzaron a implementar una política de protección y promoción de la industria manufacturera, que dio impulso a una fase de desarrollo industrial⁵. Para O. Sunkel (1998), este proceso habría implicado un cambio en los grupos de poder hegemónicos, con un desplazamiento desde los grupos vinculados a intereses exportadores, importadores, y financieros externos, a coaliciones basadas principalmente en sectores empresariales dirigidos por el Estado, grupos de clase media y trabajadores organizados.

Al mismo tiempo que los países de la región centraban sus esfuerzos en la construcción de un mercado interno integrado y protegido, desde diversos sectores (industrial, político, sindical, académico) comenzaba a tomar fuerza la idea que había que sacar provecho de la oportunidad para crear mercados regionales más grandes, que permitieran aprovechar la ventajas de las economías de escala y la especialización, buscar la complementación de estructuras productivas y contribuir a la reducción de la dependencia respecto de factores externos a la región⁶.

En este esquema, la integración regional sería funcional al proceso de consolidación industrial y se convertiría en un objetivo de política exterior de los países de la región, al mismo tiempo que se buscaba su institucionalización mediante la creación de diversos organismos que debían contribuir a tal fin. Entre los más representativos, si bien muy diferentes en cuanto a objetivos e institucionalidad, se podría incluir a la Asociación Latinoamericana de Libre Comercio - ALALC (1960), el Mercado Común Centroamericano - MCCA (1960), la Comunidad del Caribe - CARICOM (1973) y el Pacto Andino (1969).

La rebaja de los aranceles entre los países de la región, la armonización de las normas y procedimientos administrativos y el desarrollo de infraestructura de transporte, energía y comunicaciones, contribuirían a la consolidación de un mercado regional.

El proceso de industrialización por sustitución de importaciones pudo haberse convertido en un instrumento para la creación de un mercado regional, sin embargo, pese al esfuerzo realizado, los resultados no colmaron las expectativas⁷. Si bien se verificó un importante incremento del comercio intrarregional, este nunca superó el 20% del total de las exportaciones de la región. No se lograron bajar los aranceles ni inducir a la empresa privada a explotar mercados más grandes y a competir en las actividades industriales más protegidas y dinámicas, ni se avanzó en la complementación de estructuras productivas, ni se constató un mayor interés por parte de los gobiernos en coordinar inversiones, tecnología y mercados en el ámbito de las empresas públicas, donde existía una potencialidad importante (O.Sunkel, 1998).

Por otra parte, en la década del 60' comienza a tener relevancia la inversión extranjera directa a partir de la irrupción del fenómeno de las empresas multinacionales. En la medida que los esquemas de

⁴ Este modelo encontró su sustento teórico en el estructuralismo desarrollado por CEPAL (segunda mitad de los 50', principios de los 60'), que postulaba la existencia de una asimetría de base entre la escasa demanda mundial de productos primarios originados en América Latina, y la amplia demanda periférica de productos industriales fabricados por los países desarrollados, lo cual generaba un deterioro de los términos de intercambio en detrimento de los países agroexportadores subdesarrollados (R. Bielschowsky, 2009).

⁵ Contribuyó también al desarrollo de esta fase el hecho que las potencias centrales focalizaron su atención en el esfuerzo bélico (2ª guerra mundial), lo que mostró la vulnerabilidad de mantener una dependencia excesiva de la exportación de productos primarios y la importación de productos industriales. (O. Sunkel, 1998).

⁶ Sin duda que el muchas de estas propuestas encontraron su fuente de inspiración en el proceso de integración que Europa Occidental comenzó a llevar a cabo en la década del 50'.

⁷ Su desarrollo en compartimientos estancos a escala nacional fue un factor, entre otros, que conspiró contra dicho objetivo, e incidió en que cada país terminara desarrollando vínculos más fuertes con las economías desarrolladas que con sus vecinos de la región (O.Sunkel, 1998).

integración regional favorecieron el enlace de subsidiarias de empresas multinacionales en distintos países entre sí y con sus países sede, la integración regional, se estaba convirtiendo en un instrumento de mayor transnacionalización y no en un catalizador de la construcción de capacidades nacionales y aprendizaje del desarrollo industrial y tecnológico (O. Sunkel, 1998).

A partir de segunda mitad de los 70', en un escenario de crisis petroleras, estallido de la deuda externa y programas de ajustes económicos, el impulso por la integración económica regional se fue diluyendo, registrándose en los 80' un notorio descenso del comercio intrarregional.

2. El modelo de mercado: impulso a la apertura económica y a la participación del capital privado

En la década de los 90', en un contexto marcado por el auge de las políticas neoliberales, el colapso del sistema de relaciones internacionales de "Bretton Woods", la implosión de la Unión Soviética (y el derrumbamiento de su área de influencia), y una profunda revolución científica y tecnológica ; los sectores más dinámicos y modernos de las economías y sociedades latinoamericanas renovaron su interés por la integración, con el propósito de iniciar un proceso que insertara a la región en el nuevo sistema económico globalizado mundial. Este nuevo ímpetu integracionista, que buscaba compatibilizar la integración subregional con la estrategia de mercados abiertos que impulsaba el modelo de globalización neoliberal, promovía entre sus elementos más representativos: la transnacionalización de la estructura de producción, la creación de un sistema financiero transnacional privado muy integrado, y un papel declinante del Estado en la esfera económica que se tradujo en una gradual predominancia del mercado y el fortalecimiento de la inversión privada.

Enmarcados en las tendencias económicas mundiales imperantes y un sistema económico cada vez más globalizado, los esquemas de integración regional ya existentes recobraron su impulso⁸, y a su vez se sumaron nuevas iniciativas como el Mercado Común del Sur - MERCOSUR (1991), Sistema de Integración Centroamericana - SICA (1993), Plan Puebla Panamá (2001), Área de Libre Comercio de las Américas - ALCA (1994 – hoy discontinuado) y una pléyade de acuerdos bilaterales y multilaterales de comercio y promoción y protección de las inversiones⁹. Se apostaba a que las reformas neoliberales en cada país (apertura económica, desregulación, privatización y reducción del papel del Estado) más iniciativas como el MERCOSUR, Tratados de Libres Comercio - TLCs y otros tipos de acuerdos bilaterales y multilaterales de comercio, traerían consigo el desarrollo económico y social.

Como resultado de una creciente interdependencia económica a nivel regional, impulsada tanto por acuerdos preferenciales de integración como por otras políticas inscriptas en un entorno de creciente apertura y desregulación, se registró un importante aumento del comercio exterior, con una creciente participación del comercio intralatinoamericano¹⁰.

Hacia principios de la década del 2000, el modelo que se basaba en los postulados del llamado "Consenso de Washington" comienza a mostrar síntomas de agotamiento, al tiempo que las distintas crisis económicas y sociales acontecidas en varios países de la región (principalmente Brasil 1998 y Argentina 2001) y la insatisfacción general por los resultados alcanzados (incluidos los del comercio intrarregional), pusieron en tela de juicio los pilares sobre los que reposaba dicho modelo económico y su esquema de integración. Respeto de este último se le ha criticado el excesivo énfasis puesto en los aspectos comerciales, y

⁸ Pacto Andino convertido en Comunidad Andina de Naciones - CAN (1996), ALALC en Asociación Latinoamericana de Integración - ALADI (1980).

⁹ La proliferación de acuerdos bilaterales de comercio celebrados entre varias economías de la región con los EEUU, UE y con países asiáticos, planteó importantes desafíos en términos de competitividad y de actualización de los esquemas de integración. Estos acuerdos conllevan dificultades vinculadas a la desviación del comercio, a una cierta colisión con el multilateralismo, a la atención especial que se otorga a los temas de mayor interés para las economías desarrolladas y a algunas exigencias institucionales que no todas las economías en desarrollo están en condiciones de asumir. No obstante también se traducen en beneficios en tanto permiten un mejor acceso a los mercados de sus principales socios comerciales. (CEPAL, Paninsal 2005).

¹⁰ Si bien éste creció de forma importante en cifras absolutas, en términos relativos no superó tampoco el 20% del comercio exterior total de la región.

el no haber tomado en cuenta las demás dimensiones presentes en los procesos de integración. En particular aquellas que tienen que ver con consideraciones de carácter productivo y geopolítico (tensiones diplomáticas, migración, luchas de poder a nivel regional o global.) (E. Gudynas, 2005).

Otros planteos se interrogaban acerca de la factibilidad que un proceso de integración inmerso en un marco conceptual neoliberal y motorizado principalmente por el sector privado (frecuentemente asociado y/o liderado por empresas transnacionales), pudiese contribuir a un mayor grado de autonomía del proceso de integración latinoamericano o si a la postre terminaría reproduciendo nuevamente el patrón centrífugo de mayor integración de cada país con la potencia hemisférica dominante y no con sus vecinos, en una etapa más avanzada del proceso de transnacionalización (O. Sunkel, 1998).

3. Hacia la implementación de modelos más flexibles y con una visión integral

Ya entrada la década del 2000, con el surgimiento en la región de gobiernos críticos con los postulados del “*Consenso de Washington*”, comenzaron a esbozarse alternativas a dicho modelo económico y su esquema de integración. Sin bien no se puede identificar un modelo de integración claramente predominante, y la realidad es que coexisten en la región distintas visiones difíciles de englobar en un concepto común¹¹, existe cierto consenso en que la integración regional debe trascender la esfera de lo meramente comercial, para dar paso a una visión más integral, abarcadora también de las dimensiones políticas, económicas, sociales, culturales, medioambientales y de infraestructura física (energía, telecomunicaciones, transporte)¹².

Por otra parte, a las razones tradicionales esgrimidas para impulsar los procesos de integración, relacionadas con las bondades derivadas del incremento del comercio intrarregional¹³, se sumarían exigencias derivadas de la actual fase de globalización. En particular se hace referencia a la necesidad para los países de América Latina y el Caribe - ALyC de forjar entre sí alianzas estratégicas en los planos de la producción, recursos, logística, comercialización, inversión, tecnología y defensa¹⁴. Un proceso de integración que dé cuenta de estas necesidades, contribuiría a dotar a la región de una mayor autonomía respecto del mundo (y en particular de los países desarrollados) en la toma de decisiones sobre las estrategias de desarrollo a seguir, tanto a nivel nacional como regional.

En esta línea de pensamiento, una mayor integración a nivel regional, permitiría a la Región una inserción selectiva respecto de la globalización, funcional a sus intereses y a la sostenibilidad (E. Gudynas, 2002). De esta forma, la tensión entre integración y soberanía tomaría un nuevo giro, en tanto las restricciones al espacio de toma de decisiones soberanas de los estados nacionales derivadas de la integración al bloque regional, tendrían como contrapartida una ampliación de dicho espacio, como consecuencia de ver fortalecida su capacidad de negociación (en tanto perteneciente al bloque), respecto del resto del mundo.

¹¹ A modo de ejemplo, O. Sunkel (2008), rescata la existencia de 3 marcos conceptuales de integración en pugna, uno de corte neoliberal; el propuesto en el marco del llamado “socialismo del siglo XXI”, y un tercero que él define como economía social de mercado y sociedades de bienestar.

¹² Esta visión se ve reflejada claramente en el tratado constitutivo de UNASUR (2008) ...”construir de manera participativa y consensuada, un espacio de integración y unión en lo cultural, social, económico y político entre sus pueblos, otorgando prioridad al diálogo político, las políticas sociales, la educación, la energía, la infraestructura, el financiamiento y el medioambiente, entre otros, con miras a eliminar la desigualdad socioeconómica, lograr la inclusión social y la participación ciudadana, fortalecer la democracia y reducir las asimetrías en el marco del fortalecimiento de la soberanía e independencia de los Estados”.

¹³ La experiencia reciente de ALyC muestra que el comercio intrarregional favorece la diversificación, presenta una mayor intensidad de bienes manufacturados y una mayor presencia de las pequeñas y medianas empresas, vehículos principales para generar empleos de calidad y favorecer una mayor cohesión social (CEPAL, Paninsal 2010).

¹⁴ En un marco en el que las exigencias de competitividad e innovación se han venido acrecentando, la región no ha conseguido avances significativos en la calidad de su inserción comercial en la economía global, en tanto el salto competitivo de China, India y otras naciones de Asia ha redefinido drásticamente el mapa mundial de intercambios y ventajas comparativas (CEPAL, Paninsal 2005).

Resulta cada vez más evidente que en un contexto de reconfiguración de las relaciones de poder a nivel mundial se plantea la necesidad de institucionalizar como bloque la voz de la región en el concierto mundial, con el propósito de incrementar el peso geopolítico de la región e incidir en los temas globales. Como un avance en este sentido destacan la creación de la Comunidad Sudamericana de Naciones - CSN (2004) primero, la Unión de Naciones Suramericanas - UNASUR (2008) después, y finalmente la Comunidad de Estados Latinoamericanos y Caribeños CELAC (2011)¹⁵.

Si bien existen múltiples razones que apuntan en el sentido de la necesidad y urgencia de avanzar en la integración regional, el proceso de avance es lento, presenta innumerables dificultades y la voluntad política que se proclama no siempre está en consonancia con las acciones que se toman para llevarla a la práctica. Por otra parte, la sobre oferta de alternativas de integración, muchos de ellas con diseños institucionales complejos pero con debilidades estructurales básicas, lleva a una dispersión de acciones que conspira contra el logro de los objetivos.

Como ya hemos señalado, profundizar en el camino de la integración regional implica a su vez que los Estados nacionales estén dispuestos a “sacrificar” porciones de soberanía en aras de un mejor posicionamiento del conjunto (y de cada una de sus partes componentes) en el mundo globalizado. Ello no es posible sin la construcción de sólidos lazos de confianza entre los países. Sin embargo se constata que el incumplimiento, a veces reiterado, de acuerdos alcanzados o normas establecidas ha venido erosionando la credibilidad política de la integración y la certidumbre jurídica, impidiendo que las principales apuestas de inversión se arraiguen en los esquemas de integración (CEPAL, Paninsal 2006).

Por otra parte, sin un trato de adecuado de las asimetrías, se corre el riesgo que los países más pequeños no sientan que la actual integración sea el mejor entorno para satisfacer sus necesidades de crecimiento económico y diversificación exportadora. De esta manera, si para estos países, los acuerdos de integración regional no están constituyendo eficaces plataformas de aprendizaje para exportar a terceros mercados ni instrumentos para negociar acuerdos de complementación productiva con los principales socios comerciales de la región, no es de extrañar que hayan evaluado la posibilidad de entablar negociaciones de libre comercio con bloques económicos extrarregionales con el objeto de incrementar su acceso a mercados de economías de gran tamaño (CEPAL, Paninsal 2006).

Se señalan como posibles aportes a los modelos de integración que se están gestando en el marco de este nuevo impulso integracionista, la estabilidad política derivada de la definición de liderazgos a escala regional, la asunción de una agenda económica regional fundada en la integración física y la convergencia de los múltiples acuerdos comerciales preferenciales¹⁶, la preocupación por los problemas que generan la existencia de importantes asimetrías entre los países¹⁷ y la institucionalización supranacional de UNASUR sobre la base de la existente en los marcos del MERCOSUR y la CAN (F. Peña, 2008).

4. Las translatinas

La consolidación de la tendencia a la transnacionalización de importantes empresas latinoamericanas (translatinas)¹⁸ y su creciente rol en la región, requerirá seguramente de un análisis en profundidad sobre

¹⁵ También aquellos procesos de integración subregionales motorizados mayormente por afinidades ideológicas o económicas, como el Alba (2004) o el llamado Arco del Pacífico (2008), son hitos a destacar en este proceso.

¹⁶ En este sentido, a solicitud de la CSN y con el objetivo de implementar medidas tendientes hacia una convergencia intrarregional; ALADI, MERCOSUR, CAN y CARICOM, han estado trabajando en la preparación de estudios sobre normas comerciales e institucionales y tratamiento de asimetrías.

¹⁷ Siendo el Mercosur es uno de los proyectos de integración más dispares en términos de tamaño y competitividad de sus economías, el reconocimiento de las asimetrías estructurales ha lleva a la implementación de medidas como la creación del Fondo para la Convergencia Estructural (FOCEM), que otorga mayores beneficios a los países más pequeños. Participan de dicho fondo, Brasil con el 70%, Argentina 27%, Uruguay 2% y Paraguay 1%. En 2010 fue incorporada la cláusula “tratamiento MERCOSUR” que determina que los recursos utilizados en el FOCEM sean en su totalidad destinados a las empresas y los proveedores del bloque.

¹⁸ Dicha tendencia, que es la consecuencia natural de estrategias de grandes grupos empresariales que se encuentran en fase de expansión, se asocia a diversos factores: necesidad de aprovechar economías de escala y reducir costos; posibilidad de aprovechar las desregulaciones y privatizaciones para entrar a nuevos mercados (sobre todo servicios); invertir en el exterior como forma de diversificar riesgos (la IED en ALyC, CEPAL 2010).

el rol que les cabe de cara a la integración regional. Aquí sólo nos vamos a detenernos en algunas cifras que sitúen el tema. La Inversión Extranjera Directa (IED) de origen latinoamericano y caribeño se ha incrementado sustancialmente en los últimos 10 años¹⁹, siendo empresas provenientes México, Brasil, Chile y Colombia las más relevantes (en conjunto representaron 90% de los flujos en 2010). Este proceso se ha dado sobre todo en industrias básicas (hidrocarburos, minería, cemento, celulosa y papel, siderurgia), manufacturas de consumo masivo (alimentos y bebidas) y algunos servicios (energía, telecomunicaciones, transporte aéreo, comercio minorista). Un dato relevante es que el 47% de las fusiones y adquisiciones, y el 59% de las inversiones en instalaciones nuevas realizadas por translatinas en el 2010, tuvieron como destino a la propia región. Estas cifras subrayarían la importancia de las translatinas como potenciales agentes de la integración regional y como medio para compartir prácticas y conocimientos vinculados a sus procesos productivos (IED en ALyC, CEPAL 2010).

Cabe destacar que en muchos casos el Estado y las políticas de desarrollo industrial en sectores estratégicos desempeñaron un papel fundamental en el origen de las translatinas. Siendo paradigmático el caso del Brasil, que ha incluido la internacionalización de sus empresas en su política industrial, otorgándoles apoyos públicos y financiamiento (principalmente a través del Banco de Desarrollo - BNDES). Respecto del impulso de estas políticas existen diversos argumentos en pro y en contra, pero existe consenso en la necesidad que al evaluarlas se pueda distinguir entre los beneficios para la empresa y los beneficios para la economía del país en su conjunto. Se trata de un tema relativamente novedoso para la región, complejo y de creciente importancia, que sin duda ameritará de su incorporación a la agenda de investigación futura (La IED en ALyC, CEPAL 2010).

5. El papel del Brasil

El rol del Brasil, en tanto “país continente” y potencia predominante en la región, será decisivo en la consolidación o no del proceso de integración latinoamericano. Por tratarse de la economía más grande (actualmente la sexta potencia económica mundial) y diversificada de la región, es inevitable que desempeñe un rol relevante en los temas relacionados con la integración. En este sentido, la política exterior brasilera ha concebido la integración regional como un elemento esencial de su inserción geopolítica y económica en el mundo.

Desde el punto de vista geopolítico Brasil viene enfatizando en la necesidad de trabajar en favor de la creación de un sistema mundial multipolar en el que Sudamérica sea uno de los polos, y no solamente una subregión de cualquier otro polo económico o político (Guimaraes, 2005)²⁰.

Desde el punto de vista económico, teniendo el Brasil un tamaño de mercado con una masa crítica le permite beneficiarse —en gran medida por sí sola— de las economías de escala y especialización, la política exterior visualiza a la región como la plataforma natural para alcanzar un nivel que le permita una inserción más favorable en las corrientes más dinámicas del comercio internacional, ampliar la participación en los flujos de inversión y promover las exportaciones de bienes y servicios que incorporan tecnología de punta (Ferreira, 2011). En este sentido las cifras son elocuentes, del 2000 al 2008 Brasil quintuplicó el monto de las exportaciones a los países vecinos, con la particularidad que el índice de bienes industriales en las exportaciones brasileras a la región alcanzó casi el 90% (bienes de alto valor agregado). En el 2011 Sudamérica captó el 18% de las exportaciones del Brasil. En tanto en dicho año, el flujo neto de intercambios con la región fue superavitario y representó el 56 % del superávit total del comercio internacional del Brasil. Asimismo, Latinoamérica es el principal espacio de transnacionalización de las empresas brasileras (La IED en ALyC, CEPAL 2012).

En palabras de J. Ferreira (2011), “la construcción de la política de integración que persigue la política exterior brasileña, en lugar de una profesión de fe en un concepto abstracto de fraternidad regional,

¹⁹ Alcanzando en el 2010 el record histórico de 43.108 millones de dólares. Asimismo, las empresas translatinas en el período 2000-2010 incrementaron del 6% al 17% su participación en los flujos de IED originados en los países en desarrollo (La IED en ALyC, CEPAL 2010).

²⁰ Destaca en este sentido la iniciativa de Brasil en el año 2000 de convocar a la primera reunión de Presidentes de Sudamérica y la activa participación en la conformación de las otras iniciativas, particularmente UNASUR cuyo lanzamiento se realizó en Brasilia en el año 2008.

es la imposición de la realidad objetiva del comercio, de los negocios, de la inversión y de la configuración del poder en el ámbito internacional. Pero no sólo centrada en los aspectos económicos, sino también impregnada de una visión política, estratégica, social y cultural a largo plazo”.

De cara a esta estrategia, algunos países observan con recelo el accionar del gigante latinoamericano y temen que la consolidación de un polo regional con Brasil como potencia hegemónica vuelque el peso de la balanza en éste y no aporte a los demás países los beneficios que esperan obtener del proceso de integración. En este sentido el Brasil ha manifestado que su visión política y estratégica es consistente con la promoción de la prosperidad de los países vecinos, en tanto una región más fuerte, capaz de resolver sus propios problemas, incrementaría su voz e influencia en los temas globales y reforzaría las credenciales del Brasil como factor de estabilidad y progreso en el mundo (Ferreira, 2011).

6. Conclusiones

Sin dejar de valorar los avances alcanzados resurge cada tanto un clima generalizado de insatisfacción y desconfianza que es necesario superar con logros concretos, tangibles, cuyos beneficios se repartan en forma justa y equitativa entre los países y al interior de éstos, y de esta forma ir pavimentando el camino de la integración.

En este sentido CEPAL ha venido planteando la necesidad de concentrarse en el desarrollo de espacios comunes que estimulen primordialmente la convergencia de políticas sobre infraestructura física para la integración, prestando también atención entre otros a temas como medio ambiente, turismo, conectividad, etc. Estas actividades de cooperación, además de facilitar el desarrollo de la competitividad, permiten restablecer la confianza mutua, generando condiciones favorables para avanzar en los procesos de integración y tender puentes entre los distintos acuerdos comerciales intrarregionales. Lo más urgente es restablecer un clima de diálogo que evite exclusiones y descalificaciones, aceptando en esta etapa la diversidad de intereses nacionales y de estrategias comerciales y dando prioridad al respeto de los mecanismos existentes y, a partir de ellos, detectar las áreas e instrumentos que permitan avanzar primero en el fortalecimiento de la cooperación regional y luego en mecanismos de convergencia institucional e integracionista. Es fundamental que el proceso de integración permita respetar las diferencias, cuidar las formas, contemplar flexibilidades, entender los intereses de cada país y la diversidad de realidades económicas y comerciales y sobre todo dar fundamental importancia a la construcción de consensos.

En definitiva, los pasos futuros que se vayan dando en el marco del proceso de integración mostrarán si la región está madura para avanzar en función de la comunión de intereses a mediano y largo plazo o si se frustrará perdiéndose en la mezquindad del reclamo de cuentas de corto plazo.

B. Integración eléctrica

1. El rol del factor energético en la integración regional

Diversos analistas vienen sosteniendo la importancia de la integración física y de la conectividad entre los distintos países y regiones como condición necesaria de los procesos de integración económica y política de las regiones. Se señala que la carencia de una infraestructura física adecuada constituye unos de los principales obstáculos para lograr una mayor integración regional y que precisamente la realización de estas importantes obras de largo aliento y fuerte compromiso, son las fundaciones más firmes y sólidas para el desarrollo de la integración. Es decir, la infraestructura física concebida como complemento y prerequisite para los procesos de integración regional, en el entendido que constituyen un sustento a la conectividad de instancias espaciales, a la articulación de territorios y a la facilitación del libre movimiento de bienes, servicios y personas (P. Rozas, 2006)²¹.

²¹ Fue justamente a partir de la importancia de la infraestructura física como base para integración que nacieron en el 2000 la Iniciativa para Integración de la Infraestructura Regional Sudamericana (IIRSA) y en el 2001 el Proyecto

En lo que refiere concretamente al sector energético, se entiende -en gran parte por los aspectos estratégicos y geopolíticos implicados-, que la integración energética puede y debe convertirse en el vector principal que permita impulsar el definitivo proceso de integración de la región²². Para subrayar este rol se pone generalmente como ejemplo, el papel que en su momento jugaron el carbón y el acero en la conformación de la Comunidad Europea del Carbón y del Acero (CECA), como germen del proceso que finalmente condujo a la constitución de la Unión Europea (UE).

Como se ha señalado, el desarrollo de los procesos de integración energética se encuentra fuertemente influido por el contexto geopolítico, ideológico y económico en el que se desenvuelven las relaciones entre los países. Un hecho a destacar es que en las distintas etapas y esquemas conceptuales recorridos por los diferentes procesos regionales de integración, el vector de la integración energética estuvo siempre presente.

Este último impulso integrador ha acentuado dicha característica. Un repaso de las declaraciones conjuntas y pronunciamientos de los foros regionales da una idea cabal del importante rol que se le otorga a la energía en el marco del proceso de integración. La declaración de la Primera Reunión de Ministros de Energía de la Comunidad Sudamericana de Naciones (Caracas, 2005), en la que se propone alcanzar un “acuerdo multilateral para la coordinación de políticas energéticas con la finalidad de procurar la integración regional y agilizar la toma de decisiones que conduzcan a la culminación exitosa de los procesos de integración”, resulta muy ilustrativa.

Otra señal en el mismo sentido fue la creación, en el marco de la Primera Cumbre Energética Sudamericana (2007), del Consejo de Energía de la UNASUR. A este Consejo, integrado por los Secretarios de Energía de los respectivos países, se le encomendó la tarea de elaborar propuestas de Directrices para la Estrategia de Integración Energética, el Plan de Acción y el Tratado de Integración Energética²³.

2. Antecedentes de la integración eléctrica regional

a) Integración de sistemas

En las primeras décadas del Siglo XX, en el marco del proceso de crecimiento y consolidación de los mercados nacionales, los países de la región comienzan a desarrollar sus sistemas eléctricos, con el afán de dar respuesta a las crecientes demandas energéticas de la población. Con el correr del tiempo, se constata un importante aumento en el tamaño de los sistemas y en la densidad de sus interconexiones, en un proceso que fue llevando a la formación de grandes subsistemas nacionales, que en muchos casos confluyeron en la conformación de un único sistema. Esto permitió a la industria eléctrica aprovecharse de las ventajas de las economías de escala y de red, posibilitando un mejor uso de los recursos energéticos y de la infraestructura eléctrica del país, y mejorando la confiabilidad y calidad del suministro.

A partir de la segunda mitad del siglo XX, al mismo tiempo que el modelo sustitutivo de importaciones se va imponiendo como paradigma predominante en AL, la estructura de los sectores eléctricos se va moldeando en torno a la concepción de la industria eléctrica como monopolio natural, el suministro eléctrico como servicio estratégico²⁴ y un concepto de soberanía que llevaba a privilegiar la utilización de los recursos energéticos nacionales en la provisión de electricidad a bajos costos y a la

Mesoamérica (PM). En el 2010 la IIRSA se insertó en la estructura de UNASUR, específicamente en el marco del trabajo del Consejo Sudamericano de Infraestructura y Planificación (COSIPLAN).

²² Para recalcar este rol también se argumenta que, "...a medida que se vaya logrando una integración y cooperación efectiva en materia energética, otros renglones de la economía se van a ver favorecidos por la incidencia de este proceso sobre los procesos de integración; teniendo en cuenta, además, del alto potencial energético de la región, donde la realización óptima de acuerdos que contribuyan a la consolidación de dichos procesos y el beneficio que se distribuya sobre las respectivas sociedades incide posteriormente sobre los demás ámbitos que se deben tener en cuenta para la búsqueda de la integración". (Guerrero, A., 2010).

²³ Las Directrices y el Plan de Acción fueron aprobados en la Tercera Cumbre de Jefes de Estado y de Gobiernos de la UNASUR (2009).

²⁴ En tanto no reviste el carácter de una mercancía común, ya que a diferencia de ésta, su falta de abastecimiento altera fuertemente y en aspectos críticos, el funcionamiento socioeconómico del conjunto de la sociedad.

búsqueda de la autosuficiencia energética. Bajo este marco conceptual, los sectores eléctricos de la mayoría de los países de la región se estructuraron como empresas verticalmente integradas, generalmente de propiedad estatal.

Mientras se avanzaba en la conformación y consolidación de los sistemas eléctricos nacionales, las interconexiones entre países se limitaron a casos muy puntuales, usualmente con el propósito de posibilitar intercambios transfronterizos en zonas muy apartadas. A mediados del siglo pasado, al mismo tiempo que cobran fuerza las posturas que plantean la necesidad de avanzar en el proceso de integración económica y política de América Latina, comienzan a realizarse estudios con el fin de explorar la posibilidad de una explotación conjunta de los recursos hidroeléctricos de ríos limítrofes. Es el caso de del Río Uruguay entre Argentina y Uruguay, del Río Paraná entre Argentina y Paraguay y entre Brasil y Paraguay. Estos proyectos, que finalmente culminaron en lo que hoy son las represas binacionales de Salto Grande (1980), Yacyretá (1994) e Itaipú (1984) respectivamente, constituyeron los primeros hitos relevantes de la integración energética regional, aportando beneficios significativos a los sectores eléctricos de los países involucrados y permitiendo desarrollar proyectos de gran envergadura que suministraron una alternativa al uso del petróleo²⁵. Adicionalmente, aportaron decisivamente al desarrollo de una infraestructura de transmisión de electricidad y constituyeron el punto de partida para que comenzara a generarse una importante experiencia de relacionamiento entre los operadores nacionales de los sistemas (CIER 15, 2010).

Independientemente de las represas binacionales, también se comenzaron a desarrollar líneas de interconexión con el objetivo dotar de mayor confiabilidad a los sistemas. Al mismo tiempo se buscaba aprovechar la eventual existencia de excedentes energéticos para colocarlos en países vecinos, posibilitando así una mejor utilización en el uso de los recursos. Siendo Latinoamérica una región rica en recursos energéticos para generación (particularmente hidroelectricidad) y distribuidos en forma desigual, la región comenzó a tomar conciencia de los enormes beneficios potenciales que derivarían de avanzar en el camino de la integración eléctrica²⁶.

Entre los potenciales beneficios que pueden obtenerse al interconectar sistemas eléctricos, se podrían referir: sacar provecho de complementariedades (en particular de las cuencas hidrológicas) y generación de escalas óptimas²⁷, aprovechamiento de diferencias en los husos horarios (desfasaje en la demanda de punta de los sistemas) y de la estacionalidad climática, aporte a la diversificación de la matriz energética de los países, permitir un uso más eficiente de la infraestructura eléctrica (lo que permite postergar o evitar inversiones), posibilitar una mejor utilización de los recursos de generación, apoyo en situaciones de emergencias o crisis, mejora de la confiabilidad y la calidad del suministro.

Aunque una interconexión reporte beneficios globales²⁸, su distribución podría ser muy desigual y no necesariamente alcanzar a todos los actores. Puede incluso haber actores o países que resulten perjudicados. Por lo tanto, para que los proyectos de integración eléctrica resulten sustentables en el tiempo, es necesario prestar especial atención a los mecanismos de reparto de los beneficios y procurar, en la medida de lo posible, que todas las partes involucradas perciban el reparto como justo y equitativo. De lo contrario, se convertirán en una fuente permanente de discordia²⁹, pudiendo incluso imposibilitar la concreción de las obras, no obstante haberse demostrado las ventajas globales de las mismas.

²⁵ El reconocimiento de los enormes beneficios reportados por estos proyectos no implica desconocer la existencia de controversias en torno a sus arreglos contractuales, criterios de reparto de beneficios, operación de las centrales, impactos ambientales, etc.

²⁶ Además, una parte importante de esos recursos son transables sólo a nivel regional, y por lo tanto, la captura de la mayor parte de esos beneficios sólo puede realizarse dentro de un esquema de integración regional (CIER 15, 2010).

²⁷ Para el caso, por ejemplo, de la construcción y explotación de aprovechamientos hidroeléctricos de gran porte, sus costos de inversión pueden volver inviable su realización para un mercado nacional pequeño, pero tornarse viable con la posibilidad de ventas a terceros países.

²⁸ El cálculo de los beneficios de un proyecto de interconexión eléctrica internacional resulta extremadamente complejo y polémico. Por sus consecuencias sobre vastos sectores de la sociedad, debería realizarse en un marco de sostenibilidad, que incorpore sus dimensiones económica, social, ambiental y político-institucional.

²⁹ Un caso ilustrativo a este respecto es la controversia que se suscitó entre Ecuador y Colombia en relación al mecanismo de reparto de las rentas de congestión generadas por la interconexión entre estos dos países.

Un hito relevante, por el impulso que prestó al proceso de integración eléctrica regional, es la conformación de la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER) en 1964³⁰. Su propia génesis, así como los debates que se dieron en su proceso de creación, resultan muy enriquecedores y de alguna manera anticiparon gran parte de las polémicas y problemas posteriores.

Múltiples factores explican el hecho que de Uruguay (y en particular de UTE, su empresa eléctrica) haya salido el puntapié inicial para la conformación de la CIER: se preveía el agotamiento en un horizonte de corto plazo de su potencial de generación hidroeléctrica (el cual adolecía además de una gran variabilidad hidrológica); el reducido tamaño de su mercado le impedía beneficiarse de economías de escala (principalmente a nivel de tecnologías de generación), carecía de fuentes fósiles y debía afrontar altísimos costos de respaldo. En este contexto, no es de extrañar que la interconexión con los países vecinos se presentara como una de las opciones más convenientes³¹.

Entre las inquietudes planteadas en el congreso fundacional de CIER estuvieron muy presentes aquellas relacionadas con el espinoso tema del reparto de los beneficios derivados de la interconexión de los sistemas y la necesidad de compatibilizar los intereses nacionales y regionales. No faltaron tampoco las invocaciones a la unidad latinoamericana, pero no por ello exentas de realismo a la hora de mencionar las dificultades que seguramente acarrearía el avanzar en la integración eléctrica regional³².

Un dato interesante es la constitución en dicha instancia de un Grupo de Trabajo denominado “Posibilidades Industriales”, en cuyo informe se plantea el deber (por parte de los países integrantes del CIER) de “procurar abastecer sus necesidades relacionadas directa e indirectamente con la electrificación y el uso de la electricidad, con equipos y materiales producidos en la región” y estudiar “la adopción de las medidas necesarias para eliminar factores que dificultan el intercambio comercial entre los países de materias primas, maquinarias, equipos y productos manufacturados de aplicación en la electrificación y uso de la electricidad”. Se buscaba así, que en el marco de la búsqueda del desarrollo industrial nacional, la integración regional posibilitara el acceso a mercados ampliados para aquella producción que no pudiera ser absorbida por los mercados nacionales.

Tanto por su caracterización como servicio estratégico, como por aspectos que involucraban cuestiones de soberanía, se procuraba que los sistemas eléctricos alcanzaran el mayor grado de autosuficiencia en el abastecimiento, evitando caer en una dependencia significativa respecto de otros países³³. El énfasis estaba puesto en la interconexión de sistemas y sus ventajas respecto de la confiabilidad, respaldo en situaciones de emergencias y el desarrollo de mecanismos que posibilitaran un mejor aprovechamiento de los recursos de generación, vía intercambios de oportunidad. Todo ello requirió del establecimiento de marcos jurídicos e institucionales bilaterales, y de reglas de funcionamiento y coordinación de los despachos que viabilizaran las transacciones.

Otro jalón importante en el camino hacia la integración energética de ALyC es la creación de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) en 1973. En el contexto de la crisis energética desatada por el primer shock petrolero, ante la carencia de políticas energéticas y la necesidad de enfrentar en forma adecuada la crisis, y luego de intensas negociaciones, 27 países de ALyC suscriben el convenio

³⁰ Integrada por empresas eléctricas y organismos del sector eléctrico de la República Argentina, el Estado Plurinacional de Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Paraguay, Perú, Uruguay y Venezuela (República Bolivariana de Venezuela).

³¹ Repasar algunas de las razones invocadas en la resolución del Directorio de UTE convocando al Primer Congreso de Integración Regional puede resultar ilustrativo: ... “ha llegado el momento en que las futuras expansiones de las instalaciones de UTE debieran realizarse teniendo en cuenta las posibilidades de intercambiar energía con los países vecinos”. ... “...cuando la importancia del sistema y el adelanto de la técnica hace pensar en la necesidad de franquear fronteras, la economía regional debe ser un factor importante en la determinación de las soluciones más convenientes”. “... (es necesario) intensificar esfuerzos afín de desarrollar una integración eléctrica regional que permita el abastecimiento de energía eléctrica en las condiciones más económicas de inversión y explotación” (CIER, 1964).

³² “Seamos francos, la integración eléctrica regional no es sólo el problema de la interconexión o de la energía que se pueda intercambiar, es fundamentalmente un problema de cómo nos vamos a poder entender, dialogar, superar nuestros prejuicios y estrecheces” (CIER, 1964).

³³ En el caso del gas natural, también considerado servicio estratégico, se agregó además el interés por la preservación de un recurso no renovable.

constitutivo de la Organización³⁴. Se establece así un mecanismo de cooperación entre los países de la Región con el objetivo de desarrollar sus recursos energéticos, atender conjuntamente los aspectos relativos a su eficiente y racional aprovechamiento e impulsar la integración energética regional.

b) Integración de mercados

En la década de los 90, a medida que los pilares conceptuales del modelo neoliberal se iban imponiendo en la región, la mayoría de los sectores eléctricos de la región experimentaban cambios drásticos, en respuesta al creciente deterioro por el que atravesaban dichos sectores³⁵. Entre los aspectos más relevantes se promovía la privatización de las empresas estatales del sector y la apertura a la participación privada, la separación de las actividades de la cadena eléctrica (generación, transmisión y distribución) y su regulación independiente, acceso abierto a las redes de transmisión (incluyendo conexiones internacionales) y distribución, apertura a intercambios entre empresas de distintos países (tanto en el mercado de contratos como en el de oportunidad), y creación de mercados mayoristas. Mientras a nivel nacional se impulsaban políticas que implicaban el fin de los monopolios integrados estatales, comienza a tomar forma un nuevo esquema de integración regional con base en las premisas del nuevo paradigma. Quienes promovían el modelo afirmaban que en tanto los países establecieran políticas orientadas a la creación de mercados eficientes, la integración de sus mercados (desarrollados en un ambiente de competencia, transparencia y claridad de reglas de juego) sería una consecuencia natural de dichas políticas. Se argumentaba que la globalización de la economía y la vinculación del capital privado en la industria eléctrica, que habían posibilitado la creación de mercados nacionales (Ejemplo: Argentina, Chile, Perú, Colombia, Bolivia (Estado Plurinacional de), Brasil), generarían las condiciones para la creación de mercados regionales de energía. Concebida en estos términos, la integración se convertiría en un jalón natural en el camino por alcanzar el óptimo del conjunto.

Se sostenía que, producto de su riqueza en recursos energéticos y su desigual distribución, existía en la región un gran potencial para la integración energética, que ofrecía importantes oportunidades de negocio, tanto a las empresas productoras y transportadoras de energía existentes en la región como a los nuevos inversionistas. En consecuencia, el desarrollo de interconexiones que se justificaran desde el punto de vista de una optimización conjunta, podían ser realizadas por la actividad privada a su riesgo siempre que lograra captar una parte de la renta generada (por la producción de energía, requerimientos de potencia, reserva, servicios auxiliares y calidad), acorde con la rentabilidad esperada para este tipo de proyectos. Además de ser rentables para quienes participen, se sostenía que las interconexiones permitirían en el largo plazo, mediante el incremento de la competencia, una reducción en la tarifas de la energía eléctrica. (Proyecto CIER 02, 1999).

Así planteadas las cosas, la existencia de asimetrías y barreras regulatorias se convertirían en los principales obstáculos a detectar y remover. De ahí el énfasis en la exigencia que los sectores eléctricos de los países convergieran hacia un mismo modelo (o por lo menos que compartieran sus características más relevantes)³⁶. En muchos de los documentos de la época se hacía referencia a la necesidad del cumplimiento de “condiciones de simetría y reciprocidad” por parte de los mercados eléctricos nacionales así como la no discriminación de la energía en función de su origen o destino, como condiciones para avanzar en el camino

³⁴ Cuyo órgano de dirección está conformado por los ministros del área energética de los países miembros.

³⁵ La compleja situación que afectaba a gran parte de los sectores eléctricos de la región, marcada por la existencia de importantes ineficiencias en el desempeño y dificultades para atender las necesidades de inversión, dio pie y facilitó la implementación del nuevo modelo.

³⁶ Es ilustrativo que en el ejercicio del Proyecto CIER 02 (1997-1999), a los efectos de la medición de los impactos de la integración, aun cuando se reconocía la existencia de normativas diferentes (en algunos casos muy diferentes), se consideró una regulación tipo, con base en las premisas del modelo hegemónico, para todos los países suramericanos. Indudablemente había una necesidad de simplificar, pero también es cierto que existía la convicción que se iba inexorablemente en esa dirección.

de la integración. Se planteaba también, la necesidad de disponer a nivel regional de una institucionalidad y organización similar a la exigida para los mercados nacionales eficientes (Proyecto CIER 03, 2001³⁷).

Un aspecto clave de este paradigma y que como veremos más adelante tuvo un impacto directo en las experiencias de integración energética, fue la eliminación o relativización del carácter estratégico del suministro energético, lo que volvía superflua la búsqueda de la autosuficiencia energética (Proyecto CIER 03, 2001).

En el marco de un nuevo contexto energético regional, en que el gas natural adquirió particular importancia como vector energético, y en un esquema que promovía una lógica de integración de mercados y de impulso a la inversión privada, se concretaron varios proyectos de interconexión eléctrica y gasífera que posibilitaron la realización de intercambios de energía a nivel regional³⁸. Entre otros, Argentina exportando energía eléctrica firme a Brasil, Chile y Uruguay (en este último caso utilizando instalaciones ya existentes), Colombia exportando energía eléctrica a Ecuador, los países de Centroamérica con intercambios de energía eléctrica (de oportunidad y firmes), Bolivia (Estado Plurinacional de) exportando gas a Brasil y Argentina, Argentina exportando gas a Chile, Brasil y Uruguay³⁹.

Anteriormente ya habíamos hecho mención a la importancia de los criterios de asignación de los beneficios de una interconexión eléctrica. Bajo este esquema de integración de mercados, este punto se convertirá en uno de los más controversiales. Es interesante notar que de alguna manera ya habían sido anticipados en el Proyecto CIER 02, cuando se planteaba la interrogante de si sería posible mantener una asignación de beneficios razonable dentro de los mecanismos de mercado. Y en particular hacía referencia a que no parecería justo que un país que estuviera aportando al abastecimiento de otro recibiera como “beneficio” un encarecimiento de sus costos locales⁴⁰.

Otra inquietud que se planteaba en ese mismo estudio, tenía que ver con el hecho que si bien los privados podían mostrarse activos en la detección de buenas oportunidades de negocios, se temía que pudiesen adolecer de cierto cortoplacismo y que la carencia de una visión sistémica no les permitiera detectar beneficios de cuantificación compleja (así como su permanencia en el tiempo); y de captar la conveniencia y necesidades del conjunto de actores y de la comunidad. Respecto de esto último se señalaba que en tanto las iniciativas de integración podían afectar sectores importantes de la sociedad así como el desarrollo estratégico del país, las autoridades públicas debían tener en consideración no sólo los impactos sectoriales sino también aquellos de orden económico, social, ambiental y político.

En el mismo estudio se alertaba sobre la conveniencia que las políticas oficiales regulasen los volúmenes de reservas y niveles de producción asignables a la exportación, para los casos en que la libre disponibilidad del recurso y libre acceso a los mercados dieran preferencia a los operadores privados en decisiones sobre recursos energéticos no renovables. También se sostenía que en algunas situaciones en las que los flujos de gas y electricidad actuales y previstos fueran de magnitud significativa y realizados por actores privados (caso Argentina y Chile), cabría considerar la conveniencia de una previsión clara por las autoridades públicas de los requerimientos totales a largo plazo, de las reservas necesarias para su abastecimiento y de las fluctuaciones de costos en función de estos factores. Se argumentaba que, un incumplimiento de las condiciones contractuales, escasez o encarecimiento futuro de recursos energéticos, podría afectar intereses nacionales, no exclusivamente privados, perjudicando el proceso de integración. Muchas de estas inquietudes resultaron finalmente premonitorias.

Como ya se ha señalado, a comienzos de la década del 2000, en un contexto de crisis económicas, sociales y políticas por las que atravesaron varios países de la región, el paradigma

³⁷ El Proyecto CIER 03 (1999-2001) analizó las limitaciones existentes en Sudamérica para el desarrollo de las interconexiones y el incremento del comercio, tanto en el ámbito técnico como institucional y regulatorio. Además, en el marco del paradigma vigente en dicha época, elaboró recomendaciones y opciones para encarar las limitaciones identificadas.

³⁸ Generalmente en el marco de acuerdos internacionales, entre los que se encuentran los suscritos por la CAN, el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional de América Central (MER) y el MERCOSUR.

³⁹ En esos años comienza una competencia entre gasoductos (para abastecer centrales eléctricas) y líneas de transmisión de electricidad, y entre gas transportado por ductos y buques para transportar gas natural licuado (GNL).

⁴⁰ En algunos países se aplicaron medidas regulatorias para mitigar este efecto, que de alguna forma implicaron un cierto desacople entre los mecanismos de formación de precios internos y para la exportación.

neoliberal comienza a mostrar síntomas de agotamiento. Por otra parte, el alza de los precios del petróleo y la incertidumbre en la disponibilidad de gas en el Cono Sur provocaron importantes cambios en la situación energética. Esta situación tuvo su impacto en los procesos de integración energética en la medida que en algunos casos afectó la operatoria de los flujos energéticos entre los países (ej. problemas de abastecimiento local de gas natural que terminaron afectando los contratos de exportación de gas natural de Argentina hacia Chile, Brasil y Uruguay, renegociación de los contratos de exportación de energía eléctrica desde Argentina hacia Brasil y Uruguay, cambios regulatorios en El Salvador que afectaron el funcionamiento del MER).

Las consecuencias inmediatas de estos hechos fueron la generación de un clima de desconfianza entre los países respecto de los intercambios energéticos y en los inversores en general, sobre la conveniencia de invertir en proyectos de interconexión. Además se instaló la duda acerca de si un país puede asumir compromisos de exportación de energía en firme a otro país.

Ante esta realidad, la concepción que le negaba a los recursos energéticos atributos de carácter estratégico, y en particular, que consideraba a la energía eléctrica un *commodity* como cualquier otro, mostró sus limitaciones. En su lugar, se constató que por el fuerte impacto sobre el funcionamiento socio-económico del conjunto de la sociedad, cuando un país tiene dificultades para abastecer su demanda interna, lo más probable es que privilegie el mercado interno al cumplimiento de sus compromisos de exportación. Por otra parte, se ha visto que consideraciones de carácter geopolítico han estado presentes en el desarrollo los procesos de integración energética de la región, alentando determinados intercambios en desmedro de otros, al margen de consideraciones de tipo estrictamente económico.

La realidad mostró también la extrema vulnerabilidad a la que se vieron expuestos los países habían hecho la opción de depender en forma significativa del suministro en firme de energía eléctrica y/o gas natural por parte de países vecinos⁴¹, a cambio de conseguir precios ventajosos en relación a otras alternativas energéticas⁴².

Todas estas consideraciones pusieron en tela juicio si la lógica de la búsqueda de oportunidades de negocio y el énfasis en la integración de mercados, eran las vías más apropiadas para avanzar en la concreción de los proyectos de integración.

c) Seguridad de abastecimiento y reducción de la dependencia

En los últimos años, con el advenimiento de nuevos paradigmas, y en respuesta a las dificultades anteriormente reseñadas, muchos países de la región han avanzado en la búsqueda de soluciones a sus problemas energéticos, con énfasis en la seguridad del abastecimiento, la reducción de la dependencia y la incorporación de consideraciones de tipo social en sus políticas energéticas. Se constata una reivindicación del carácter estratégico de los recursos energéticos, un mayor interés en la preservación de los recursos energéticos no renovables⁴³ (priorizando su uso para la demanda interna) y una revalorización de la planificación energética. Estas consideraciones, a las que se suma la gran volatilidad que están presentando los mercados energéticos, han propiciado una mayor presencia del Estado en el sector energético, tanto en lo que atañe a su rol empresarial como en la fijación de políticas energéticas.

⁴¹ Atributos que usualmente acompañan a las inversiones en el sector energético, como su largo tiempo de maduración y la especificidad de sus activos (importantes costos hundidos), refuerzan dicha vulnerabilidad y encarecen y restringen la búsqueda de opciones alternativas.

⁴² El caso chileno constituye un ejemplo paradigmático. Habiendo adoptado a fines de los 90' una estrategia de largo plazo para desarrollar el parque generador sobre la base ciclos combinados usando gas natural importado de Argentina (Proyecto CIER 02, escenario prospectivo promedio sobre tendencias de equipamiento en base a informes de la CNE de Chile), frente a las dificultades del país vecino para satisfacer sus requerimientos de este combustible, Chile debió recurrir a todos los medios a su alcance para implementar soluciones transitorias o de emergencia (usualmente muy caras), con el fin de evitar caer en situaciones de racionamiento, y repensar su estrategia de mediano y largo plazo. Es precisamente ante estas situaciones que cobra plena vigencia la máxima de que "la energía más cara es la que no se tiene".

⁴³ Con una activa participación de Estado en la fijación de las estrategias de reservas.

Por otra parte otros atributos importantes de la integración energética tales como su contribución a la diversificación y especialmente aquellos relacionados con la seguridad de abastecimiento y el incremento en la confiabilidad de los sistemas, que no habían sido considerados durante el paradigma anterior como elementos claves para el fortalecimiento de la integración, han comenzado a ser revalorados. La experiencia muestra que en múltiples ocasiones, estos atributos han contribuido de forma decisiva a la superación de situaciones críticas de abastecimiento energético de los países.

Desde la perspectiva de un privado, a estas cualidades de la integración se le otorga usualmente poco valor económico, ya que se trata de eventos cuya probabilidad de ocurrencia es en general baja y muy difícil de evaluar. En estos casos, la renta resultante difícilmente haga económicamente viable un proyecto de interconexión internacional. Desde la óptica del Estado en cambio, evitar la ocurrencia de restricciones en el abastecimiento eléctrico, tiene un valor económico y político, que puede exceder con creces al valor de la renta producida en esos casos.

Adicionalmente, el apoyo mutuo que se dan los sectores eléctricos de los países en circunstancias de crisis, son particularmente valiosos para cimentar los lazos de confianza. Frente a estos casos críticos, en los que debe primar una visión de largo plazo de las relaciones entre los países, es importante contar con reglas bien claras y modalidades de intercambio que eviten que ante al escaso poder negociador de la parte importadora, la parte exportadora se vea tentada de imponer precios abusivos. En caso contrario, la construcción de dichos lazos se verá severamente dañada.

Hasta el momento, los intercambios de energía eléctrica entre países sudamericanos, que han requerido del tránsito por terceros países, han sido muy limitados. Se trata sin duda de un tema complejo y delicado, que requerirá de un importante esfuerzo negociador por parte de los países para alcanzar acuerdos que permitan incorporar a la operativa normal el tránsito de energía por terceros países. Quizás el ejemplo más importante y frecuente sea el de la venta de energía eléctrica del Brasil hacia Uruguay transitando por el sistema de transmisión de Argentina. Si bien este procedimiento está relativamente sistematizado, no deja de tener elementos ad hoc, adaptados a cada circunstancia. Por su parte, los países centroamericanos, en el marco de las reglas de operativas del MER, han realizado importantes avances en la implementación de un esquema de remuneración de la transmisión que contemple el tránsito por terceros países.

Con el contexto descripto como telón de fondo, la mayoría de los países de la región se encuentran abocados a planificar el desarrollo de sus sistemas eléctricos, con particular énfasis en alcanzar un reducido grado de dependencia en el abastecimiento (cuando no la autosuficiencia). Resulta sin embargo llamativo, que en sus planes de expansión, algunos de estos países se proyecten a sí mismos como exportadores (y en cantidades significativas) hacia los países vecinos⁴⁴.

En opinión de los expertos en el tema, el comercio regional de electricidad es muy restringido en comparación con las oportunidades disponibles. La importante dispersión de valores que se observa en los costos de generación entre los diferentes países, y lo exiguo del monto de los intercambios (del orden del 5% al 7% y del 0.8% al 5.5% en relación al total generado en América del Sur y América Central respectivamente), reforzarían dicha afirmación⁴⁵. De todas formas, resulta útil contar con referencias a nivel mundial de los logros alcanzados por otros procesos regionales de integración eléctrica.

El caso europeo, muchas veces tomado como ejemplo a seguir, muestra un historial de más de 60 años de intercambios eléctricos, con instancias de coordinación de la operación y el desarrollo de la red eléctrica de transmisión de Europa Continental. Sin embargo, no obstante tratarse de un sistema interconectado relativamente bien desarrollado⁴⁶, con un marco institucional y regulatorio supranacional

⁴⁴ Esta situación se da particularmente en aquellos países que están proyectando la construcción de centrales hidroeléctricas de porte importante en relación al tamaño de sus mercados. Cabe acotar también que cantidades que puedan ser relevantes para un país exportador, no necesariamente tengan la misma significación para un país importador de porte mayor.

⁴⁵ Se observa también que las interconexiones existentes presentan un bajo factor de utilización, salvo casos puntuales de situaciones de déficit energético de alguno de los países (ej. Interconexión Ecuador- Colombia en 2004-2006; interconexión Argentina – Brasil en 2000-2001; Interconexión El Salvador- Guatemala en el 2000).

⁴⁶ Un dato relevante a los efectos de visualizar el desarrollo de las interconexiones entre los países de Europa Occidental, resulta de calcular la capacidad de importación como porcentaje de la potencia instalada. Este ratio arroja para el conjunto un

maduro (en pleno proceso hacia la conformación de un mercado único), las cifras del total de los intercambios en relación al total generado, se ubican en valores del entorno del 10% (Eurostat)⁴⁷. La experiencia europea ha sido también rica en mostrar las complejidades y dificultades que conllevan estos procesos, en la medida que como ya hemos comentado, suponen una reducción de la autonomía de los países en el manejo de sus recursos y precios, y una limitación del poder soberano de los Estados participantes (delegado en autoridades de carácter supranacional).

3. Conclusiones

Más allá de las complejidades y dificultades que presentan los procesos regionales de integración energética en AL, los avances han sido significativos. La experiencia de estos procesos en el marco del MERCOSUR, la CAN y el MER muestra que éstos se han podido desarrollar bajo diferentes esquemas, tanto en lo físico como en lo comercial y regulatorio. Los países del MERCOSUR han concretado en los últimos 30 años una cantidad significativa de proyectos, que han permitido avanzar en la integración de sus sistemas eléctricos y desarrollar intercambios con importantes beneficios para las partes. Esta afirmación no implica el desconocimiento de controversias entre los países, algunas de ellas de fuerte impacto en su relacionamiento. Sin embargo, los países siguen trabajando en la mejora de los mecanismos de intercambio⁴⁸, tránsito de energía a través de terceros países y existen importantes proyectos construcción (ej. Interconexión de gran porte Uruguay-Brasil) y otros en fase de estudio (ej. Central hidroeléctrica binacional de Garabí). Centroamérica por su parte, se haya embarcada en el que es quizás el proyecto de integración eléctrica regional más ambicioso, el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC). Este Sistema, que estará completamente operativo en el correr del presente año, permitirá disponer de una capacidad de transporte de 300 MW entre los países de la región⁴⁹. En cuanto al proceso de integración eléctrica regional andina (incluido Chile), éste ha tomado un nuevo impulso a partir del encuentro de autoridades del Sector en Galápagos (02/2011) y en Lima (07/2011). Instancias en las cuales se acordó la creación de grupos de trabajo y la elaboración de un plan de actividades con el objetivo de facilitar el desarrollo de infraestructura y los acuerdos comerciales y regulatorios necesarios para realizar intercambios de energía entre los países⁵⁰.

No obstante los importantes avances hasta ahora alcanzados por la integración eléctrica regional han redundado en importantes beneficios para los países, queda aún un enorme potencial del cual sacar

valor aproximado al 17%, destacándose Dinamarca, Suecia y Bélgica con valores de 50%, 30% y 29% respectivamente. Por su parte, Reino Unido con el 2.6% y España con 4%, presentan los guarismos más bajos (fuente: UCTE).

⁴⁷ Sobresalen como países estructuralmente exportadores e importadores, Francia e Italia respectivamente. En los últimos años, en términos medios, Francia ha venido exportando energía eléctrica en montos cercanos al 10% de su generación; en tanto Italia, importó electricidad por valores aproximados al 15% del abastecimiento interno (Eurostat).

⁴⁸ Es interesante hacer notar la riqueza de modalidades que se han implementado a los efectos de facilitar los intercambios entre los países. Sólo a modo de ejemplo y por lo novedoso, se podría hacer referencia al llamado intercambio compensado, por el cual Brasil ha abastecido en los últimos años de energía en modalidad interrumpible de origen hidráulico a la Argentina y Uruguay (entre mayo y agosto), con el compromiso de ser devuelta entre setiembre y noviembre. Mediando un pago si los precios de liquidación de diferencias (PLD) del sistema brasilero, son mayores al momento del suministro desde Brasil que cuando se efectúa la devolución.

⁴⁹ Dado el reducido tamaño de sus mercados eléctricos, un elemento dinamizador importante de la integración eléctrica centroamericana, y que en parte explica lo avanzado de su proceso, es la necesidad de tener una escala adecuada para disponer de una producción eléctrica más eficiente.

⁵⁰ En el Estudio de Prefactibilidad Técnico Económica de Interconexión Eléctrica, que realizaron conjuntamente los cinco países con el apoyo del PNUD (2010), se da una idea clara de los potenciales beneficios de esta interconexión y también de las dificultades y complejidades que derivarían de su reparto. A modo de ejemplo, en un escenario de interconexión entre los cinco países -con las capacidades necesarias para posibilitar los intercambios económicos entre los sistemas- operando conjunta y coordinadamente, se obtendrían beneficios globales por más de 3.000 millones de US\$ (de los cuales la tercera parte corresponderían a valorización de reducción de emisiones de CO₂). En cuanto a los efectos sobre los países y sus sectores eléctricos, el estudio muestra impactos muy dispares, entre los que cabría resaltar el sesgo netamente importador de Chile, que obtendría una rebaja importante de sus costos de abastecimiento, en tanto que por su rol exportador, el Estado Plurinacional de Bolivia vería aumentar sensiblemente sus costos de generación, y en menor medida Perú. Por otra parte, el análisis del lado de la oferta (análisis privado de interconexiones), arrojaría incrementos sustanciales en los ingresos del sector de generación del Estado Plurinacional de Bolivia y Perú, y disminuciones importantes en el respectivo sector chileno.

provecho⁵¹. Además, los mecanismos hasta ahora implementados, se han revelado insuficientes para soportar tensiones importantes (particularmente en momentos de crisis energética, económica o política).

La experiencia reciente mostró que consideraciones de carácter geopolítico, así como aspectos que involucran cuestiones de soberanía, deberán ser tomadas en cuenta a la hora de dar un nuevo impulso a la integración energética regional. El énfasis en la seguridad del abastecimiento y la reducción de la dependencia ocuparán seguramente un lugar importante en la agenda energética regional.

Todo parece indicar también, que los esquemas de integración que se están configurando, buscarán un nuevo equilibrio entre la participación pública y privada en lo que atañe al rol empresarial y al financiamiento, y contarán con una importante presencia del Estado en la planificación y fijación de políticas energéticas.

Ante este escenario, parecería existir un cierto consenso en que no hay condiciones para plantearse la conformación de un mercado eléctrico con despacho unificado a nivel regional (y tampoco subregional), ni un entorno favorable para la implementación de contratos firmes de exportación/importación⁵². En cambio, existiría un amplio margen de actuación para seguir profundizando en la integración de los sistemas, sobre la base de intensificar la utilización de la infraestructura regional disponible, mediante la implementación de transacciones de corto plazo que permitan una mejor utilización de los recursos energéticos regionales⁵³ (en un marco de respeto por la autonomía de los diferentes países en cuanto al manejo de sus recursos energéticos internos), así como la construcción de centrales binacionales (incluida la construcción por un país de una central en otro) y nuevas interconexiones que resulten viables bajo los nuevos esquemas.

Para ello se requerirá (además de una voluntad política que debería plasmarse en la firma de tratados entre los Estados): una institucionalidad mínima y una armonización regulatoria básica que posibilite los diferentes tipos de acuerdos; esquemas de arbitrajes internacionales; la existencia de una infraestructura de interconexión; y una planificación a nivel nacional que incorpore una visión regional, coordinando al menos la expansión de la transmisión y los requerimientos de capacidad para las situaciones de emergencia (Proyecto CIER 15, 2010).

Queda también planteado el desafío de encontrar mecanismos de asignación que permitan neutralizar o atenuar los eventuales impactos negativos de los proyectos de interconexión, e implementar fórmulas de reparto de los beneficios globales que puedan ser consideradas por las partes como justas y equitativas.

En este contexto, los esquemas de integración con mayor probabilidad de éxito, serán aquellos que se construyan sobre la base del respeto por los intereses y posturas ideológicas de cada país y presenten un diseño flexible⁵⁴ que les permita adaptarse a un entorno cambiante.

⁵¹ Existen una multiplicidad de estudios que lo demuestran.

⁵² Lo que no implica que deban ser descartados. Pero para que los compromisos asumidos sean creíbles, deberán estar acompañados de una institucionalidad y un diseño regulatorio que les permita adaptarse a los cambios, soportar eventos de crisis (energéticas, económicas, políticas) y contar con los medios físicos que los hagan viables. El Salvador por ahora, parece ser el único país de la región que en su plan de expansión del sector eléctrico ha previsto, aunque en forma acotada, la opción de incorporar contratos firmes de largo plazo de importación (hasta el presente, 30 MW con una hidroeléctrica ubicada en Guatemala).

⁵³ Y que entre otros beneficios pueden aportar: una mayor confiabilidad para el suministro eléctrico ante situaciones de grandes mantenimientos de centrales o problemas de indisponibilidades forzadas prolongadas de las centrales eléctricas, una mayor estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia al incrementar la inercia de los sistemas eléctricos interconectados, una mayor garantía de regulación de la frecuencia (al tener una mayor cantidad de reserva rotante en el sistema eléctrico dispuesta a efectuar tareas de regulación primaria y secundaria), una mayor estabilidad de la tensión por incremento de las potencias de cortocircuito de los sistemas eléctricos interconectados, menores reservas operativas de cada sistema eléctrico, y un mejor aprovechamiento de economías de escala en la construcción de centrales eléctricas, y una mejor inserción al sistema de las Energías Renovables no Convencionales (ERNC) -particularmente la eólica-, ya que las mismas pueden ser planificadas teniendo en cuenta las potencialidades de las interconexiones internacionales.

⁵⁴ Que incluya, la operativa normal más económica considerando los recursos que aportan las interconexiones y el apoyo en situaciones de emergencia, sin comprometer las “reservas” que se consideren estratégicas y procurando filtrar o amortiguar, el efecto negativo que los intercambios podrían tener sobre algunos de los actores del mercado interno (CIER 15, 2010).

C. Anexos

CUADRO 1

INTERCAMBIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN AMÉRICA DEL SUR (GWH) - AÑO 2009

	Exportador										Total Imp.	Porcentaje Oferta M.I.
	Argentina	Bolivia (Estado Plurinacional de)	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela (República Bolivariana)		
Bolivia (Estado Plurinacional de)			993				6831		251		8075	7,11
Brasil							38478		14	300	38792	7,70
Chile (importador)	1348										1348	2,40
Colombia											0	0,00
Ecuador					1077				63		1140	7,04
Paraguay											0	0,00
Perú											0	0,00
Uruguay	963		505								1468	16,97
Venezuela (República Bolivariana)					282						282	0,25
Total Exportación	2311	0	1498	0	1359	0	45309	63	265	300	51105	
Porcentaje de producción	1,89	0,00	0,32	0,00	2,36	0,00	82,62	0,19	3,30	0,24		5,5

Fuente: Elaboración propia en base a datos estadísticos CIER.

Si se analiza la evolución de los intercambios eléctricos de los países de América del Sur para el período 2001-2009 (en base a datos estadísticos CIER), se observa que, excluyendo las exportaciones de Paraguay que se mantienen en valores relativamente estables, el resto de los flujos presenta importantes variaciones.

Un dato relevante a los efectos de captar la importancia y volatilidad de estos intercambios, resulta de calcular la participación de las exportaciones e importaciones respecto de la producción y el abastecimiento interno de energía eléctrica (Oferta M. I.)⁵⁵. En este sentido destaca Paraguay como país netamente exportador, con alrededor del 85% de lo que produce. Colombia (con valor máximo de 3.5% en el 2005) y Venezuela (República Bolivariana de) exhiben también una orientación exportadora, pero muy leve. Por su parte, Brasil y Argentina presentan un sesgo importador estructural (debido fundamentalmente al acceso a los excedentes paraguayos de Itaipú y Yacyretá, respectivamente). El Brasil ha venido reduciendo la participación de las importaciones respecto del consumo total en forma gradual y persistente (del 11.5% en 2001 al 7.5% en 2009). Argentina por su parte, se venido moviendo en una franja entre el 7% y 10%, dependiendo de la hidraulicidad de sus centrales y/o de la disponibilidad de gas natural.

En el mismo período, Uruguay y Ecuador son los países que presentaron mayor dependencia y variabilidad respecto de las importaciones. Ambos países, por padecer de un déficit de energía firme, debieron recurrir a la importación masiva de energía eléctrica en situaciones de baja hidraulicidad. Para Ecuador las importaciones representaron en los años 2004 y 2005 valores en el entorno del 12.5% del abastecimiento interno, en tanto que en 2001 y 2002 registró valores inferiores al 1%. Uruguay, por su parte, registró sus valores más altos en el 2004 y 2006 (28.5 y 33.5% respectivamente) y el mínimo en el 2001 (4%). Paradojalmente, en años de buena hidraulicidad, Uruguay puede exportar excedentes hidráulicos en cantidades significativas (llegando a representar el 17% y 21% de su generación en 2001 y 2002 respectivamente).

Analizada la Región en su conjunto, los flujos de intercambios eléctricos internacionales en relación al total generado en el período 2001-2009, han fluctuado entre valores que van del 5.5% al 7%. De los cuales cerca del 90% proviene de las exportaciones de los excedentes paraguayos de Itaipú y Yacyretá.

Respecto de la relación entre la capacidad de importación y la potencia instalada de generación, Paraguay y Uruguay presentan por lejos los valores más altos de dicha relación.

⁵⁵ Comprende los consumos finales, los consumos propios y las pérdidas por transporte y transformación.

CUADRO 2
TRANSACCIONES DE ENERGÍA EN EL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL
DE AMÉRICA CENTRAL (MER) (GWH) AÑO 2009

	Inyección	Retiro	% Oferta M. I.	% Producción
Costa Rica	68	82	0,89	0,74
El Salvador	78	206	3,49	1,24
Guatemala	82	14	0,18	1,03
Honduras	46	0	0,00	0,70
Nicaragua	2	2	0,06	0,06
Panamá	92	64	1,07	1,34
Total Región	368	368	0,94	0,91

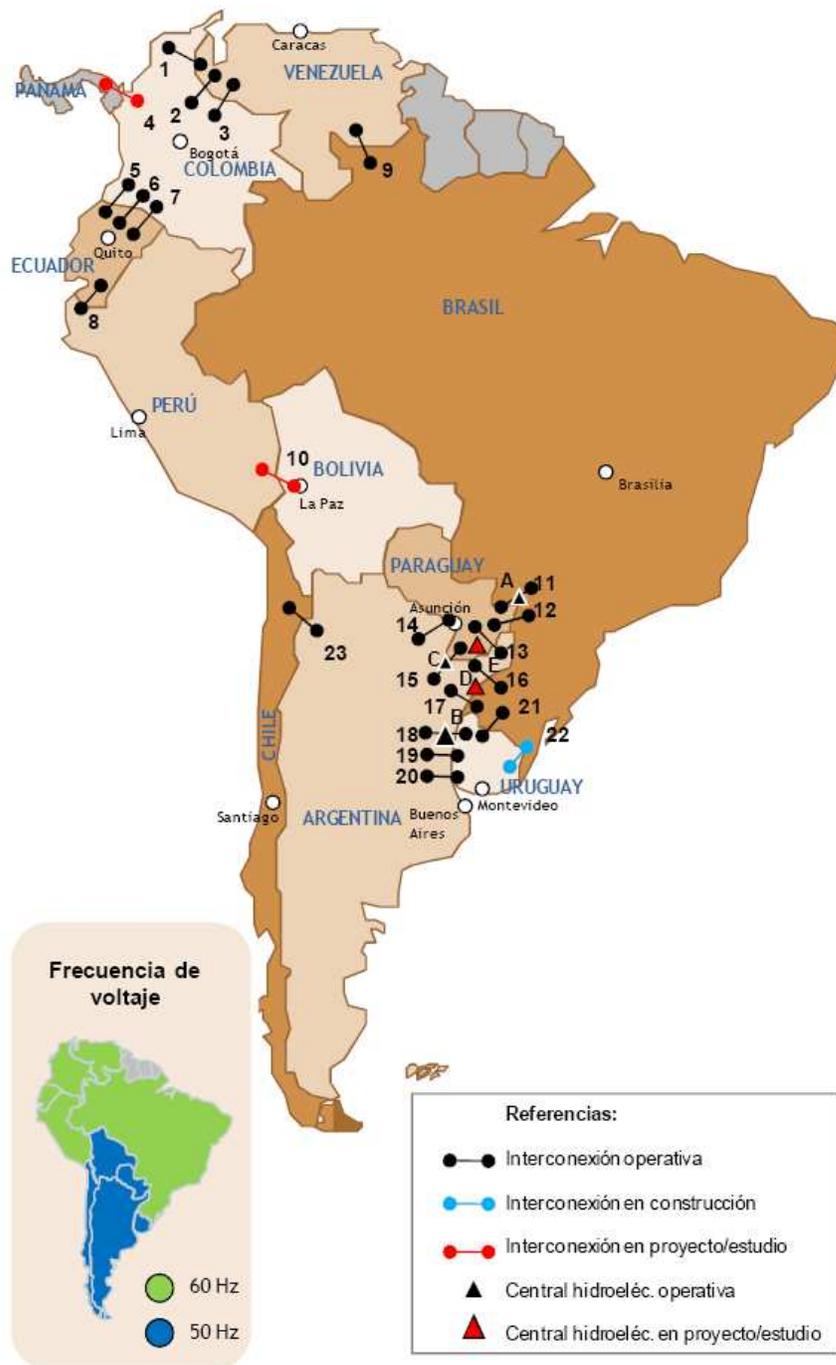
Fuente: Elaboración propia en base a datos estadísticos CIER.

Nota: Guatemala en 2009 inició la importación de energía desde México.

Ese año representó un total de 19 GWh

Del análisis de los intercambios de electricidad entre los países de América Central para el año 2009 (en base a datos estadísticos CIER), se infiere que no obstante la larga historia de intercambios existente, el avance en el sistema interconectado regional y de una institucionalidad regulatoria y operativa relativamente madura, las cifras permanecen modestas. Si bien dichos intercambios llegaron en el 2000 a representar valores cercanos al 5.5% de la generación total (explicados básicamente por los intercambios entre Guatemala y El Salvador), en años posteriores se fueron reduciendo hasta estabilizarse en guarismos cercanos al 1%.

MAPA 1 CENTRALES E INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS INTERNACIONALES EN AMÉRICA DEL SUR



Fuente: CIER, Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER (2009).

Nota: Los límites y los nombres que figuran en este mapa no implican su apoyo o aceptación oficial por las Naciones Unidas.

CUADRO 3
INTERCONEXIONES Y CENTRALES ELÉCTRICAS INTERNACIONALES
EN AMÉRICA DEL SUR

Países	Ubicación	Tensión	Observaciones
Ar-Bo	La Quiaca (Ar) – Villazón (Bo)	13,2 kV	Existente
Ar-Bo	Pocitos (Ar) – Yaculba (Bo)	33 kV	Existente
Ar-CI	Río Turbio (Ar) – Puerto Natales (CI)	33 kV	Existente
Ar-Py	Posadas (Ar) – Encarnación (Py)	33 kV	Operativa, 10 MW
Ar-Uy	Concordia (Ar) – Salto (Uy)	30 kV	No operativa
Bo-Br	Puerto Suárez (Bo) – Corumbá (Br)	13,8 kV	Existente
Bo-Br	San Matías (Bo) – Corixa (Br)	35 kV	Operativa
Bo-Pe	Desaguadero (Bo) – Zepita (Pe)	24,9 kV	Existente
Bo-Pe	Casani (Bo) – Yunguyo (Pe)	24,9 kV	Existente
Br-Co	Tabatinga (Br) – Letícia (Co)	13,8 kV	Existente
Br-Py	Ponta Pora (Br) – Pedro Caballero (Py)	22 kV	Operativa, 6 MW
Co-Ve	Arauca (Co) – Guasdalito (Ve)	34,5 kV	Operativa, 6 MW
Co-Ve	Pto. Carreño (Co) – Pto. Páez (Ve)	34,5 kV	Operativa, 7,5 MW

Ref.	Países	Ubicación	Tensiones	Potencia	Observaciones
1	Co-Ve	Cuestecita (Co) – Cuatricentenario (Ve)	230 kV	150 MW	Operativa (60 Hz)
2	Co-Ve	Tibú (Co) – La Fría (Ve)	115 kV	36 / 80 MW	Operativa (60 Hz)
3	Co-Ve	San Mateo (Co) – El Corozo (Ve)	230 kV	150 MW	Operativa (60 Hz)
4	Co-Pa	Cerrromaloso (Co) – Panamá (Pa)	-	300 MW	En estudio
5	Co-Ec	Pasto (Co) – Quito (Ec)	230 kV	200 / 250 MW	Operativa (60 Hz)
6	Co-Ec	Jamondino (Co) - Pomasqui(Ec)	230 kV	250 MW	Operativa (60 Hz)
7	Co-Ec	Ipiales (Co) – Tulcán (Ec)	138 kV	35 MW	Operativa (60 Hz)
8	Ec-Pe	Machala (Ec) – Zorritos (Pe)	230 kV	110 MW	Operativa (60 Hz)
9	Br-Ve	Boa Vista (Br) – El Guri (Ve)	230/400 kV	200 MW	Operativa (60 Hz)
10	Bo-Pe	La Paz (Bo) – Puno (Pe)	230/220 kV	150 MW	En proyecto (50/60 Hz)
11	Br-Py	Salidas de Central Itaipú	500/220 kV	14.000 MW	Operativa (60/50 Hz)
12	Br-Py	Foz de Iguazú (Br) – Acaray (Py)	220 / 138 kV	50 MW	Operativa (60/50 Hz)
13	Ar-Py	El Dorado (Ar) – Mcal. A. López (Py)	220 / 132 kV	30 MW	Operativa (50 Hz)
14	Ar-Py	Clorinda (Ar) – Guarambaré (Py)	132/220 kV	150 MW	Operativa (50 Hz)
15	Ar-Py	Salidas de Central Yacretá	500 kV	3.200 MW	Operativa (50 Hz)
16	Ar-Br	Rincón S.M. (Ar) – Garabí (Br)	500 kV	2.000 / 2.200 MW	Operativa (50/60 Hz)
17	Ar-Br	P. de los Libres (Ar) – Uruguayana (Br)	132/230 kV	50 MW	Operativa (50/60 Hz)
18	Ar-Uy	Salto Grande (Ar) – Salto Grande (Uy)	500 kV	1.890 MW	Operativa (50 Hz)
19	Ar-Uy	Concepción (Ar) – Paysandú (Uy)	132/150 kV	100 MW	Op. en emerg. (50 Hz)
20	Ar-Uy	Colonia Elia (Ar) – San Javier (Uy)	500 kV	1.386 MW	Operativa (50 Hz)
21	Br-Uy	Livramento (Br) - Rivera (Uy)	230/150 kV	70 MW	Operativa (60/50 Hz)
22	Br-Uy	Pte. Médici (Br) - San Carlos (Uy)	500 kV	500 MW	En construc. (60/50 Hz)
23	Ar-CI	C.T. TernoAndes (Ar) – Sub.Andes (CI)	345 kV	633 MW	Operativa (50 Hz)

Ref.	Países	Denominación	Río	Cap. instalada	Observaciones
A	Br - Py	Itaipú	Paraná	14.000 MW	En operación
B	Ar - Uy	Salto Grande	Uruguay	1.890 MW	En operación
C	Ar - Py	Yacretá	Paraná	3.200 MW	En operación
D	Ar - Br	Garabí	Uruguay	1.500 MW	En estudio
E	Ar - Py	Corpus	Paraná	3.400 MW	En estudio

Fuente: CIER, Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER (2009).

D. Bibliografía

- Bielschowsky, R. (2009), “Sesenta años de la CEPAL: Estructuralismo y neoestructuralismo”.
- Celave, A. (2009), “La energía como instrumento para la integración regional en América del Sur”. Trabajo de investigación para DEA Universidad Complutense de Madrid.
- CEPAL (2010), Panorama de la inserción internacional (Paninsal) de ALyC, 2009-2010.
- _____ (2006), Panorama de la inserción internacional (Paninsal) de ALyC, 2005-2006.
- _____ (2000), Panorama de la inserción internacional (Paninsal) de ALyC, 1999-2000.
- _____ (2010), La inversión extranjera directa en América Latina y el Caribe.
- _____ (2012), La inversión extranjera directa en América Latina y el Caribe.
- CIER - (1964), Primer Congreso de Integración Regional – Uruguay.
- CNE - (2010), Estudio para Análisis de Prefactibilidad técnico Económica de Interconexión eléctrica entre Bolivia (Estado Plurinacional de), Chile, Colombia, Ecuador y Perú.
- Ente Operador Regional (EOR), (2008-2009), Memoria.
- Ferreira, A. (2011), “Integración: sueño y realidad en Sudamérica”. Edición, Fundación Alexandre Gusmão.
- Gudynas, E (2005), “El regionalismo abierto de la CEPAL: insuficiente y confuso”. Observatorio Hemisférico.
- Guerrero, A. (2010), “La integración energética como instrumento para el fortalecimiento del proceso de integración suramericano – UNASUR”. Universidad Colegio Mayor de Nuestra Señora del Rosario – Facultad de Relaciones Internacionales – Bogotá.
- Mansilla, D. (2011), “Integración Energética y Recursos Naturales en América Latina”. La Revista del CCC.
- North, D. (1990), “Instituciones, cambio institucional y desempeño económico”.
- Orejuela, A. y Orejuela, V. (2006), “Aspectos favorables y factores adversos de la interconexión eléctrica Ecuador-Colombia”.
- Proyecto CIER 15 – Estudio de transacciones de electricidad entre las regiones Andina, América Central y MERCOSUR. Fase 1 (2006) y Fase 2 (2010).
- Proyecto CIER 02 – (1997-1999), “Energía sin fronteras – Integración eléctrica suramericana – Interconexión mercados mayoristas”.
- Proyecto CIER 03 – (1999-2001), “Interconexiones regionales de los mercados eléctricos en Sudamérica. Estudio de barreras técnicas, institucionales y regulatorias.
- Rozas, P. (2006), “La crisis de los modelos de integración Latino Americana”.
- _____ (2006), “La crisis del MERCOSUR y el difícil camino de la integración Latinoamericana”.
- Sunkel, O. (1998), “Desarrollo e integración regional: ¿otra oportunidad para una promesa incumplida?”.

II. Integración eléctrica Perú – Ecuador – Colombia

Roberto Gomelsky

A. Síntesis

La referencia frecuente al tema de la integración eléctrica denominándolo como interconexiones entre países puede dar lugar a ciertas confusiones de tipo conceptual.

En realidad la denominación correcta en esta primera etapa en la que se encuentran los países andinos y otras subregiones o áreas en América Latina, en particular el caso de Ecuador, Colombia y Perú, es de acuerdos comerciales para realizar transacciones internacionales de electricidad (TIE) limitadas a excedentes disponibles y a la capacidad de los enlanches internacionales en cada momento.

Es un concepto similar al establecimiento de tratados de libre comercio o acuerdos comerciales específicos que se refieren a otros productos como el banano, el café, la soya u otros commodities, para los que se negocian acuerdos comerciales entre los países productores y los consumidores que dan el marco económico para que los agentes económicos de cada lado realicen los intercambios comerciales de exportación-importación, por ejemplo el caso de algunos países productores/exportadores de banano o grupos de ellos con la Unión Europea.

Dado que la electricidad no es un commodity sino un producto no almacenable de transporte por redes con funcionamiento en línea, requiere una infraestructura física especial que son las líneas de interconexión, así como los commodities requieren puertos con instalaciones de descarga para petróleo o GNL o transporte refrigerado y cámaras de maduración en destino para las frutas. En el caso de las interconexiones eléctricas, éstas requieren además de modelos de operación física y económica y la coordinación de los despachos nacionales a efectos de establecer los flujos y sus remuneraciones armonizando sistemas de operación y precios que son diferentes.

Sin embargo, se puede perder la perspectiva si se concentra el análisis y las discusiones únicamente en aspectos técnicos y económicos operacionales.

Las interconexiones y los sistemas para operarlas necesitan de complejos modelos matemáticos para coordinar los despachos nacionales y el re-despacho de flujos para intercambio. Sus precios, si bien importantes, no son el centro de los acuerdos comerciales para las TIE sino solamente su soporte. La

médula del avance en un proceso de integración eléctrica son los acuerdos comerciales que establezcan, más allá de los modelos matemáticos, el marco general para posibilitar las TIE dentro de una concepción estratégica como un paso inicial que permita avanzar en sucesivas etapas que produzcan beneficios para las partes, no solamente en los costos de la energía pero también en las cuantiosas inversiones que el sector debe realizar permanentemente.

La experiencia de varios años entre Ecuador y Colombia, que es la única que existe por el momento en términos de intercambios significativos dentro de la Comunidad Andina, mostró ciertos problemas precisamente en los aspectos comerciales, como por ejemplo en la asignación de las rentas de congestión, que ya fue ajustado, pero restan otros aspectos operativos importantes a dilucidar, pero más que eso, resta establecer una visión política y estratégica multinacional que redefina las líneas de avance en un proceso de integración eléctrica subregional.

El sector eléctrico es altamente intensivo en capital y un 60%-70% de las inversiones corresponden al seguimiento de la generación. Esto indica que podrían obtenerse mayores beneficios económicos por la vía de las inversiones que de los costos operativos. Pero, ¿cómo puede pensarse en pasar a la siguiente etapa si la actual de los acuerdos comerciales podría estar en riesgo por los criterios de autosuficiencia y el temor a la dependencia e los países vecinos?

En términos generales, puede decirse que es necesario elevar la vista por encima de las torres y conductores de los sistemas de transmisión y de las computadoras y modelos de los centros de despacho para retomar las discusiones bilaterales y multilaterales con una renovada visión político-estratégica a largo plazo, donde se establezcan estrategias y metas para definir verdaderos acuerdos comerciales que sean convenientes y aceptados por las partes involucradas y a partir de allí diseñar los sistemas de transmisión, reglas de operación y fórmulas de precios para que dichos acuerdos comerciales se materialicen, y no a la inversa como pudo haber ocurrido en el pasado.

Con esa óptica, pareciera que la solución de los problemas existentes o la generación de nuevos acuerdos y sus reglas exceden el ámbito puro del sector eléctrico, sus entes reguladores, centros de operación y despacho y empresas eléctricas o comités constituidos únicamente por ellos.

Sería necesario, en consecuencia, que se desarrolle una nueva etapa en el planteo de un plan de integración eléctrica regional y subregional en el cual tengan un rol central los organismos nacionales responsables de la política económica y de las relaciones internacionales y comerciales, con el apoyo de entidades de integración y cooperación regional que debería coordinar y aunar esfuerzos a tal fin.

En este sentido, podría buscarse un esquema en el cual la UNASUR, que está trabajando en un plan decenal de infraestructura y comunicaciones y la CAN que es responsable de las regulaciones supranacionales de las TIE intracomunitarias para sus países miembros, contando con la contribución de organismos especializados como la OLADE, cuyo ámbito de trabajo es la integración energética, y la CEPAL, con una vasta experiencia de décadas en apoyar estas iniciativas en el Istmo centroamericano, pudieran apoyar a los países el área en la formulación e implementación de una estrategia que apunte a la conformación de mercados eléctricos regionales.

B. Antecedentes, situación actual y perspectivas de la integración eléctrica Perú – Ecuador – Colombia

1. Evolución de los intercambios de energía

La capacidad efectiva de los enlaces de interconexión internacional totaliza en la actualidad 635 MW, lo que representa el 12.5% de la capacidad efectiva total del sistema eléctrico ecuatoriano. La importancia relativa de la transmisión como un generador adicional al sistema ecuatoriano aumenta a un 17% si se considera la potencia instalada en el servicio público.

La evolución histórica de las TIE muestra que los intercambios han sido básicamente entre Colombia y Ecuador. En el caso de Perú prácticamente no hubo flujos, luego de la entrada en operación de la línea

Machala-Zorritos a 230KV en el año 2005 solo hubo importaciones mínimas de Ecuador provenientes del Perú en dicho año y en el 2009, y no se registraron históricamente flujos de energía desde Ecuador a Perú.

Las importaciones de Ecuador provenientes de Colombia se iniciaron a mayor escala con la puesta en servicio de la primera línea de interconexión a 230 KV, 240 MW de potencia efectiva, en el año 2003, adquiriendo una participación importante desde entonces hasta el 2006 en el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica del mercado ecuatoriano, llegando a representar entre un 10% y 12% de la generación bruta del sistema, debido principalmente a bajas hidrologías, requerimientos en períodos de estiaje y falta de respaldo térmico operativo en Ecuador. A partir el año 2007 dichas importaciones se redujeron drásticamente debido a la entrada en servicio de la central hidroeléctrica San Francisco y otros equipamientos.

A partir del 2006-2007 Ecuador planteó algunas modificaciones a Colombia en relación a las rentas de congestión y otros temas como el cargo por capacidad. Finalmente, la Decisión 720 de la CAN dejó sin efecto temporalmente por dos años la Decisión 520 hasta que se resuelvan los vacíos existentes en las regulaciones regionales de las TIE y manteniendo un Anexo con el régimen transitorio para las TIE solamente para el caso Colombia-Ecuador en el cual se mantiene el criterio de no asignar las rentas de congestión al sistema de transmisión y distribuir las 50%-50% entre los mercados exportador e importador, tal como se indica en el capítulo sobre marco regulatorio.

Durante el período con experiencia relevante en las TIE, éstas siempre han sido de corto plazo originadas en los despachos coordinados. En efecto, aunque las regulaciones supranacionales y el reglamento de las TIE de Ecuador se refieren a contratos de largo plazo entre agentes del mercado, las regulaciones nacionales de ambos países solo se aplican a las TIE de corto plazo. En consecuencia no hubo ningún desarrollo del mercado de contratos bilaterales, porque no hubo un interés reflejado en las regulaciones vigente, no solamente en relación a los mercados eléctricos nacionales sino también por el sobre costo de transmisión originado en las rentas de congestión.

La flamante Decisión CAN 822 de agosto de 2011, que sustituyó a la 720 luego de transcurridos 20 de los 24 meses establecidos en ésta última para definir un nuevo marco general para las TIE entre los Países Miembros de la Comunidad Andina sin que hubiera ningún avance al respecto, prorrogando por otros dos años dicho plazo, muestra algunos avances conceptuales al respecto en un segundo anexo que establece los lineamientos generales del régimen transitorio acordado entre Ecuador y , por el momento solo aplicable a las transacciones entre Ecuador y Perú y eventualmente Perú y Colombia. Aún cuando falta la reglamentación respectiva, se nota un avance conceptual importante, sobre todo en el énfasis hacia los contratos bilaterales en el Anexo II aplicable a Ecuador-Perú.

2. Las perspectivas desde la óptica de la planificación eléctrica nacional

Con respecto a los planes nacionales de expansión de generación-transmisión, los países los elaboran de manera autónoma, sin ningún planteamiento explícito en cuanto a proyectos de generación a escala regional, ya sea multilateral o nacional de gran escala.

En Colombia y Perú el sector eléctrico está abierto a la inversión privada y los planes de expansión de generación-transmisión son referenciales como información general para potenciales inversionistas. En el Ecuador el sector está actualmente en manos del Estado, el Plan Maestro de Electrificación es de cumplimiento obligatorio.

Aunque en algunos casos se tienen en cuenta las interconexiones internacionales para evaluar posibles escenarios futuros para los intercambios de electricidad, como en el caso del Plan Referencial de Colombia, las decisiones de inversión o la orientación de las mismas apuntan en general a la autosuficiencia. Desde esta perspectiva el futuro que puede visualizarse es el mantenimiento de un nivel de integración ligado únicamente a las interconexiones físicas y los intercambios de energía vinculados a ellas mediante la operación coordinada de los sistemas eléctricos y posiblemente contratos de largo

plazo. El volumen de los intercambios también se mantendría probablemente en niveles moderados a bajos dependiendo de las hidrologías, posibles retrasos en planes de obras a nivel nacional y las condiciones operativas a lo largo del tiempo, ya que el objetivo de autosuficiencia es en buena medida opuesto a una integración económica a mayor escala en el sector eléctrico.

En el caso del Plan Maestro de Electrificación del Ecuador (2009-2020) publicado por el Consejo Nacional de Electrificación (CONELEC), por ejemplo, se incluye dentro de las políticas generales el fortalecimiento de la expansión del sistema nacional interconectado y el desarrollo técnico del sector eléctrico regional, a través del consecuente incremento de inversiones, reducción de costos de generación y mayor intercambio de electricidad entre los países de la región. Sin embargo, se plantea el objetivo de soberanía y autosuficiencia, conceptos contrapuestos en alguna medida al anterior.

De hecho en dicho Plan Maestro 2009-2020 está claramente planteado para el sector eléctrico ecuatoriano el escenario de autosuficiencia. En consecuencia, la realidad es que la decisión de llevar adelante los grandes proyectos actualmente en construcción como Coca-Codo Sinclair (1500 MW), Sopladora (487 MW), Toachi-Pilatón (288 MW), se tomó sobre la base de la pre-eminencia del mencionado criterio de autosuficiencia y sin plantearse una estrategia internacional para pasar a un rol exportador. Más aún, está explícitamente escrito en un documento público dicho Plan Maestro que el escenario que el país debe concretar con la construcción de su plan de obras es el de autosuficiencia para no depender de las importaciones de electricidad de Colombia.

En el caso de Colombia, si bien en su Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2010-2024 publicado por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), así como en versiones anteriores, se consideran los sistemas de los países y regiones vecinos en los escenarios futuros para simular la operación del sistema nacional y por otra parte, analizan posibles intercambios, no hay indicaciones explícitas sobre una estrategia deliberada respecto a coordinar los programas de construcción de proyectos o estrategias definidas de transacciones internacionales de energía eléctrica con metas pre-establecidas.

En el caso de Perú el último Plan Referencial disponible no está actualizado, solo hay una mención a los acuerdos internacionales en curso y en un documento reciente del año 2010 para la promoción del sector eléctrico entre inversionistas privados el Ministerio de Energía y Minas solamente menciona el tema de las interconexiones binacionales, indicando que la única línea construida (con Ecuador) aún no opera regularmente debido a que faltan justamente los acuerdos comerciales.

C. Contexto político y marco regulatorio

1. Algunos aspectos políticos y estratégicos

a) Integración económica vs cooperación regional

Ecuador: la visión actual de la integración regional

El Plan Nacional de Desarrollo del Ecuador (Plan Nacional del Buen Vivir 2009-2013) establece entre sus estrategias fundamentales la Inserción estratégica y soberana en el mundo y la integración latinoamericana.

Señala que:

“Es imprescindible partir de una noción integral de soberanía para articular una política exterior moderna, operada por una diplomacia activa y dinámica. El concepto de soberanía que el Ecuador promulga nos obliga a plantear nuestra integración, con y para los pueblos del mundo, de una manera amplia y solidaria, como la capacidad de los propios pueblos para auto determinarse en sus decisiones públicas, en materias política, territorial, alimentaria, energética, económica, financiera, comercial y cultural. Ello implica rebasar la visión de soberanía que se limita al control de las fronteras, para incorporar las dimensiones política, económica, cultural, alimentaria, ambiental y energética. El ejercicio

de la soberanía debe darse de manera amplia, para construir un mundo más equitativo, justo y solidario, donde prime la justicia transnacional, como el ejercicio y la garantía, sin fronteras, de una justicia participativa, socioeconómica, pero sobre todo inter-generacional en el espacio global. El objetivo fundamental de la política exterior ecuatoriana es potenciar el desarrollo endógeno del país, reequilibrando sus relaciones geopolíticas en un contexto internacional, que toma en cuenta diversos actores internacionales de manera estratégica”.

“El nuevo orden internacional que perseguimos es multipolar, con protagonismo de los pueblos del Sur; favorece el multilateralismo en su arquitectura institucional y propicia novedosos procesos de integración, cooperación para el desarrollo y diálogo político armónico. El punto privilegiado para construir estos espacios, es la promoción del regionalismo latinoamericano. Por ello, tanto la Unión de Naciones Sur Americanas (UNASUR), como la Alianza Bolivariana para las Américas (ALBA) y la Organización de Estados Latinoamericanos y del Caribe (OELAC) son prioridades nacionales a la hora de articular mecanismos de integración convergente y posicionamiento alineado para la definición de agendas globales”.

También menciona como objetivos de integración regional la creación del Banco del Sur, la Organización de Estados Latinoamericanos y otras propuestas de cooperación regional en el marco de una nueva concepción integradora con menos dependencia de los países desarrollados.

Esta visión marca rumbos diversos de la realidad actual, propiciando nuevas iniciativas de integración sin hacer mención al reforzamiento de los mecanismos de integración existentes, entre ellos la Corporación Andina de Naciones (CAN) que sigue existiendo con todos sus órganos en funcionamiento (Secretaría de la Junta del Acuerdo de Cartagena, Tribunal andino, etc.) y que actualmente es el regulador supranacional de las interconexiones eléctricas entre sus países miembros, cuyas decisiones son vinculantes de acuerdo al marco legal vigente.

Existe una percepción generalizada que la CAN se fue debilitando paulatinamente con el correr de los años, generándose interrogantes sobre el futuro de este organismo de cooperación regional. No obstante, incluso luego del retiro de Venezuela (República Bolivariana de), la entidad está operativa y siguen vigentes las normativas regionales. Tal es así que Ecuador y Colombia recurrieron a la CAN para plantear algunos problemas y diferencias en relación con los intercambios de energía eléctrica entre los dos países, dando lugar a una nueva Decisión, publicada en fecha tan reciente como finales del 2009 con régimen de transición aún vigente, como se verá más adelante.

En todo caso, para hablar de integración eléctrica entre un grupo de países y sus etapas intermedias como intercambios de energía y operación coordinada, inversiones conjuntas y llegar al final a un mercado eléctrico único, es importante señalar que esto siempre debe estar enmarcado en un proceso de integración económica, también con fases intermedias y que en consecuencia es relevante ver el rumbo que toma ese marco global en la región.

En tal sentido, se aprecia un avance significativo de la Unión de Naciones del Sur, UNASUR, planteándose algunos interrogantes sobre la vinculación de esta iniciativa global de todos los países del subcontinente con los esfuerzos anteriores y entidades pre-existentes como el Mercosur y la CAN.

Integración económica: un proceso lento que aún debe superar obstáculos importantes

Analizando las experiencias de la región en términos de integración económica, puede verse que la misma, concebida como la conformación de una economía regional con una política económica global y entidades rectoras supranacionales, moneda común, etc., que implica delegación de soberanía al estilo de la Unión Europea, está aún bastante lejos para América Latina y el Caribe en términos generales.

Sin embargo, como se mencionó anteriormente llaman la atención los avances en el caso de la UNASUR, no obstante las diferencias entre los modelos de desarrollo y los enfoques de la política económica y social existentes entre varios países de América del Sur.

Luego de una década de vaivenes en el proceso de diálogos y la obtención de algunos consensos, los cuatro grupos de trabajo creados siguieron trabajando y en particular en el marco del COSIPLAN (Consejo Suramericano de Infraestructura y Planeamiento) se está elaborando un plan decenal de infraestructura y comunicaciones, “de donde saldrán las prioridades de los proyectos conjuntos para la integración física”, de acuerdo a declaraciones de su actual secretaria General.

El Tratado Constitutivo de la UNASUR entró en vigencia el 11 de marzo de 2011 con la ratificación de 9 países, estableciéndose la Sede de la Secretaría General en Quito Ecuador. Resta la ratificación legislativa de Brasil, Colombia y Paraguay, que se está tramitando en los respectivos Parlamentos.

La región se destaca como una de las que tiene mayor potencial de desarrollo en el mundo en cuanto a su mercado potencial de 370 millones de habitantes, abundantes recursos naturales y gran biodiversidad.

Lo que se avizora son proceso de cooperación regional en varios temas, el más avanzado es el de defensa, el Consejo de Defensa Suramericano decidió crear un Centro de Estudios de Defensa con sede en Buenos Aires y habrá que esperar al mencionado plan de infraestructura para conocer los planteamientos en dicha área y como se manejarán los temas energéticos en ese ámbito, especialmente en el caso de la electricidad que hoy tiene un marco subregional diferente en el caso de los países andinos. Otro de los temas prioritarios para la región es el abatimiento de la pobreza que hoy incide en un tercio de la población.

En cuanto a la integración económica, como se mencionó anteriormente aún está algo lejana. En el contexto de la UNASUR, la Secretaria General del organismo ve mayores dificultades debido a las diferencias existentes. “Los modelos de desarrollo son distintos y afectan la consecución rápida de metas comunes. Tal vez el camino en este campo es más largo que en otros pero se ha hecho un trabajo serio”⁵⁶.

b) Integración eléctrica (mercado regional) vs interconexión (infraestructura)

Dentro del marco de la historia y las perspectivas de la cooperación económica en América latina y sus diversas subregiones, la cooperación regional en materia de energía eléctrica se ha venido desarrollando en un proceso ya largo y que en general puede afirmarse que se encuentra en una primera etapa en el camino a la integración eléctrica pero aún no lo es.

Una concepción amplia de integración eléctrica implicaría la existencia de un único mercado eléctrico con único marco regulatorio dentro del cual los agentes del mercado pueda realizar inversiones indistintamente en cualquier país de la región y entregar la energía y potencia a una única red despachado de manera centralizada, pudiendo comercializarse la energía en cualquier parte del sistema. Este es un objetivo muy difícil de lograr aún en un contexto de integración económica global y podría considerarse como un objetivo final de muy largo plazo que podría alcanzarse en algunos grupos de países.

En el camino hay oportunidades que van conduciendo a un proceso de integración eléctrica gradual, aunque puede haber un abanico de situaciones a lo largo de dicho camino. En efecto, pueden reconocerse dos fases, una primera que consiste en acuerdos comerciales de intercambios de electricidad, los que requieren interconectar los sistemas nacionales para posibilitar la materialización de dichos intercambios (Transacciones Internacionales de Electricidad, TIE) en base a esa infraestructura y ciertas reglas de operación técnica y económica del vínculo eléctrico internacional y de las formas como este es despachado en los sistemas nacionales y las reglas para valorizar los intercambios. Este es el caso de las interconexiones entre Ecuador y Colombia y Ecuador y Perú, aunque en el segundo caso la situación es diferente en cuanto a los niveles de intercambio y la existencia de acuerdos comerciales definidos, como se verá más adelante. En este caso las inversiones se limitan únicamente a los sistemas de transmisión binacionales y los acuerdos sobre las TIE se limitan a la regulación de las transacciones de corto plazo (mercado ocasional o spot) y a la posibilidad de realizar contratos entre generadores y distribuidores y consumidores no regulados ubicados a ambos lados del vínculo internacional. . En el caso de contratos de potencia firme, estos podrían tener un efecto sobre eventuales postergaciones de inversión en el país importador siempre que se acepte disminuir los márgenes de reserva, siendo un

⁵⁶ María Emma Mejía. Entrevista Revista Gestión, Quito, Ecuador, artículo citado.

avance en la camino hacia una etapa de planificación e inversiones conjuntas. En síntesis, se trata principalmente de interconexión física y regulación de intercambios, regulares o para emergencias.

Una segunda fase que representa un mayor grado de integración dentro del sector sería avanzar en proyectos de inversión comunes pero no solamente en transmisión sino en generación, ya sea con inversiones binacionales o multinacionales o solamente en un país pero para el mercado regional. Esta segunda fase o estadio de desarrollo de la integración eléctrica pasa necesariamente por una planificación coordinada o conjunta de los sistemas eléctricos, que ya serían subsistemas del sistema regional. Aún cuando existan marcos regulatorios y modelos de mercado distintos en cada país, se trata de tener un marco regulatorio supranacional que permita las inversiones en proyectos de dimensión o carácter regional.

Esto significa la aceptación de que en función del aprovechamiento de recursos naturales localizados en un país A o el desarrollo de proyectos más eficientes en términos financieros y ambientales, ya sea mediante empresas públicas y privadas de ese país, o empresas regionales o terceros, esa energía sea utilizada en otros países B, C y D vinculados eléctricamente con el país A. Es decir que el país en el cual se localiza el proyecto regional sería “exportador” pero ya no de excedentes sino de manera sistemática de acuerdo a una operación conjunta de los sistemas eléctricos, y el (los) país (es) receptor (es) aceptaría equiparse con una capacidad menor a su demanda o sin llegar a ello, disminuir su reserva, contando con los flujos de potencia y energía y/o el respaldo de reserva proveniente de países vecinos.

En el caso de Ecuador, Colombia y Perú no se aprecia ninguna señal hacia el futuro para pasar a esta etapa de planificación y decisiones de inversión conjuntas entre dos o más países. La expansión de la generación se planifica con criterios de autosuficiencia en Ecuador. En el caso de Colombia los planes son solamente referenciales, para brindar información útil como marco general a inversionistas potenciales y consideran el efecto de las capacidades y demanda en sistemas vecinos como Ecuador y América Central (aún cuando en este caso no hay aún sistemas de interconexión en operación). En Perú también las inversiones están en manos privadas y no hay señales que apunten a un mercado regional.

Es más, viendo la situación actual de la integración eléctrica entre Ecuador, Colombia y Perú y sus perspectivas, lo que puede visualizarse es el mantenimiento de la situación actual de intercambios sostenidos pero de magnitud pequeña en relación a los mercados nacionales en el caso de Ecuador-Colombia y la operación prácticamente nula casi sin intercambios del vínculo entre Ecuador y Perú, a menos que se cambie por completo el enfoque de los países hacia un desarrollo de verdaderos mercados eléctricos regionales modificando los criterios prevalecientes de autosuficiencia energética con intercambios solo como complemento o respaldo, con una visión político-estratégica que permita establecer el marco adecuado para las transacciones económicas.

Más allá de los avances logrados y de expectativas existentes en ciertas entidades regionales, la realidad de los intercambios existentes y previsibles junto con las limitaciones aún existentes en los acuerdos regionales y bilaterales indican claramente que se requiere una buena dosis de apego a la realidad para reconocerla y cambiarla en el futuro; poco se ha logrado en el pasado y se logrará en el futuro con planteamientos que reflejan expresiones de deseos más que realidades.

2. El marco regulatorio

La CAN ha emitido algunas Decisiones relativas a las interconexiones e intercambios de energía eléctrica que son normas de carácter supranacional aplicables todos los países miembros. Además hay regulaciones a nivel nacional en Ecuador y Colombia en relación a la operación de las TIE.

a) Regional

La Decisión CAN 536

La Decisión CAN 536 del 19 de diciembre de 2002 estableció el marco general para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad.

Algunos aspectos relevantes eran, entre otros:

Artículo 1.- La interconexión subregional de los sistemas eléctricos y el intercambio intracomunitario de electricidad entre los Países Miembros de la Comunidad Andina se hará conforme a las siguientes reglas:

- Los Países Miembros no mantendrán discriminaciones de precios entre sus mercados nacionales y los mercados externos, ni discriminarán de cualquier otra manera en el tratamiento que concedan, a los agentes internos y externos en cada país, tanto para la demanda como para la oferta de electricidad.
- Los Países Miembros garantizarán el libre acceso a las líneas de interconexión internacional.
- El uso físico de las interconexiones será consecuencia del despacho económico coordinado de los mercados, el cual será independiente de los contratos comerciales de compra-venta de electricidad.
- Los contratos que se celebren para la compraventa intracomunitaria de electricidad serán únicamente de carácter comercial. Ningún contrato de compraventa podrá influir en el despacho económico de los sistemas.
- La remuneración de la actividad del transporte de electricidad en los enlaces internacionales tendrá en cuenta que la aplicación del principio de libre acceso a los enlaces elimina la vinculación entre el flujo físico y los contratos de compraventa internacional de electricidad.
- Los Países Miembros asegurarán condiciones competitivas en el mercado de electricidad, con precios y tarifas que reflejen costos económicos eficientes, evitando prácticas discriminatorias y abusos de posición dominante.
- Los Países Miembros permitirán la libre contratación entre los agentes del mercado de electricidad de los Países, respetando los contratos suscritos de conformidad con la legislación y marcos regulatorios vigentes en cada País, sin establecer restricciones al cumplimiento de los mismos, adicionales a las estipuladas en los contratos para los mercados nacionales.
- Los Países Miembros permitirán las transacciones internacionales de electricidad de Corto Plazo.
- Los Países Miembros promoverán la participación de la inversión privada en el desarrollo de la infraestructura de transporte de electricidad para las interconexiones internacionales.
- Las rentas que se originen como resultado de la congestión de un enlace internacional no serán asignadas a los propietarios del mismo.
- Los Países Miembros no concederán ningún tipo de subsidio a las exportaciones ni importaciones de electricidad; tampoco impondrán aranceles ni restricciones específicas a las importaciones o exportaciones intracomunitarias de electricidad.
- Los precios de la electricidad en ambos extremos de los enlaces intracomunitarios deberán servir para valorar las transacciones internacionales de electricidad de Corto Plazo, producto de los flujos físicos determinados por los despachos económicos coordinados. Artículo 5.- Las restricciones e inflexibilidades operativas asociadas con las transacciones de importación y exportación serán tratadas en las mismas condiciones para agentes internos y externos.

Artículo 11.- Los reguladores de los Países Miembros propondrán una metodología para el cálculo del cargo de capacidad. Los contratos de compraventa no serán incluidos en los mecanismos de cálculo para la asignación y pago del cargo de capacidad.

La Decisión CAN 720 del 5 de Noviembre del 2009: Sobre la vigencia de la Decisión 536

El 4 de Diciembre de 2009 entró en vigencia la decisión CAN 720 que modifica algunos aspectos de la decisión CAN 536. La nueva disposición de los países Andinos es transitoria por dos años, y cambia aspectos de las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE) como la diferenciación de precios para la demanda nacional y la demanda internacional, la distribución de las rentas de congestión y las condiciones para las exportaciones de energía.

La Decisión 720 dejó sin efecto la aplicación de la Decisión CAN 536 por un plazo de hasta dos años, con excepción del Artículo 20 que creó el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad, encargado de promover las normas que sean necesarias para alcanzar los objetivos previstos en el Marco General.

En el Artículo 2 se decide efectuar una revisión de la Decisión 536 para establecer un nuevo marco general que regule las transacciones de energía eléctrica entre los Países Miembros. En el anexo establece también un Régimen Transitorio a ser aplicado por Ecuador y Colombia en la liquidación de sus transacciones comerciales.

Los aspectos más importantes del Anexo de la Decisión 720 aplicables a Ecuador y Colombia son:

- No discriminación en el tratamiento a agentes internos y externos, excepto para la oferta de electricidad en la cual estarán discriminados los precios para las demandas nacional y externa.
- Libre acceso a las líneas de interconexión internacional.
- Despacho económico coordinado de los mercados, independiente de los contratos de compra-venta.
- Contratos de compra-venta únicamente de carácter comercial, sin influencia en el despacho económico.
- Remuneración del transporte de electricidad: el libre acceso elimina la vinculación entre flujos físicos y contratos de compra-venta internacional.
- Ambos países asegurarán condiciones competitivas en el mercado eléctrico, con precios y tarifas que reflejen costos económicos eficientes, sin prácticas discriminatorias y abusos de posición dominante.
- Colombia y Ecuador permitirán la libre contratación entre los agentes del mercado, respetando los contratos suscriptos en conformidad con las regulaciones vigentes en cada país.
- También permitirán las transacciones internacionales de corto plazo y promoverán la participación de la inversión privada en el desarrollo de la infraestructura para las interconexiones internacionales.
- Las rentas de congestión del enlace internacional no serán asignadas a los propietarios del mismo, sino que serán asignadas por parte iguales para cada mercado (50% para el importador y 50% para el exportador).
- No habrá subsidios, aranceles ni restricciones específicas para las exportaciones e importaciones de electricidad.
- Las TIE de corto plazo producto de los flujos físicos determinados por la coordinación de los despachos económicos serán valorizadas en base a los precios en ambos extremos del enlace. Ambos países acordaron retomar las conversaciones sobre los subsidios que tienen efectos sobre el valor de las TIE.
- Colombia y Ecuador establecerán mecanismos para la remuneración del transporte en los enlaces internacionales. Asimismo, garantizarán la transparencia de la información requerida para planificar y construir enlaces internacionales y además tendrán en cuenta la información de otro país en la “planificación de la expansión de los sistemas nacionales de

transmisión y los enlaces internacionales...buscando coordinar la planificación con una visión de integración regional.” (Artículo 9).

- En el capítulo sobre TIE de corto plazo, el Anexo de la Decisión 720 establece aspectos operativos similares a los previamente existentes en el acuerdo de interconexión bilateral.
- Artículo 19: “Colombia y Ecuador impulsarán los cambios en sus respectivas normativas nacionales que promuevan la armonización de sus marcos normativos en materia de operación de interconexiones eléctricas y de transacciones comerciales de electricidad”.

Con respecto a las disposiciones de la Decisión CAN 720, cabe mencionar que actualmente en el Ecuador las tarifas se encuentran subsidiadas, los precios medios de la electricidad distan de reflejar costos eficientes. Además, la generación, transmisión y distribución están totalmente en manos del Estado, a través de diferentes empresas en cada segmento. Actualmente solamente se permite la inversión privada en centrales de generación para autoconsumo con ventas solamente de excedentes a la red interconectada.

Por otra parte, si bien hay avances en el tema de planificación y operación de sistemas de transmisión nacional e internacionales, según se destacó más arriba en las referencias a los Artículos 9 y 19 del Anexo, no hay mención ni referencia a la planificación de la generación ni tampoco al concepto de mercado eléctrico regional, como no la hay en ninguna otra normativa regional ni nacional.

En noviembre del 2011 venció el plazo de dos años establecido en la Decisión 720 para establecer una nueva normativa para las TIE a nivel intracomunitario, no se ha establecido aún dicha normativa aunque se aprobó otra decisión con una nueva posposición por dos años.

La Decisión CAN 757 del 22 de Agosto del 2011: Nueva prórroga de la vigencia de la Decisión 536

A partir de la publicación de la Decisión CAN 720 no se ha producido un avance significativo en la revisión de la Decisión 536 para establecer un nuevo marco general para regular las transacciones de electricidad intracomunitarias.

Sin embargo, Ecuador y Perú realizaron importantes acercamientos y luego de varias reuniones bilaterales alcanzaron un Acuerdo que se cerró el 25 de mayo de 2011. Los Ministros de Energía y Minas del Perú, y de Electricidad y Energía Renovable del Ecuador comunicaron sobre este particular a la Secretaría de la CAN, y solicitaron que el mismo sea tratado en el seno de los Organismos Comunitarios, para que llegue a plasmarse en una Decisión que constituya el marco jurídico de este nuevo espacio de cooperación⁵⁷.

El Grupo de Trabajo de Organismos Reguladores de la CAN (GTOR), trató el tema durante tres sesiones hasta alcanzar un acuerdo final en la XXVI Reunión Ordinaria realizada en Lima el 5 de agosto de 2011. Este acuerdo fue trasladado al Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL), instancia comunitaria en la que participan los Ministerios Rectores y Organismos Reguladores de los países miembros Bolivia (Estado Plurinacional de), Colombia, Ecuador y Perú), con la presencia de Chile en calidad de miembro asociado.

En la sesión XIII desarrollada el 11 de agosto de 2011, CANREL conoció la recomendación del GTOR y luego de algunas precisiones, aprobó la Propuesta de Decisión que finalmente fue conocida y aprobada por la Comisión de la CAN el 22 de agosto de 2011, día en que fue publicada en la Gaceta Oficial de la Comunidad Andina la Decisión 757, la que sustituye a la Decisión 720, luego de transcurridos 20 de los 24 meses de plazo establecidos en dicha decisión. Según se establece en el artículo 6 de la recién aprobada Decisión 757, Colombia, Ecuador y Perú, dispondrán de un plazo de hasta 120 días a partir de su publicación, para expedir los marcos normativos internos que permitan su plena aplicación.

⁵⁷ Comisión de la comunidad andina aprueba propuesta de decisión sobre “marco general para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad”. Informe de la comisión de la comunidad andina, conformada por los ministros de comercio exterior de los países miembros. Período 107 de sesiones. 22 de agosto de 2011, sede de la secretaría general de la CAN, Lima-Perú.

La Decisión CAN 757 proroga por otro período de hasta dos años el período de revisión de la Decisión 536 (Artículo 1) y establece los regímenes transitorios para las transacciones de electricidad entre Colombia y Ecuador (Anexo II), y Ecuador y Perú (Anexo II), dentro de un esquema que abre un espacio para que puedan producirse transacciones comerciales de electricidad entre agentes de los tres países.

El Anexo I que establece el régimen transitorio aplicable a las TIE entre Colombia y Ecuador permanece prácticamente sin cambios con respecto al Anexo I de la Decisión 720.

El Anexo II, Régimen Transitorio Aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad entre Ecuador y Perú, es el que introduce cambios conceptuales importantes, ya que se aprecia un mayor énfasis en los contratos bilaterales entre agentes del mercado autorizados por las respectivas entidades nacionales. Según se indica en el Artículo 1, Marco General, entre otros aspectos relevantes:

- Los intercambios de electricidad entre Ecuador y Perú estarán sujetos a la disponibilidad de excedentes de potencia y energía del país exportador.
 - Los excedentes serán determinados por los operadores de cada país, no requeridos para atender la demanda interna o mantener la seguridad del suministro
 - Los intercambios no se basarán en despachos económicos conjuntos de ambos sistemas. Cabe señalar que esto es diferente al esquema aplicado hasta el momento en las regulaciones nacionales de Colombia y Ecuador. Como se verá más adelante, actualmente los intercambios entre Colombia y Ecuador se realizan en base a un despacho coordinado en el cual el sentido del flujo se determina en base a los costos marginales de ambos sistemas y la magnitud de los mismos se establece despachando la interconexión como un generador equivalente en el nodo frontera del país importador. En este caso de Ecuador-Perú, aunque en la Decisión CAN 757 solo se indica lo expresado más arriba y no se dispone aún de un reglamento específico, pareciera que los excedentes se determinarán en base la previsión de balances de potencia y energía en cada país individualmente y el establecimiento de contratos bilaterales, tal como se indica a continuación, que parece ser el mecanismo principal establecido en el Anexo II. Es decir que en el caso de Colombia-Ecuador se privilegia el mercado spot mientras que en el caso de Ecuador-Perú se privilegia el mercado de contratos.
- El intercambio de electricidad se realizará mediante contratos bilaterales de suministro entre los Agentes que, para tal fin, sean autorizados por las entidades que designen Perú y Ecuador, hasta el límite de la capacidad de transmisión que establezcan los respectivos operadores. Los contratos podrán contar con garantías de pago y mecanismos de solución de controversias dentro de las normas de la Comunidad Andina o mediante arbitraje. Sin embargo, el suministro en base a dichos contratos es de carácter interrumpible y la demanda asociada a los mismos no requiere respaldo en potencia ni energía firme.
- Ecuador y Perú permitirán la libre contratación de sus agentes con agentes de otros países, conforme a los marcos bilaterales contenido en la Decisión 757 y demás acuerdos bilaterales que se suscriban con otros países.
- La demanda asociada a los intercambios de electricidad no se tomará en cuenta para la determinación de los costos marginales de los sistemas, la demanda máxima del sistema exportador ni las tarifas aplicables a sus consumidores.
- El agente exportador asumirá internamente los costos marginales de su sistema más todos los costos asociados
- Cuando se requiera utilizar el sistema eléctrico de Ecuador o Perú como tránsito, existiendo la factibilidad técnica de atender un contrato con un agente de un tercer país, el agente exportador deberá pagar los costos asociados por servicios complementarios e inflexibilidades operativas, así como los cargos regulados por peajes u otros que correspondan. El país de tránsito no está obligado a suplir la energía no entregada por el país exportador y por su parte, no podrá utilizar esta energía para cubrir su demanda interna.

En síntesis, la Decisión 757 prorroga nuevamente el plazo para definir un nuevo marco general para las TIE intrarregionales, mantiene en su Anexo I el mismo régimen transitorio para las TIE entre Colombia y Ecuador y como paso adicional importante se agrega el Anexo II relativo al régimen transitorio para las TIE entre Ecuador y Perú y entre ellos y terceros países actuando uno de ellos como país de tránsito.

Aunque el Anexo II muestra avances en el énfasis en los contratos bilaterales y abre la posibilidad para los intercambios entre sistemas eléctricos vinculados por un tercer país, no define como se harían las expansiones de capacidad de los enlaces internacionales ni su regulación y operación económica, se mantiene el concepto de intercambios basados únicamente en excedentes, se explicita que son interrumpibles sin obligación de firmeza en potencia ni energía y consecuentemente sigue sin haber ninguna mención ni referencia a la planificación de la generación ni mucho menos al concepto de mercado eléctrico regional.

b) Nacionales

Ecuador: regulación de las TIE

En un informe tan reciente como la Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano año 2009, publicada por el CONELEC en el año 2010, la definición de TIE se refiere únicamente a las TIE de corto plazo, sin referencia alguna a los contratos de largo plazo: “Las transacciones internacionales de electricidad TIE, son actividades comerciales que se realizan entre los mercados de corto plazo (ocasional) de los países interconectados por uno o más enlaces internacionales. Estas operaciones se originan por la diferencia de precios entre los nodos terminales de dichos enlaces y cuya participación en el mercado será producto del despacho económico coordinado de los operadores de los sistemas interconectados.”

i) Primer antecedente: Reglamento para Importación y Exportación de Electricidad

El 2 de julio de 2001, mediante Decreto Ejecutivo No. 1624, se expidió el Reglamento de Importación y Exportación⁵⁸. Actualmente no está vigente porque fue sustituido en el año 2002 como se verá más adelante, pero es importante comentarlo ya que en el mismo se establecían los requisitos para los agentes autorizados para realizar importaciones y exportaciones de electricidad, las que incluían la posibilidad de contratos de largo plazo:

Artículo 5: Agentes del MEM habilitados para la Importación. Para que un agente del MEM pueda realizar las actividades de importación previstas en el artículo 14 del presente reglamento, deberá tener la calidad de distribuidor o gran consumidor y obtener la autorización del CENACE para el ejercicio de tal actividad; y cumplir, además, con la normatividad vigente.

Artículo 6: Agentes del MEM habilitados para la Exportación: Las actividades de exportación previstas en el artículo 14 del presente reglamento podrán ser realizadas por un generador que haya sido previamente autorizado por el CENACE y que cumpla, además, con la normatividad vigente.

Comercializadores para Importación y Exportación: Serán comercializadores para importación y exportación de potencia y energía, aquellas empresas legalmente constituidas en el país, que hayan obtenido la licencia del CONELEC, en aplicación del literal f) del Art. 61 del Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias, por medio de la cual se les faculta para comercializar en el MEM la energía y potencia provenientes de importaciones o centrales eléctricas binacionales de generación, requeridas por los distribuidores y grandes consumidores; y/o comercializar para exportación la energía y potencia producida en el MEM cuya comercialización en el exterior lo requiera un generador del MEM.

ii) Reglamento vigente para las Transacciones Internacionales de Electricidad: Decreto Ejecutivo No. 3448 del 2002

El Reglamento para Importación y Exportación de Energía indicado anteriormente fue reemplazado el 12 de diciembre del 2002 por el Reglamento para las Transacciones Internacionales de Electricidad promulgado mediante el Decreto Ejecutivo No. 3448, el que establece la metodología de

⁵⁸ Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano año 2009. CONELEC. El reglamento del 2001 descrito en esta publicación aunque ya había sido sustituido en el año 2002.

modelación para la representación, despacho y precios de las TIE ya sea de importación o exportación, aspectos relativos a la asignación de responsabilidades institucionales en el ámbito regulatorio y operativo, la construcción y operación de los enlaces internacionales y los posibles contratos de compra venta.

Es importante destacar que este Reglamento, aún vigente, dedica todo un capítulo al tema de los contratos, aunque las posteriores regulaciones del CONELEC, también vigentes actualmente, solamente se refieren a las TIE de corto plazo sin establecer reglas para los contratos de largo plazo.

Algunos aspectos relevantes del Reglamento vigente para las TIE son:

Artículo 13: Modelación de la Importación. El CENACE modelará y representará a la importación como generación adicional, ubicada en el nodo frontera, cuya participación en el MEM será producto del despacho económico coordinado que se deberá efectuar con el operador del sistema del otro país.

Artículo 14: Modelación de la Exportación. El CENACE modelará y representará a la exportación como una demanda adicional ubicada en el nodo frontera, con la curva de carga horaria producto del despacho económico coordinado que se deberá efectuar con el operador del sistema del otro país. Para la determinación del costo marginal de mercado, el CENACE deberá considerar la demanda total del sistema, esto es la demanda interna y la demanda internacional.

Artículo 15: Transacciones internacionales de electricidad de corto plazo. Las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo, TIE, son transacciones entre los mercados de corto plazo (ocasional) de los países interconectados por uno o más enlaces internacionales, originadas por las diferencias de precios entre los nodos terminales de dichos enlaces y cuya participación en el mercado, será producto del despacho económico coordinado de los operadores de los sistemas interconectados.

Artículo 16: Ofertas de importación y exportación y excedentes. El flujo físico a través de los enlaces internacionales será producto del despacho económico coordinado entre los operadores de los sistemas de los países. En tal sentido, la importación o exportación de electricidad serán evaluadas en función de la diferencia de precios de la electricidad en los nodos frontera de los países interconectados.

Artículo 17: Despacho Económico Coordinado. Corresponderá al CENACE efectuar el despacho económico coordinado con el operador del sistema del país involucrado a través de los enlaces internacionales, tomando en cuenta la oferta disponible y la demanda internacional, según sea el caso, en los nodos frontera, a efectos de programar los recursos de generación y transmisión del país. El despacho económico coordinado para la realización de una TIE es un proceso secuencial, realizado el día anterior al de la operación real.

Artículo 18: Formación del precio en el nodo frontera. El operador de cada sistema interconectado a través de un enlace internacional, debe definir los precios de la electricidad en los extremos de los enlaces internacionales. Para el efecto, el CENACE deberá realizar un despacho económico aplicando las reglas internas y calcular el precio de oferta de la electricidad en el nodo frontera, con base a las regulaciones que emita el CONELEC.

Artículo 19: Comparación de precios en el enlace internacional. La comparación de precios para decidir el sentido de la transacción internacional se realizará en los nodos frontera. Se activará una TIE si la diferencia de los precios en los nodos frontera, cumple con los criterios diseñados para activarla. Los valores de referencia para activar una TIE, disminuyen el riesgo por las aproximaciones introducidas en el cálculo de los precios en el nodo frontera por parte de los operadores de los sistemas. Estos valores serán fijados bilateralmente por los organismos reguladores, sobre la base de la información suministrada por los operadores de los sistemas y por los administradores de los mercados.

Artículo 20: Despacho de las TIE. El despacho de una TIE en el mercado interno, sea importación o exportación de electricidad, será consecuencia de la coordinación previa que deberá efectuarse con el país involucrado y aplicando, en lo que corresponda, las reglas internas del país.

En síntesis, el sentido del flujo se decide en función de los costos marginales en los nodos frontera en ambos sistemas, desde el país de menor al de mayor costo marginal y la magnitud del flujo se

determina en función del despacho económico del sistema considerando al país exportador como un generador equivalente en el nodo frontera del país importador.

El Capítulo VII del Reglamento se refiere a los contratos de compraventa:

Artículo 30: Contratos bilaterales internacionales. Los contratos bilaterales de compraventa de energía, suscritos por agentes de diferentes países, no serán tomados en cuenta por los operadores de los sistemas para decidir el despacho económico coordinado. La forma de liquidación de este tipo de contratos y los mecanismos de registro, serán establecidas en función de los acuerdos entre organismos reguladores y aprobados por el CONELEC a través de una regulación.

Artículo 31: Tipos de Contratos. Los agentes del mercado ecuatoriano pueden suscribir contratos, respetando en todo momento el carácter comercial de los mismos y la no incidencia en el despacho económico coordinado de los sistemas.

Artículo 32: Agentes contratantes. Para la suscripción de contratos de exportación, están habilitados todos los generadores del MEM, mientras que para la suscripción de contratos de importación están habilitados los distribuidores y grandes consumidores del MEM. En ambos casos se observará las restricciones aplicables, establecidas en la normativa para el funcionamiento del MEM.

Artículo 33: Comercializadores del MEM. Los comercializadores del MEM serán aquellas empresas legalmente constituidas en el país, habilitadas para suscribir únicamente contratos de compraventa provenientes de importaciones o exportaciones de electricidad.

Artículo 34: Garantías de pago. Para la realización de las TIE, el CONELEC mediante Regulación, establecerá el mecanismo para la determinación y cálculo de las garantías de pago que deberán otorgarse al mercado exportador, en cumplimiento a los Acuerdos alcanzados por los organismos reguladores.

iii) *Regulación No. CONELEC 002/04, Desarrollo de las Transacciones Internacionales de Electricidad*

En función de las reglas establecidas en el Reglamento de las TIE, el CONELEC emitió las regulaciones específicas requeridas para cumplir con las disposiciones del citado Reglamento.

Luego de la entrada en operación de la línea de interconexión a 230 KV en el 2003, se expedieron otras regulaciones específicas en relación a las TIE.

La Regulación No. CONELEC 002/04, Desarrollo de las Transacciones Internacionales de Electricidad, se refiere únicamente a las TIE de corto plazo, no obstante que el reglamento del 2002 se aplica también al mercado de contrato.

La misma tiene como objetivo establecer los procedimientos para realizar el despacho económico coordinado por parte del CENACE, con el operador del sistema del país involucrado, a efectos de decidir una transacción internacional de electricidad de corto plazo; y además, establecer los procedimientos para realizar la liquidación económica, por parte del CENACE, con el Administrador del mercado del país involucrado, derivada de una transacción internacional de electricidad, sea importación o exportación.

También es aplicable a las TIE la Regulación No. CONELEC 003-04 que establece los procedimientos para la asignación de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición (PRPD) a los generadores hidroeléctricos y termoeléctricos y de la Reserva Adicional de Potencia y las liquidaciones económicas derivadas de dichas asignaciones, ya que estos cargos son aplicables a la potencia entregada por generador equivalente a la interconexión en el nodo frontera.

Colombia

i) *Resolución CREG 004/2003*

La Resolución de la Comisión Reguladora de Electricidad y Gas (CREG) 004/2003 estableció en su artículo 2 las reglas de la Decisión CAN 536 como reglas fundamentales para el intercambio intracomunitario de electricidad y la interconexión subregional de los sistemas eléctricos entre los Países

Miembros de la Comunidad Andina, y las que apliquen entre Colombia y otros países, tal como se establecen en el Artículo 1° de dicha Decisión. Es importante resaltar que la regulación colombiana se refiere únicamente a las TIE de corto plazo (mercado spot⁵⁹) y no hace ninguna referencia a los contratos de largo plazo, los que quedan fuera de las regulaciones establecidas.

Además estableció los aspectos relativos a la planeación, coordinación, supervisión y control operativo de los enlaces internacionales, tales como la determinación de la Curva Horaria de Precios de Oferta en cada Nodo Frontera para Exportación, la determinación del Precio Máximo de Importación.

También reglamentó los aspectos comerciales aplicables a las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo y la planeación de la expansión, construcción y remuneración de enlaces internacionales.

ii) *Otras regulaciones vigentes*

Posteriormente la CREG emitió dos resoluciones modificatorias, la Resolución CREG 014-2004 que cambió aspectos relativos a las fórmulas de cálculo de los precios y la Resolución CREG 060-2004 que modificó la asignación de las rentas de congestión percibidas en el caso de Colombia en el caso de importaciones.

En los términos de la Decisión CAN 720, los ajustes regulatorios para las TIE expuestos en la Resolución CREG 160 de 2009, consisten en el cambio del mecanismo para la distribución de las rentas de congestión (la citada Decisión la estableció en 50%-50% para ambos mercados), la determinación de las situaciones que obligan a interrumpir las exportaciones de energía y la definición de un nuevo precio de bolsa para atender la demanda de Ecuador. Este último cambio, modifica la función precio en la bolsa de energía, los costos de restricción del enlace, las especificaciones del pre-despacho y el re-despacho de las transacciones internacionales, y la metodología para la liquidación de las TIE.

Perú

En el caso del Perú no se encontró material respecto a regulaciones internas sobre las TIE, las que deberán explicitarse en el futuro.

Con fecha 21 de Septiembre del 2010 se publicó la Resolución Ministerial 410-2010 que creó la Comisión de Intercambio Energético Perú-Ecuador.

Entre sus considerandos se indica que en el mes de diciembre de 2004 se finalizó la construcción de la infraestructura de transmisión que enlaza los sistemas eléctricos del Perú y Ecuador, con miras a realizar un intercambio continuo de energía eléctrica, por la complementariedad hidrológica de los dos sistemas, para lo cual, hasta el año 2006, los organismos reguladores de Perú y Ecuador avanzaron en el proceso de armonización regulatoria, en tanto que los operadores de los sistemas hicieron lo propio en los ámbitos operativo y comercial, quedando sin embargo determinados temas puntuales por definir, para viabilizar las transacciones de electricidad; que, atendiendo a situaciones energéticas particulares en el sistema eléctrico ecuatoriano, a través del Decreto de Urgencia N° 109-2009 se autorizó la exportación temporal de electricidad a Ecuador, limitada a los excedentes de energía y potencia que no fueran requeridos por el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, de acuerdo a lo indicado por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional: que, si bien se han efectuado las mencionadas transferencias puntuales, hasta el momento la infraestructura existente no ha podido ser aprovechada en su totalidad, porque existen aspectos que deben ser analizados en conjunto por ambos países, a fin de viabilizar las transferencias de electricidad sobre la base de disposiciones claras que permitan un intercambio fluido, afianzando la integración y cooperación entre Perú y Ecuador.

⁵⁹ Textualmente el artículo 3°. Definiciones Generales de la Regulación CREG 004/2003 define las TIE como: “Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo–TIE: Transacciones horarias originadas por el despacho económico coordinado, entre los mercados de Corto Plazo de los países miembros de la Comunidad Andina, o países con los que se tenga una integración regulatoria de mercados eléctricos en las condiciones de la presente Resolución, a través de Enlaces Internacionales”.

Cabe destacar que Ecuador y Perú realizaron importantes acercamientos y luego de varias reuniones bilaterales alcanzaron un Acuerdo que se cerró el 25 de mayo de 2011, incluyendo aspectos generales importantes relevantes a contratos bilaterales entre agentes del mercado de ambos países y con agentes de terceros países en los cuales los sistemas eléctricos de Ecuador o Perú se utilicen como tránsito. Esto quedó plasmado en la Decisión CAN 757 del 22 de Agosto del 2011, que fue comentada anteriormente, en la cual el Anexo II establece el marco general provisional para las transacciones entre Ecuador y Perú.

D. Intercambios de energía

1. Infraestructura

a) Potencia instalada en generación e interconexiones

La capacidad defectiva de los enlaces de interconexión internacional totaliza en la actualidad 635 MW, lo que representa el 12.5% de la capacidad efectiva total del sistema eléctrico ecuatoriano (Gráfico 1). Debe notarse que la importancia relativa de la transmisión como un generador adicional al sistema ecuatoriano es más relevante si se considera la potencia instalada en el servicio público, llegando a un 17%.

Inicialmente existía un vínculo de capacidad reducida entre Ecuador y Colombia mediante la línea fronteriza Tulcán Ipiales en una tensión de 138 KV, en el año 2003 entró en operación la línea Pomasqui-Jamondino que estableció un vínculo a 230 KV con una capacidad nominal de 250 MW, efectiva de 240 MW. En el año 2008 entró en operación una segunda línea que duplicó la capacidad de transporte entre ambos países.

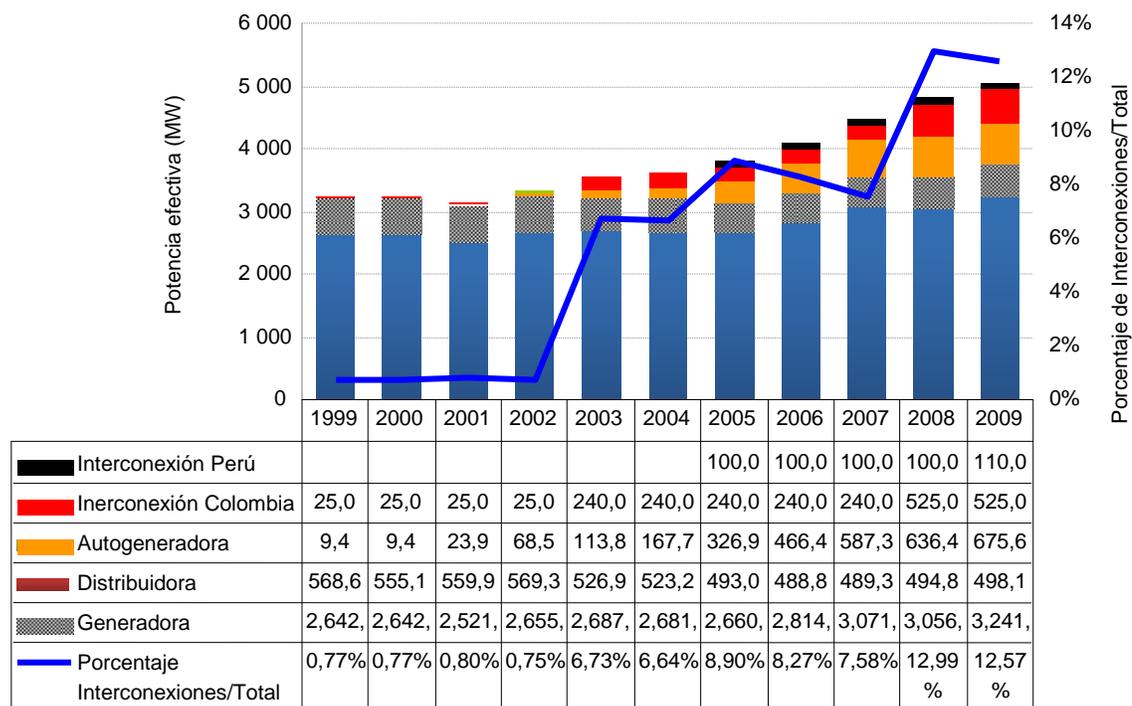
Con respecto a Colombia, la capacidad de la interconexión con Ecuador representa un 4% de la capacidad efectiva total de generación (Gráfico 2), considerando que el sistema eléctrico colombiano es del orden de 3 veces mayor que el ecuatoriano.

b) Transmisión

Los enlaces internacionales existentes actualmente entre Ecuador y Colombia como vínculos que soportan las TIE son las dos líneas de 230 KV indicadas anteriormente entre Pomasqui (Ecuador) Jamondino (Colombia). La interconexión Ecuador-Perú cuenta con un enlace a 230 KV con 110 MW de capacidad efectiva de transporte entre Machala (Ecuador) y Zorritos (Perú) (Mapa 1).

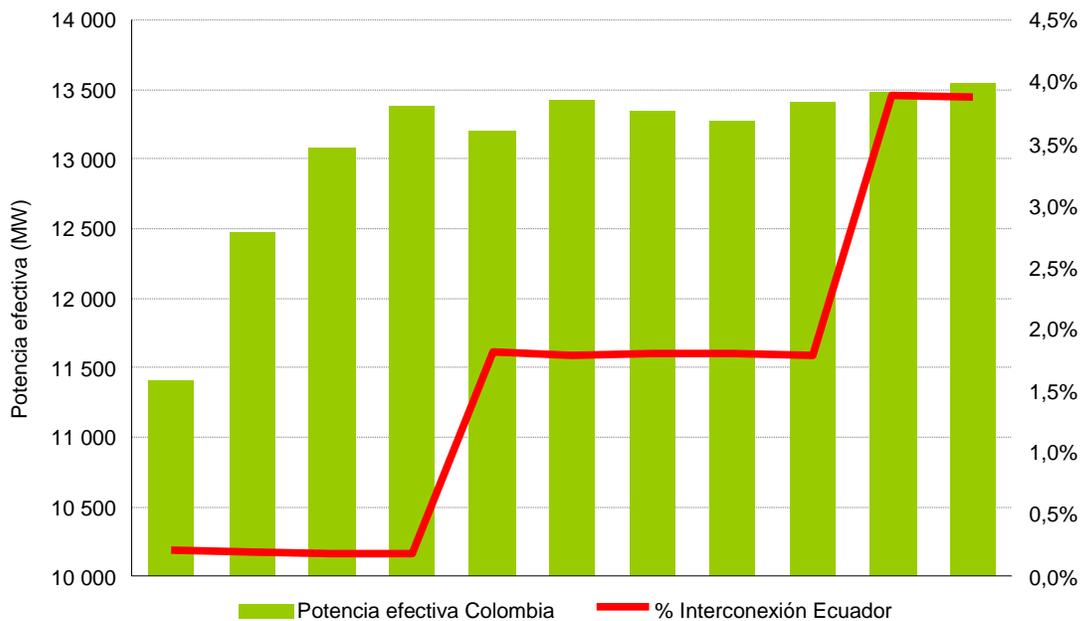
En el mapa 2 se muestra el mapa del sistema eléctrico colombiano indicando sus enlaces internacionales, hacia Ecuador y Venezuela (República Bolivariana de).

GRAFICO 1
ECUADOR: CAPACIDAD INSTALADA EN GENERACIÓN E INTERCONEXIONES



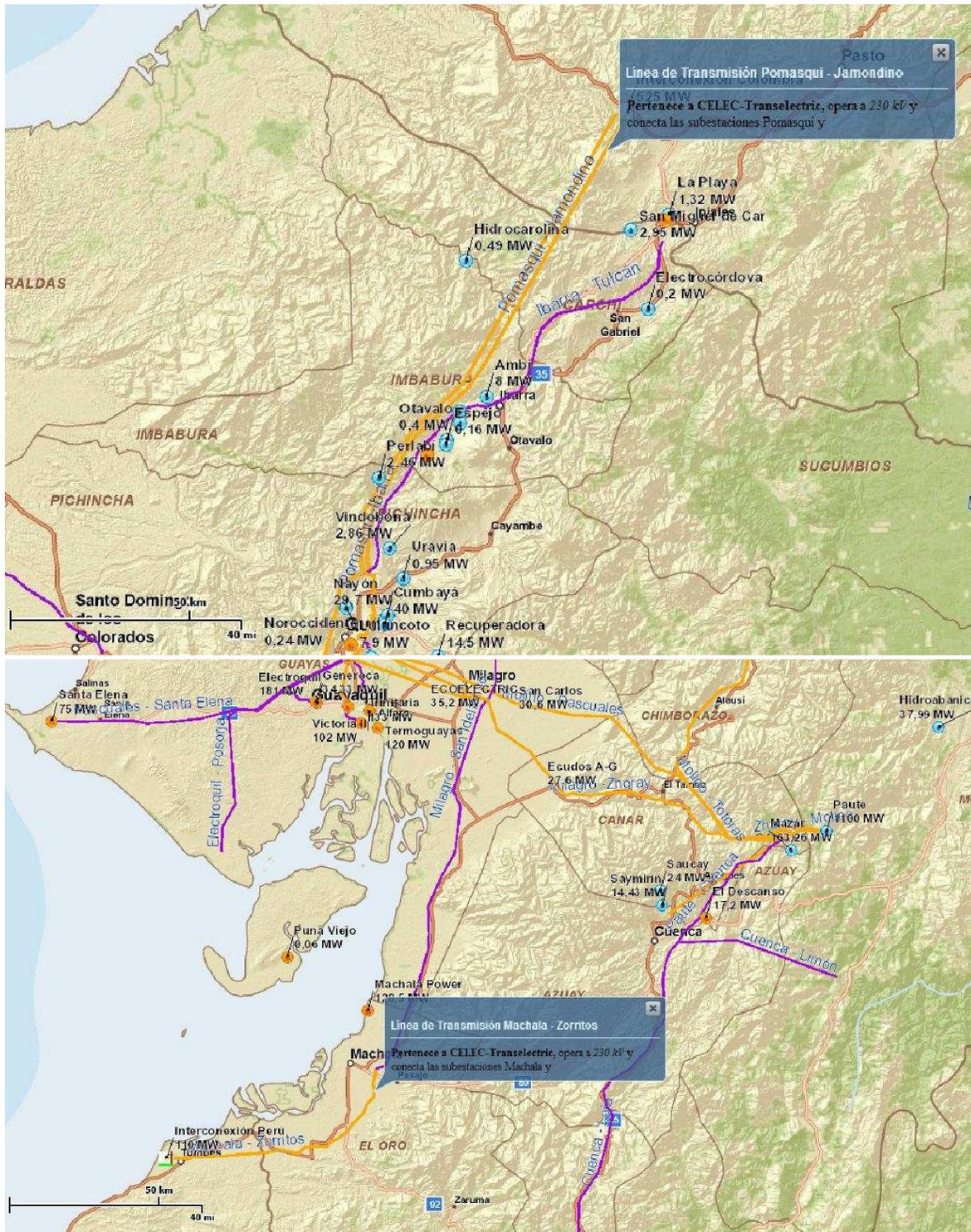
Fuente: Elaboración propia en base a datos del CONELEC.

GRAFICO 2
COLOMBIA: CAPACIDAD INSTALADA TOTAL E INTERCONEXIÓN CON ECUADOR



Fuente: Elaboración propia en base a datos del Sistema de Información Eléctrica (SIEL) <http://www.siel.gov.co/> . UPME, Colombia.

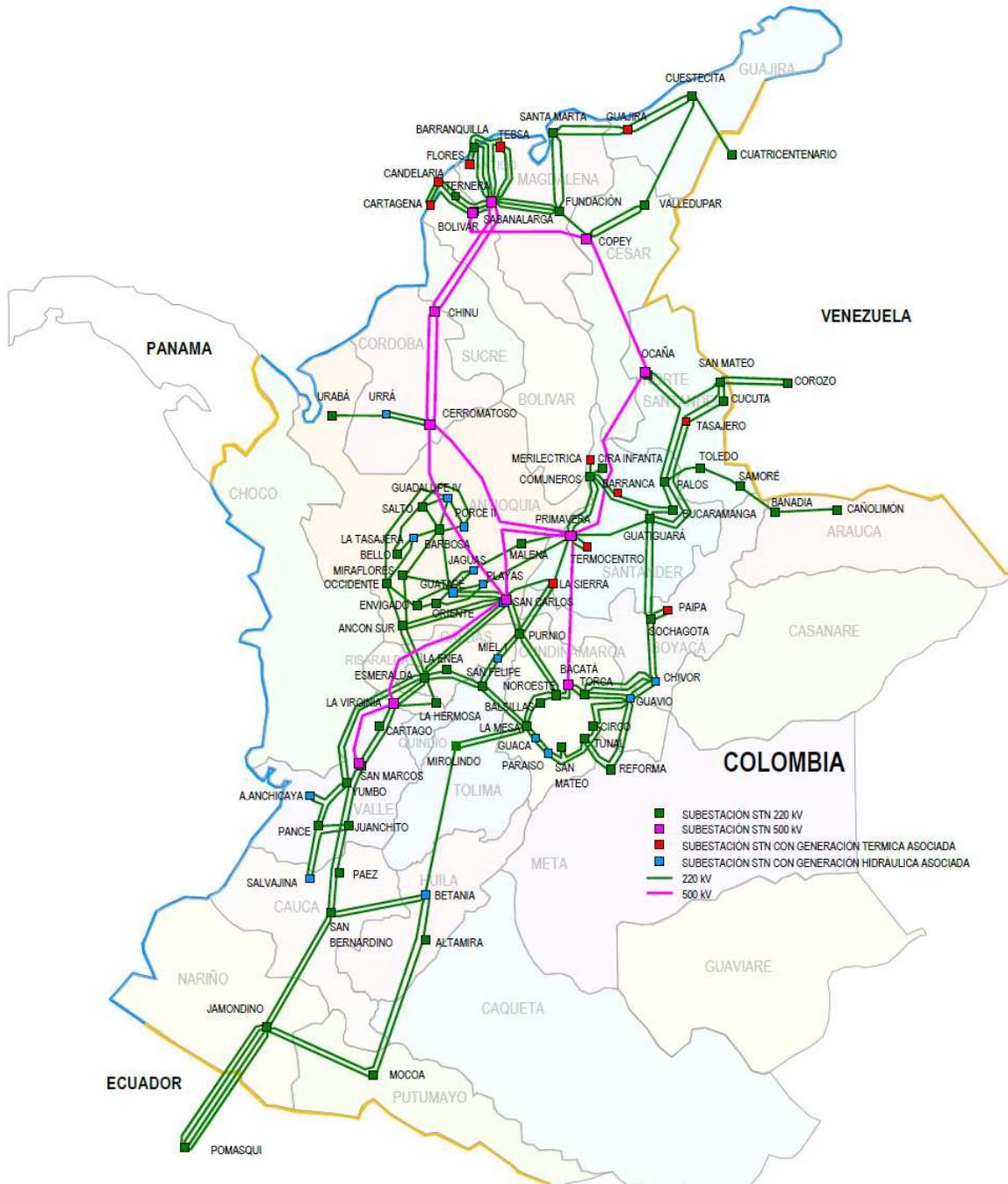
MAPA 2 SISTEMAS DE TRANSMISIÓN INTERCONEXIONES ECUADOR-COLOMBIA Y ECUADOR-PERÚ



Fuente: CONELEC, Sistema de Información Georeferenciado (SIG CONELEC).
<http://geoportal.conelec.gob.ec/sigelec/index.html>

Nota: Los límites y los nombres que figuran en este mapa no implican su apoyo o aceptación oficial por las Naciones Unidas.

MAPA 3 SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO E INTERCONEXIONES INTERNACIONALES



Fuente: Boletín estadístico de minas y energía 1990 - 2010. UPME, Colombia.

Nota: Los límites y los nombres que figuran en este mapa no implican su apoyo o aceptación oficial por las Naciones Unidas.

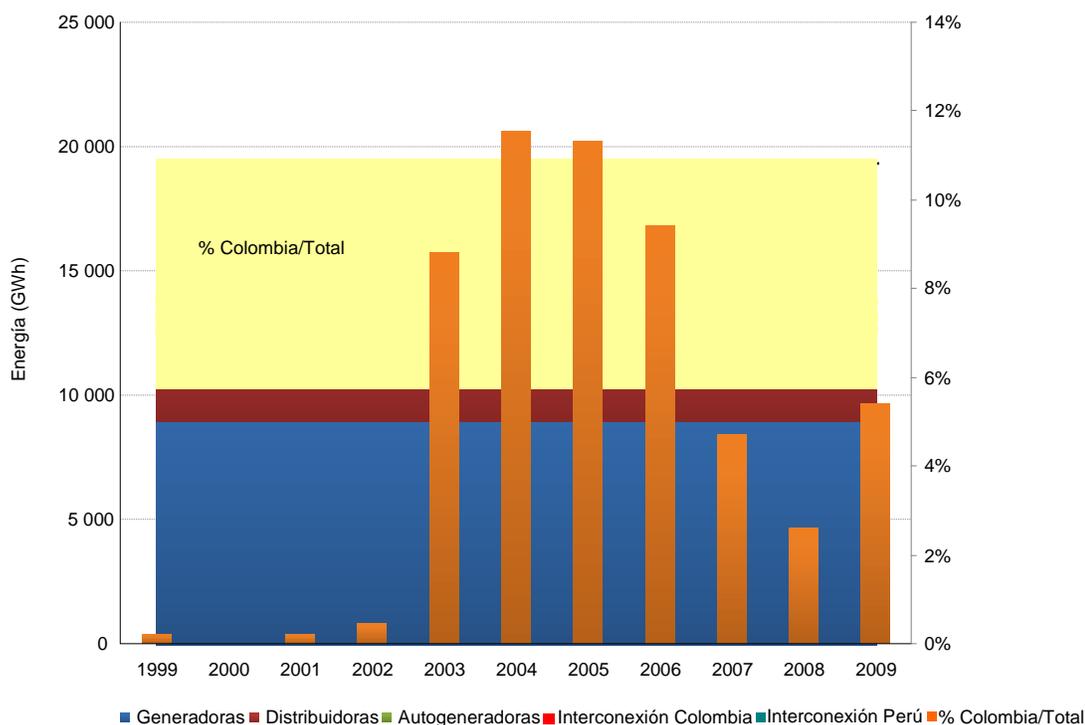
2. Los flujos de las TIE en la década del 2000

a) Evolución y situación actual

La evolución histórica de las TIE muestra que los intercambios han sido básicamente entre Colombia y Ecuador, solamente intercambios de excedentes mediante transacciones de corto plazo, ya que el mercado de contratos de largo plazo no pudo desarrollarse, tal como se comentó anteriormente en el análisis del marco regulatorio. En el caso de Perú prácticamente no hubo flujos, luego de la entrada en operación de la línea Machala-Zorritos a 230KV solo hubo importaciones mínimas de Ecuador provenientes del Perú en dicho año y en el 2009, y no se registraron históricamente flujos de energía desde Ecuador a Perú.

Las importaciones de Ecuador provenientes de Colombia se iniciaron a mayor escala con la puesta en servicio de la primera línea de interconexión a 230 KV, 240 MW de potencia efectiva, en el año 2003, adquiriendo una participación importante desde el 2003 hasta el 2006 en América Latina abastecimiento de la demanda de energía eléctrica del mercado ecuatoriano, llegando a representar entre un 10% y 12% de la generación bruta del sistema, debido principalmente a bajas hidrologías, requerimientos en períodos de estiaje y falta de respaldo térmico operativo en Ecuador. A partir el año 2007 dichas importaciones se redujeron drásticamente debido a la entrada en servicio de la central hidroeléctrica San Francisco y otros equipamientos que redujeron la necesidad de importaciones del sistema ecuatoriano.

GRAFICO 3
ECUADOR: PARTICIPACIÓN DE LAS IMPORTACIONES EN LA
GENERACIÓN BRUTA DE ELECTRICIDAD



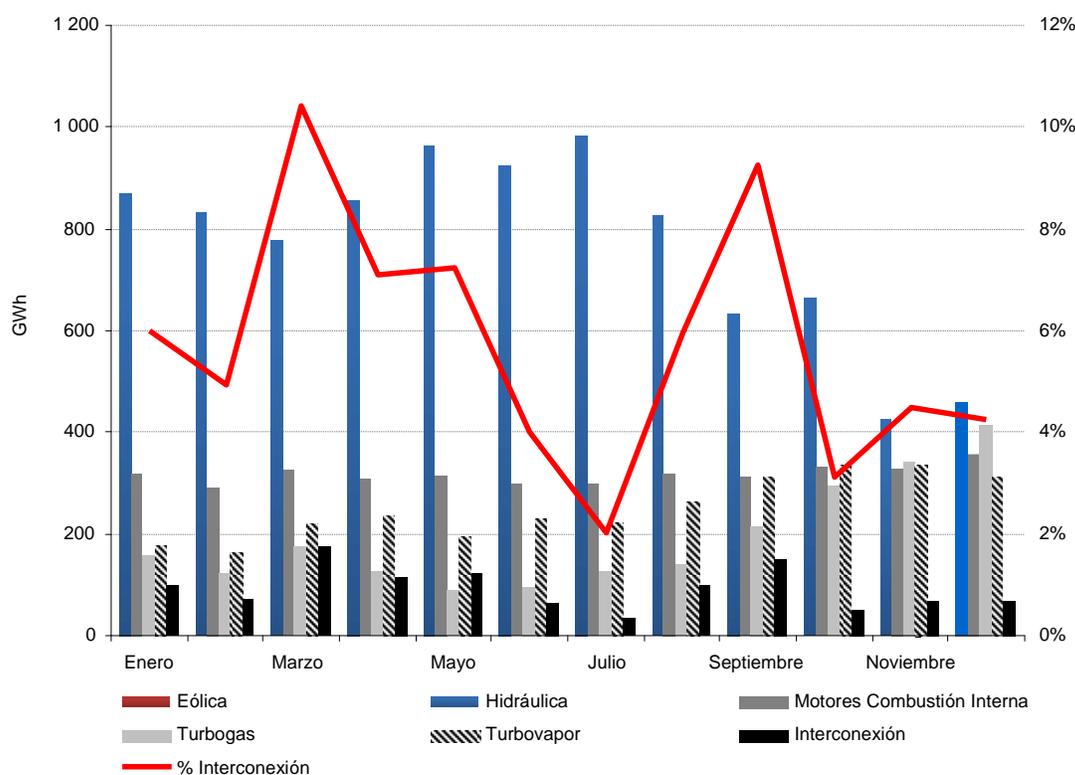
Fuente: Elaboración propia en base a datos del CONELEC.

Aunque se han registrado exportaciones de Ecuador hacia Colombia a partir del 2003, las mismas han sido fluctuantes y de magnitud reducida, oscilando entre un mínimo de 1.07 GWh (valor correspondiente al año 2006) hasta un máximo de 67,20 GWh, cifra registrada en el año 2003. En el 2009 fueron de 20,76 GWh. Como se parecía son valores muy poco significativos en la relación a los flujos desde Colombia a Ecuador.

Durante el año 2009 a través de los vínculos de interconexión con Colombia se importó un total de 1.058,20 GWh, por los cuales se canceló la suma de USD 110,93 millones (Precio medio de 10,48 USD ϕ /kWh) y con Perú por medio de la línea Machala-Zorritos se importó 62,22 GWh, por los cuales se pagó USD 15,37 millones, a un precio promedio de 24,68 USD ϕ /kWh; así mismo se exportó a Colombia 20,76 GWh, por los cuales se facturó la suma de USD 1,08 millones (precio medio 5,19 USD ϕ /kWh)⁶⁰.

El año 2009 fue un año de baja hidraulicidad, con la presencia de sequías en varios países del área a partir del mes de Octubre debido al fenómeno del Niño. En Ecuador se observa que las importaciones desde Colombia alcanzaron niveles de participación en la generación bruta del sistema cercanos a los máximos históricos en los meses de abril y septiembre, a partir de octubre bajan los flujos desde Colombia ya que también estaba en período de restricción por baja hidraulicidad (Gráfico 4).

GRAFICO 4
ECUADOR: PARTICIPACIÓN DE LAS IMPORTACIONES
EN LA GENERACIÓN MENSUAL AÑO 2009



Fuente: Elaboración propia en base a datos del CONELEC.

En el caso de Colombia, las TIE alcanzaron a más de 7,510 GWh en exportación de energía principalmente a Ecuador y en menor medida de Venezuela (República Bolivariana de), con un valor de US\$627.67 millones en unos 6 años de operación. Desde octubre de 2009 se observa una reducción de las exportaciones internacionales debido a que este recurso se utilizó para afrontar el fenómeno del Niño. A pesar de la reducción en las exportaciones desde octubre, al finalizar el año 2009 las exportaciones totales de energía se incrementaron en un 121.9% con respecto al 2008, 111.2% en las exportaciones hacia Ecuador y 175.5% en las destinadas a Venezuela (República Bolivariana de)⁶¹.

⁶⁰ Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano año 2009. CONELEC.

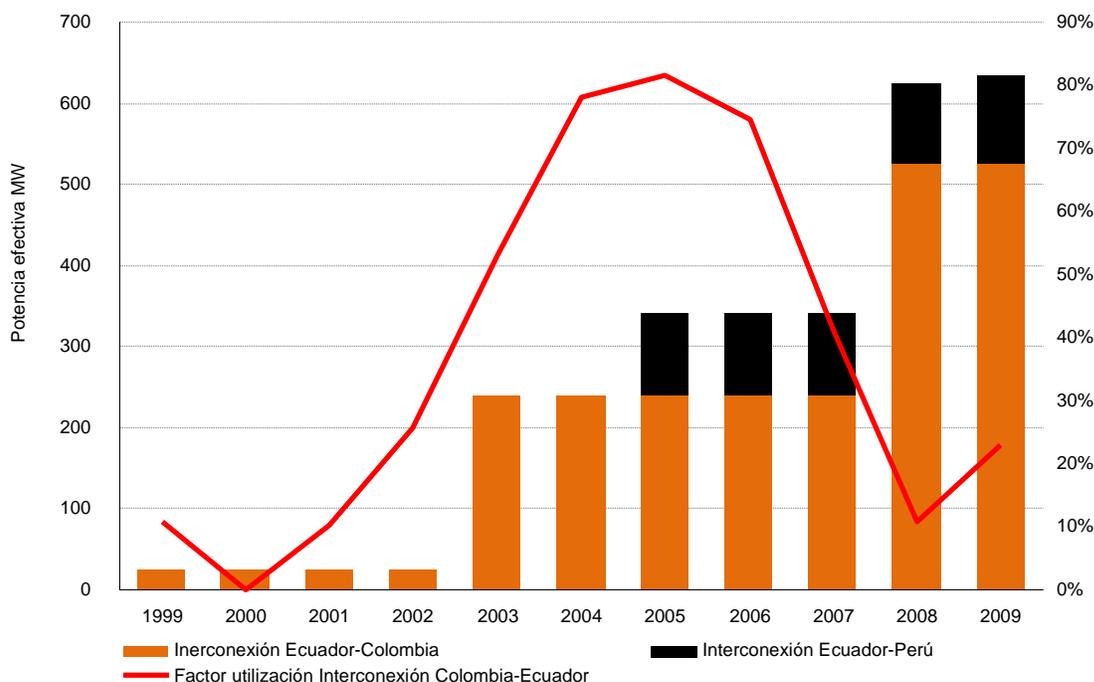
⁶¹ Boletín Estadístico de Minas y Energía 1990– 2010. UPME, Colombia.

b. Algunos problemas observados

La distribución de las rentas de congestión

Analizando de manera global el factor de utilización de la capacidad efectiva de las interconexiones⁶², se observa que el mismo alcanzó niveles elevados en el 2003 y valores muy altos entre el 2004 y el 2006, en el 2007 cayó por la disminución de los flujos de energía y en 2008 aún más por la menor magnitud de las transacciones y la duplicación de la capacidad de transporte debido al ingreso de la segunda línea de interconexión (Gráfico 5).

GRAFICO 5
POTENCIA EFECTIVA Y FACTOR DE UTILIZACIÓN DE LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES



Fuente: Elaboración propia en base a datos del CONELEC Ecuador.

Esto es un indicador que el enlace internacional funcionó la mayor parte del tiempo en condiciones de saturación entre el 2003 y el 2006. Esto generó la preocupación en el Ecuador sobre este tema, ya que la participación del Ecuador en las rentas de congestión fue muy reducida debido al tratamiento de dichas rentas en los acuerdos existentes, que las asignaban al mercado exportador según se estableció dentro del marco de los acuerdos bilaterales entre ambos países ya que la decisión CAN 536 establecía que las rentas de congestión no se asignarán al propietario del sistema de transmisión pero tampoco expresaba una metodología de distribución.

En consecuencia los montos percibidos por Ecuador, por ejemplo en los años 2004 y 2005 en concepto de cargo por congestión constituyeron solamente un 2.5% del total de las rentas de interconexión en el 2004 y 4.2% en el 2005 (Cuadro 4).

⁶² A manera ilustrativa, se calcula el factor de utilización medio anual como $Fu = E/P/8760$, siendo la energía transportada en el año, P la capacidad efectiva y 8760 el número total de horas del año.

CUADRO 4
ASIGNACIÓN DE LAS RENTAS DE CONGESTIÓN A ECUADOR 2003-2005
(Millones de dólares)

Fecha	Energía (GWh)		Valores (millones de USD)			
	Importación	Exportación	Importación	Exportación	Rentas de congestión	Reasignación a la Demanda de Ecuador
Ene - 05	172,52	0	21,16	0	13,94	0,60
Feb - 05	137,86	0,03	11,96	0	6,19	0,27
Mar - 05	115,77	6,41	8,14	0,17	3,50	0,14
Abr - 05	108,32	4,55	7,31	0,11	2,92	0,11
May - 05	142,75	0,89	15,09	0,02	9,27	0,39
Jun - 05	120,63	0,45	8,25	0,01	3,64	0,14
Jul - 05	159,15	0,50	15,29	0,01	8,25	0,34
Ago - 05	169,93	0	13,16	0	5,12	0,21
Sep - 05	144,15	1,12	12,10	0,12	4,91	0,20
Oct - 05	178,31	0,01	15,12	0	6,70	0,30
Nov - 05	167,13	0	12,21	0	6,21	0,28
Dic - 05	141,35	2,07	11,49	0,06	4,96	0,20
Ene - 06	161,07	0,02	12,13	0	4,76	0,21
Feb - 06	144,17	0,10	10,15	0		0
Total 2003	1129,26	67,20	80,31	2,33	44,35	0
Total 2004	1681,09	34,97	135,11	00,74	76,83	1,93
Total 2005	1757,88	16,03	151,73	0,51	75,61	3,19

Fuente: Aspectos legales, normativos, conceptuales y estadísticos de las rentas de congestión. CENACE. VII Jornadas de Funcionamiento del MEM. 31 Mayo-1 de Junio 2006, Cuenca, Ecuador.

Mientras tanto, la casi totalidad de las rentas de congestión en el 2004 y 2005 fueron percibidas por Colombia (Cuadro 5).

CUADRO 5
RENTAS DE CONGESTIÓN PERCIBIDAS POR COLOMBIA 2004 -2005

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
2004	6,88	9,77	4,71	5,16	2,73	0,61	2,66	4,74	8,06	9,72	12,04	8,14	75,22
2005	13,34	5,92	2,58	2,81	8,88	3,5	6,75	3,64	4,71	5,05	5,93	3,72	66,83

Fuente: CENACE.

Aunque este tipo de asignación de rentas de congestión podría ser discutible desde el punto de vista metodológico, en el largo plazo los efectos se compensan en caso de revertirse los flujos mayoritarios. Sin embargo las perspectivas en ese momento eran que se mantuvieran flujos predominantemente de Colombia hacia Ecuador, recién al decidirse la construcción del Proyecto Coca-Codo Sinclair y otros proyectos de gran porte que están actualmente en construcción la perspectiva de reversión de los flujos predominantes aparecería a partir de los años 2016-2017.

A partir del 2006-2007 Ecuador planteó algunas modificaciones a Colombia en relación a las rentas de congestión, no obstante que su asignación al país exportador fue establecida de común acuerdo entre las partes, así como otros temas como el cargo por capacidad. Finalmente, la Decisión 720 de la CAN dejó sin efecto temporalmente por dos años la Decisión 536 hasta que se resuelvan los vacíos existentes en las regulaciones regionales de las TIE y manteniendo un Anexo solamente para el caso Colombia-Ecuador en el cual se mantiene el criterio de no asignar las rentas de congestión al sistema de

transmisión y distribuir las 50%-50% entre los mercados exportador e importador, tal como se indica en el capítulo sobre marco regulatorio⁶³.

En la reciente Decisión CAN 757 que sustituyó a la CAN 720, se mantiene el mismo esquema de distribución de las rentas de congestión por partes iguales entre el país importador y exportador.

Cabe señalar que en relación al cargo por capacidad no hubo modificaciones, manteniéndose el pago del mismo en el sistema importador aún cuando no se asegura potencia firme en los flujos de importación. El pago del cargo por capacidad también fue definido en acuerdos bilaterales y está incluido en las regulaciones ecuatorianas. La magnitud de estos cargos es muy inferior a las cifras que estaban en disputa por las rentas de congestión, por ejemplo el CENACE estimaba US\$ 10.79 millones para el período marzo-diciembre del 2003, US\$ 14.07 millones para el año 2004 y US\$ 12.85 millones para el año 2005.

No se pudo desarrollar un mercado de contratos bilaterales a largo plazo

El marco normativo supranacional de la CAN, aún cuando sigue en proceso de revisión, nunca restringió el desarrollo de un mercado de contratos de largo plazo, aunque las regulaciones nacionales lo dejaron de lado, explicitando solamente las reglas para las TIE de corto plazo.

Los contratos a largo plazo están previstos en la Decisión 536 y se mencionan también en los Anexos I y II de la última regulación supranacional vigente, la Decisión CAN 757, especialmente en el Anexo II aplicable a Ecuador y Perú. Los contratos deben ser de carácter comercial y no interferir en el despacho coordinado, lo único que debe ajustarse es la modalidad de liquidación.

Históricamente, las regulaciones de Colombia y Ecuador no han incorporado este tipo de transacciones, limitándose únicamente a las TIE de corto plazo de los excedentes/déficit originados en el despacho coordinado.

En Colombia, la regulación de la CREG se limita a las transacciones de corto plazo. En Ecuador, la regulación de CONELEC también está limitada a las transacciones de corto plazo, aunque en el Reglamento para Transacciones Internacionales de Electricidad del 2002 sí aparece la figura de excedentes.

Por otro lado, la obligación que los contratos deben tener en cuenta las rentas de congestión introduce sobrecostos de transporte que afectan los precios de contratos.

Sin embargo, estos problemas pudieron resolverse. Porque no se impulsó entonces el mercado de contratos? Muy posiblemente la respuesta a esta pregunta está en el enfoque predominante sobre el desarrollo eléctrico nacional: la autosuficiencia. Dentro de una concepción de esta naturaleza, encaja perfectamente el intercambio de excedentes de corto plazo en la operación diaria. Y si bien esto no se contraponen a los contratos, ya que ambos tipos de intercambio pueden coexistir compartiendo la capacidad del vínculo, esto conlleva la necesidad de redefinir la operación económica y financiera de los enlaces con un nuevo sistema que permita la contratación de capacidad de transporte por los agentes exportadores, lo cual podría resultar complicado en el marco de relaciones comerciales afectadas por las discusiones sobre rentas de congestión y la mencionada política de autosuficiencia evitando la dependencia de los países vecinos.

Como se ha expresado en los capítulos precedentes, se nota un avance conceptual a partir de la Decisión CAN 757 en lo referente a los intercambios entre Ecuador y Perú. Aunque se pone énfasis en

⁶³ “Considerando el desequilibrio en la distribución de beneficios producto de las transacciones de electricidad con Colombia, al amparo del Acuerdo de Integración Subregional Andino, el Ecuador consideró pertinente solicitar en las instancias comunitarias una revisión del esquema comercial, para asegurar un reparto equitativo de beneficios. A través de varias reuniones de los organismos comunitarios, se profundizaron estos planteamientos con la debida argumentación, habiendo conseguido el reconocimiento de la existencia de un problema que afecta la integración regional y que debía ser resuelto y la posterior contratación de una consultoría especializada para obtener una opinión independiente. Los resultados de esta consultoría, que determinan el reparto de las denominadas “Rentas de Congestión” en partes iguales entre los países exportador e importador, han dado la razón al planteamiento ecuatoriano. Se espera que estos resultados, que han sido acogidos tanto por Ecuador como por Colombia, se plasmen en acuerdos a nivel de la Comunidad Andina, que posibiliten su inmediata aplicación” (Plan Maestro de Electrificación 2009-2020). Finalmente en Noviembre del 2009 la CAN emitió su decisión 720, estableciendo la distribución 50%-50%, que se mantiene en el Anexo I de la nueva Decisión CAN 757 que sustituyó a la 720.

los contratos bilaterales, siguen persistiendo dudas respecto a su posible implementación, ya que se limitan a la contratación de compra-venta únicamente de excedentes con un suministro interrumpible y sin obligación de respaldo de potencia o energía firmes.

Usualmente los contratos de venta de energía (PPAs) entre generadores y distribuidores o grandes consumidores no regulados se caracterizan justamente por esos respaldos de potencia y/o energía firme, incluso en algunos casos se requieren niveles muy altos de disponibilidad garantizados con penalizaciones severas.

Por ejemplo una empresa minera productora de cobre requiere normalmente potencia firme con disponibilidad cercana al 100%, dado que cualquier interrupción del suministro para el proceso de refinación electrolítica del cobre causaría un elevado lucro cesante. Normalmente, para un precio promedio monómico similar al mercado, en los PPA de este tipo el precio de la potencia firme es mucho más elevado que el del mercado y el de la energía mucho más bajo, debido a que se necesita garantizar potencia. Surge el interrogante entonces si un consumidor con estas características podría firmar un contrato de suministro con un generador de otro país, solo con energía excedente, suministro interrumpible y sin respaldo de potencia firme?.

c) No obstante los problemas, los intercambios de energía eléctrica fueron beneficiosos

Analizando la experiencia de los flujos entre Colombia y Ecuador en 2004 y 2005, los dos primeros años completos luego de la entrada en operación en el 2003 de la primera línea a 230 KV entre Ecuador y Colombia, puede verse que los beneficios estimados para ambos países fueron muy importantes, máxime considerando la inversión realizada en la interconexión, aún con la discutida distribución de rentas de congestión vigente en ese momento (Cuadro 6).

CUADRO 6
ESTIMACIONES DE BENEFICIOS DE LOS INTERCAMBIOS ECUADOR-COLOMBIA 2004 -2005
(Millones de dólares)

	Beneficios demanda	Pérdida generadores	Beneficio neto variación de precios	Renta congestión	Beneficio Total	Inversión en la interconexión
Ecuador (importador neto)						21,70
2004	157,67	(133,07)	24,60	1,93	26,53	
2005	181,28	(159,94)	21,34	3,19	24,53	
Colombia (exportador neto)						13,50
2004	(13,10)	16,10	3,00	75,22	78,22	
2005	(13,78)	16,67	2,89	66,82	69,71	

Fuente: estimación en base a datos del CENACE, 2006

Notas: En el país importador, los flujos de menor costo bajan el costo marginal del sistema, produciendo una ganancia para la demanda y una pérdida para los generadores, resultando en conjunto un beneficio neto.

En el período analizado, los flujos fueron esencialmente de Colombia a Ecuador.

En Colombia, la variación de precios por la exportación es marginal por el tamaño comparativo del sistema, siendo muy pequeñas las ganancias y pérdidas de generadores y demanda

La primera línea construida entre las subestaciones Pomasqui (Ecuador) y Jamondino (Colombia), en 230 KV, tuvo un costo de inversión es 21.7 millones para la parte ecuatoriana (137 Km de longitud) y de 13.5 millones del lado colombiano (75.6 Km).

Aún cuando a partir del 2005, justamente después de la experiencia de esos dos años de operación, comenzaron las discusiones explicadas anteriormente sobre la distribución de las rentas de congestión, puede apreciarse que también en el caso de Ecuador los beneficios estimados de la interconexión fueron importantes, superando en cada año el valor de la inversión realizada. En el caso colombiano la situación fue mucho más favorable. La distribución de rentas de congestión y en

consecuencia los beneficios totales hubiesen sido más parejos entre ambos países de haberse aplicado el criterio vigente actualmente para asignación de las rentas de congestión 50%-50%.

E. Las perspectivas futuras

1. Los planes de expansión nacionales: expansión para la autosuficiencia

Los planes de expansión de los países se realizan de manera autónoma sin ningún planteamiento en cuanto a proyectos de generación a escala regional, ya sea multilateral o nacional de gran escala.

En Colombia y Perú el sector eléctrico está abierto a la inversión privada y los planes de expansión de generación-transmisión son referenciales como información general para potenciales inversionistas. En cambio en el Ecuador el sector está actualmente en manos del Estado, el Plan Maestro de Electrificación es de cumplimiento obligatorio.

Aunque en algunos casos se tienen en cuenta las interconexiones internacionales, las decisiones de inversión o la orientación de las mismas apuntan en general a la autosuficiencia. Desde esta perspectiva el futuro que puede visualizarse es el mantenimiento de un nivel de integración ligado únicamente a las interconexiones físicas y los intercambios de energía vinculados a ellas mediante la operación coordinada de los sistemas eléctricos. El volumen de los intercambios también se mantendría probablemente en niveles moderados a bajos dependiendo de las hidrologías, posibles retrasos en planes de obras a nivel nacional y las condiciones operativas a lo largo del tiempo, ya que el objetivo de autosuficiencia es en alguna manera opuesto a una integración económica a mayor escala en el sector eléctrico.

A continuación se comentan algunos aspectos relevantes de la última versión disponible del Plan Maestro de Electrificación del Ecuador (2009-2020) publicado por el CONELEC y de la más reciente disponible en Colombia, el Plan de Expansión de Referencia Generación-transmisión 2010-2024 publicado por la UPME. En el caso de Perú no se encontró una versión reciente, la última que se tuvo disponible es el Plan Referencial de Electricidad 2006-2015, publicado por el Ministerio de Energía y Minas, que de todos modos hace escasa referencia al tema de la integración eléctrica.

a) Ecuador

Entre las políticas y estrategias energéticas⁶⁴ que constituyen la base del Plan Maestro de Electrificación 2009-2020, se encuentran:

- Recuperar para el Estado la rectoría y la planificación del sector energético;
- Formular y llevar adelante un Plan Energético Nacional, que defina la expansión optimizada del sector en el marco de un desarrollo sostenible;
- Promover alianzas estratégicas entre los sectores público y privado nacional y extranjero, para el desarrollo de proyectos energéticos en un ambiente de seguridad jurídica;
- Fortalecer la expansión del sistema nacional interconectado y el desarrollo técnico del sector eléctrico regional, a través del consecuente incremento de inversiones, reducción de costos de generación y mayor intercambio de electricidad entre los países de la región⁶⁵.

Unos párrafos más adelante, se expresa: “En resumen, los objetivos de la política energética son garantizar el desarrollo del sistema eléctrico nacional bajo los lineamientos de seguridad, soberanía y autosuficiencia...”.

⁶⁴ Mediante Acuerdo Ministerial No. 035, publicado en el Registro Oficial No. 518 de 30 de Enero del 2009, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable estableció dichas políticas.

⁶⁵ Plan Maestro de Electrificación 2009-2020. CONELEC, página 7.

Estos conceptos de autosuficiencia y el desarrollo del sector eléctrico regional se contraponen en alguna medida. De hecho en el Plan Maestro 2009-2020 está claramente planteado para el sector eléctrico ecuatoriano el escenario de autosuficiencia⁶⁶.

En consecuencia, la realidad es que la decisión de llevar adelante los grandes proyectos actualmente en construcción como Coca-Codo Sinclair (1500 MW), Sopladora (487 MW), Toachi-Pilatón (288 MW), se tomó sobre la base del mencionado criterio de autosuficiencia y sin plantearse una estrategia internacional para pasar a un rol exportador.

El aumento sostenido de la generación hidráulica contrasta con la disminución de generación térmica y de la importación de energía a Colombia, la que según las proyecciones del Plan Maestro de Electrificación 2009-2020 cesaría a partir del año 2015, en el que estaba prevista entonces la entrada en operación de Coca-Codo Sinclair. Actualmente se considera más factible la entrada en servicio de ese proyecto entre 2016 y 2017, lo cual no cambia sustancialmente el escenario: a partir del ingreso de Coca-Codo, cualquiera sea el año en que eso ocurra, ya no habrá importación de Colombia.

La composición de fuentes abastecimiento indicadas en el Plan será predominantemente hidráulica con la consecuente disminución de la energía térmica y de la importación (Gráfico 6).

No obstante el objetivo explícito de autosuficiencia minimizando la dependencia de importaciones de Colombia, entre las conclusiones indicadas en el Plan se incluyen algunas menciones a la conveniencia de mantener algún grado de cooperación regional:

b) Colombia

El Plan Referencial sí considera los requerimientos en expansión tomando en cuenta los efectos de las interconexiones con Ecuador y con Centroamérica a través de Panamá, aunque en este último caso no hay aún interconexiones existentes. Como parte de los análisis se realizaron simulaciones de la operación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado con los sistemas de países vecinos, cubriendo el horizonte 2010-2024.

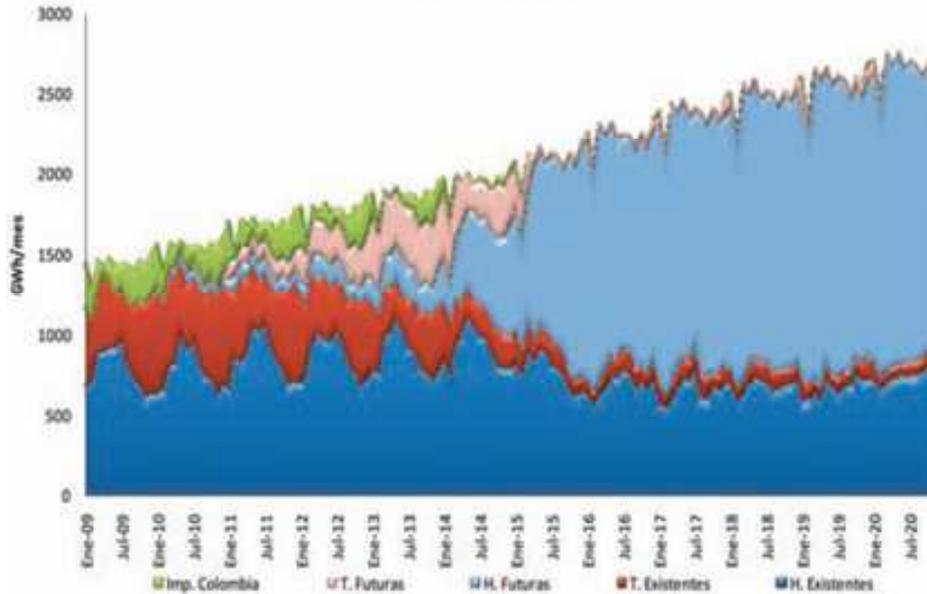
El plan considera un escenario para poder atender la demanda de energía en el país, los precios de combustibles medios e interconexiones internacionales. Tiene como base la incorporación de plantas que actualmente se hallan en construcción, las derivadas del proceso del cargo por confiabilidad, escenario de demanda alta, precios de combustibles medios, interconexión con Ecuador con una capacidad de 500 MW y entrada en operación de la interconexión con Centroamérica con una capacidad de 300 MW en enero de 2014, las que se mantienen constantes a lo largo del período de análisis.

- Atendiendo al impacto que tendría en los precios de la energía la incorporación de nuevas centrales de generación térmica, resulta conveniente para el sistema si se mantiene la operación coordinada con Ecuador.

⁶⁶ “Las diferencias que sobre los mecanismos de liquidación comercial de las transacciones internacionales de electricidad, mantuvieron Ecuador y Colombia, alertaron sobre la necesidad de optar por el autoabastecimiento, sin descartar la conveniencia que podrían tener las importaciones, bajo determinadas circunstancias y condiciones. Con este objetivo se encargó a la Corporación CENACE la ejecución de un primer análisis sobre las posibilidades reales de un autoabastecimiento, cuyos resultados mostraron la necesidad inmediata de contar con generación térmica con una capacidad de 150 MW, entre otras medidas necesarias para enfrentar el crecimiento de la demanda sin depender de la importación de Colombia, minimizando la probabilidad de restricciones en el suministro. Por su parte el CONELEC realizó estudios energéticos y económicos para el período 2007-2016, los cuales determinaron la necesidad de contar al menos con una capacidad adicional en el corto plazo (hasta el 2009) en el orden de 300 MW, para enfrentar el crecimiento de la demanda y alcanzar condiciones de autonomía energética, sin que exista una afectación en los precios de la energía en el mercado ocasional. Un último estudio, realizado en forma conjunta por CONELEC y CENACE en enero de 2009 ante un pedido del MEER, determinó la necesidad urgente de instalar 544 MW de generación térmica, para garantizar el suministro, y posteriormente, luego del ingreso de las grandes centrales hidroeléctricas, reducir el riesgo de déficit en condiciones hidrológicas extremas. Una vez identificadas las necesidades, se requiere implementar de manera inmediata los procedimientos para la contratación de esta nueva capacidad de generación, y continuar con el desarrollo de los proyectos térmicos que están en carpeta (Esmeraldas II y Shushufindi)”. Plan Maestro de Electrificación 2009-2020. CONELEC.

- Si bien el Plan de Expansión de la Generación está orientado al autoabastecimiento en el largo plazo, resulta conveniente propiciar los intercambios de energía (importación y exportación) con los países de América Latina, haciendo uso de mecanismos financieros de acuerdo con el interés energético nacional.

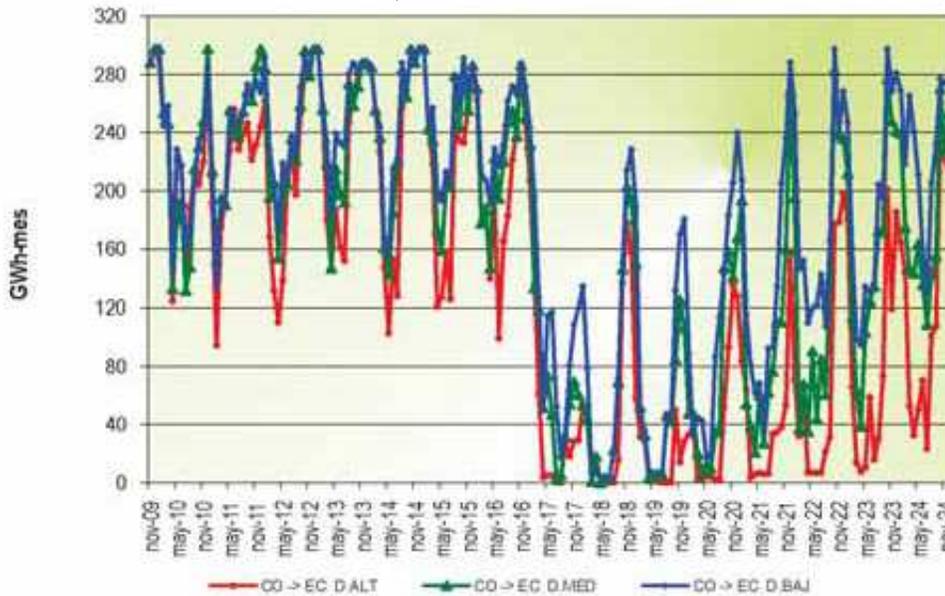
GRAFICO 6
ECUADOR: GENERACIÓN PREVISTA HASTA EL 2020
DESPACHO DE ENERGÍA



Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2009-2020. CONELEC.

Se aprecia que en este escenario con la incorporación de Coca-Codo en Ecuador en el 2017 las exportaciones de Colombia a ese país prácticamente se eliminan, creciendo nuevamente a partir del 2020 (Gráfico 7).

GRAFICO 7
EXPORTACIONES DE COLOMBIA A ECUADOR SEGÚN DISTINTOS ESCENARIOS DE
DEMANDA EN COLOMBIA, ESCENARIO CON COCA-CODO EN ECUADOR



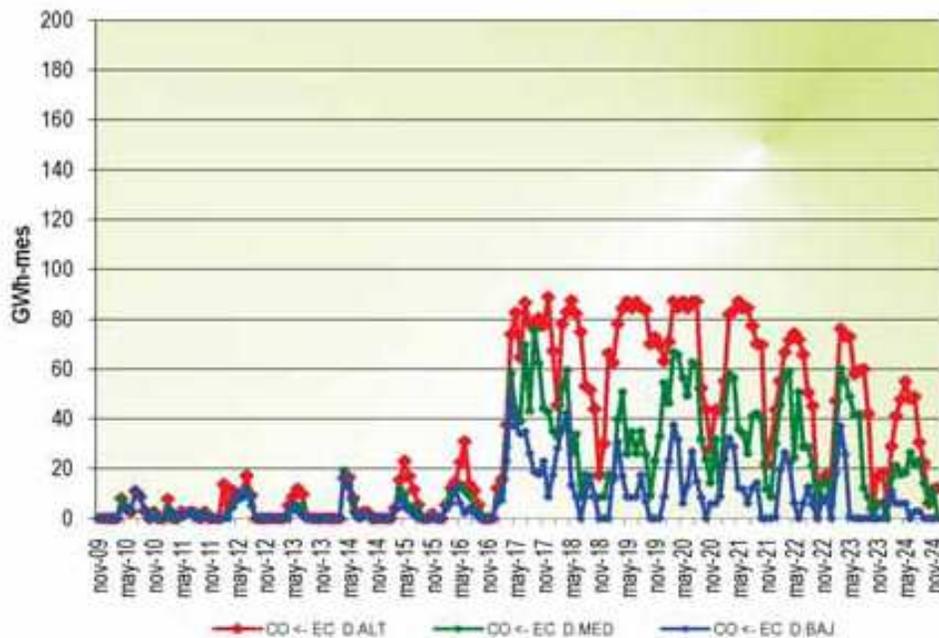
Fuente: Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2010-2024. UPME.

Las importaciones de Colombia provenientes de Ecuador muestran un comportamiento inverso en el mismo escenario incluyendo Coca-Codo en Ecuador. En ese caso aparecerían importaciones desde Ecuador a partir del ingreso de dicho proyecto, de manera creciente en los escenarios de demanda media y alta (Gráfico 8).

En un segundo escenario el plan referencial de Colombia considera igualmente la incorporación de plantas que actualmente se hallan en construcción y las derivadas del proceso del cargo por confiabilidad en Colombia, el escenario de demanda alta, precios de combustibles medios y una capacidad de interconexión con Ecuador de 500 MW. La diferencia es que se aumenta la capacidad de interconexión entre Colombia y Panamá a 600 MW y se realiza una sensibilidad desplazando más allá del periodo de planeamiento el proyecto Coca Codo Sinclair en Ecuador, es decir que no considera la incorporación de este proyecto en el país vecino.

En este caso, al considerar cambios en las adiciones de capacidad en el país, Colombia tendrá un mayor rol exportador debido a los requerimientos de Ecuador en caso de no construirse Coca-Codo hasta el año 2025 y de una mayor capacidad de transporte supuesta en el vínculo con América Central (Gráfico 9).

GRAFICO 8
IMPORTACIONES DE COLOMBIA PROVENIENTES DE ECUADOR SEGÚN DISTINTOS
ESCENARIOS DE DEMANDA EN COLOMBIA, ESCENARIO CON COCA-CODO EN ECUADOR



Fuente: Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2010-2024. UPME.

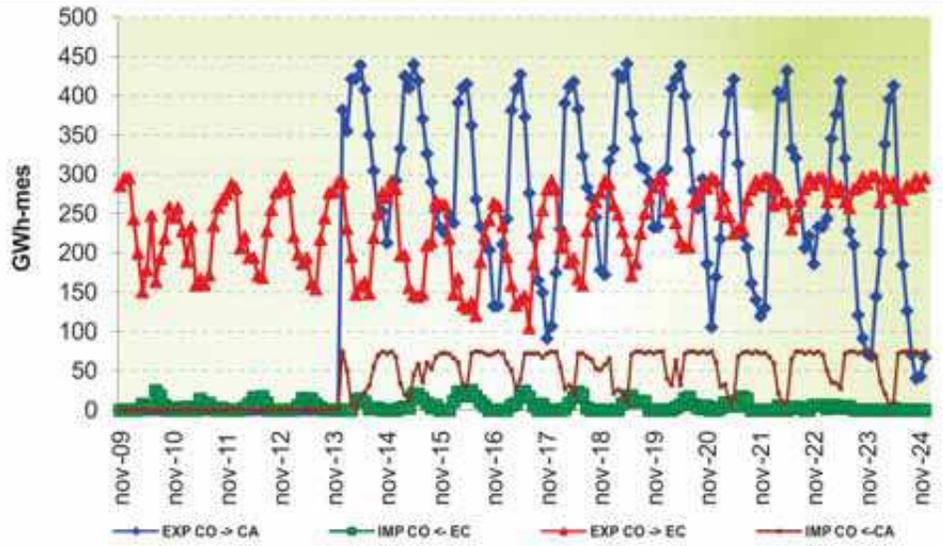
Además el plan referencial considera otros dos escenarios sobre la base del segundo (sin Coca-Codo y con mayor capacidad del vínculo con Centroamérica), uno de ellos cambiando el suministro de gas natural introduciendo regasificación de GNL y el otro considerando el reemplazo de centrales térmicas obsoletas. Aunque en estos caso cambian los costos marginales y pueden variar en alguna medida los flujos internacionales, los resultados en cuanto a exportaciones e importaciones son similares.

2. Escenarios de generación a largo plazo

En los gráficos 10 a 15 se presentan escenarios de capacidad instalada y generación de energía eléctrica al año 2030, es decir para un período de 20 años, para Ecuador, Colombia y Perú respectivamente

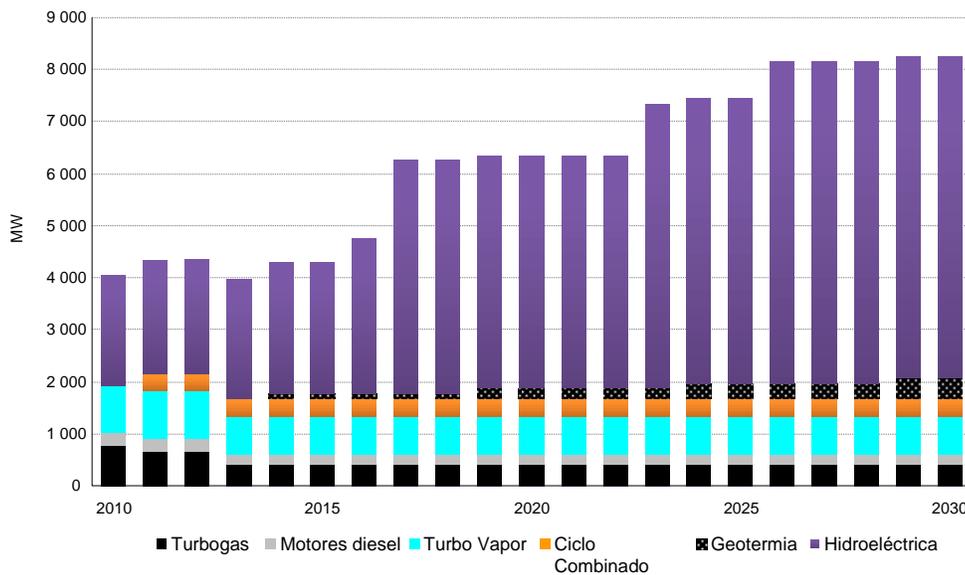
analizados individualmente en base a simulaciones anuales sin considerar hipótesis de coordinada del ingreso de capacidad instalada adicional ni intercambios entre los países⁶⁷.

GRAFICO 9
EXPORTACIONES E IMPORTACIONES DE COLOMBIA,
ESCENARIO SIN COCA-CODO EN ECUADOR



Fuente: Plan de Expansión de Referencia Generación–Transmisión 2010-2024. UPME.

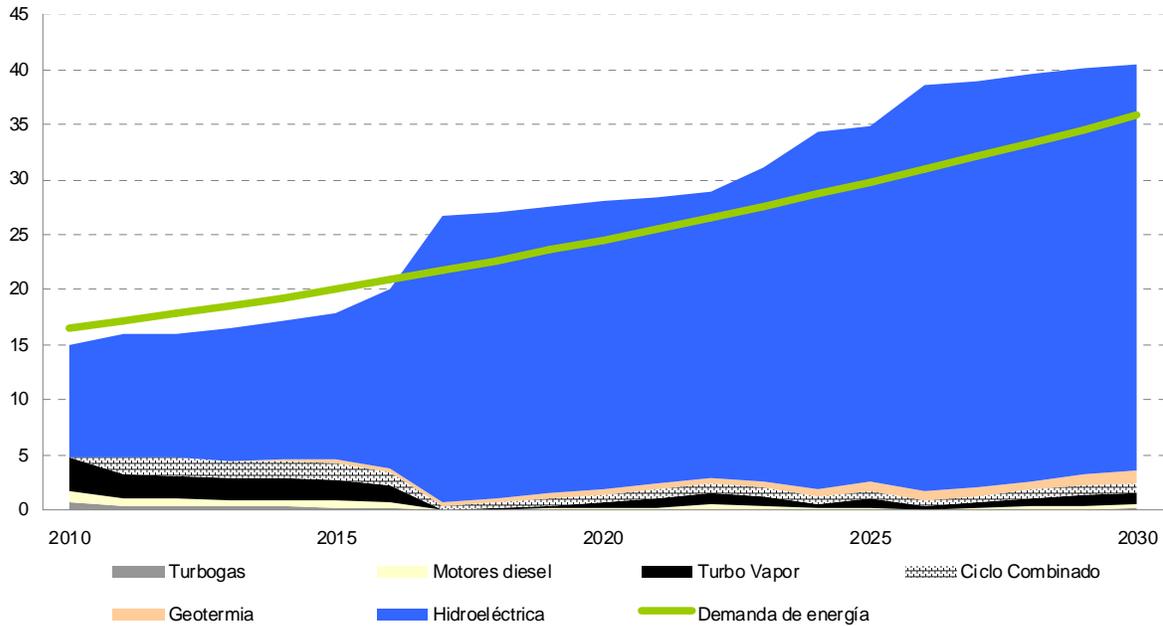
GRAFICO 10
ECUADOR: ESCENARIO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON DEMANDA EFICIENTE Y
GENERACIÓN CON MÁXIMA RENOVABLE (CAPACIDAD INSTALADA SERVICIO PUBLICO)



Fuente: Elaboración propia.

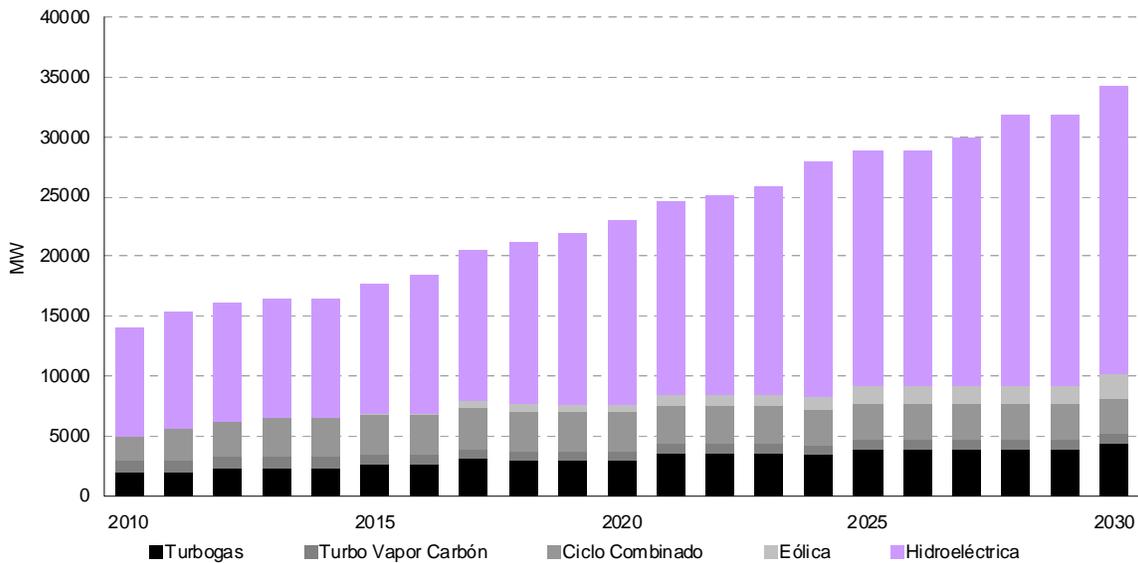
⁶⁷ Sobre la base de algunos casos analizados como parte del estudio regional para América Latina: “Papel de las Plantas de Energías Fósiles en la futura generación eléctrica de América Latina e impacto en las emisiones de gases de efecto invernadero”. Roberto Gomelsky, Francisco Figueroa, Coordinador del Estudio Paul Suding. Programa de Cooperación BID/GIZ, Proyecto Cambio Climático y Energía en América Latina y el Caribe. Marzo 2011.

GRAFICO 11
ECUADOR: ESCENARIO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON DEMANDA EFICIENTE Y
GENERACIÓN CON MÁXIMA RENOVABLE (GENERACION DE ELECTRICIDAD
SERVICIO PUBLICO)



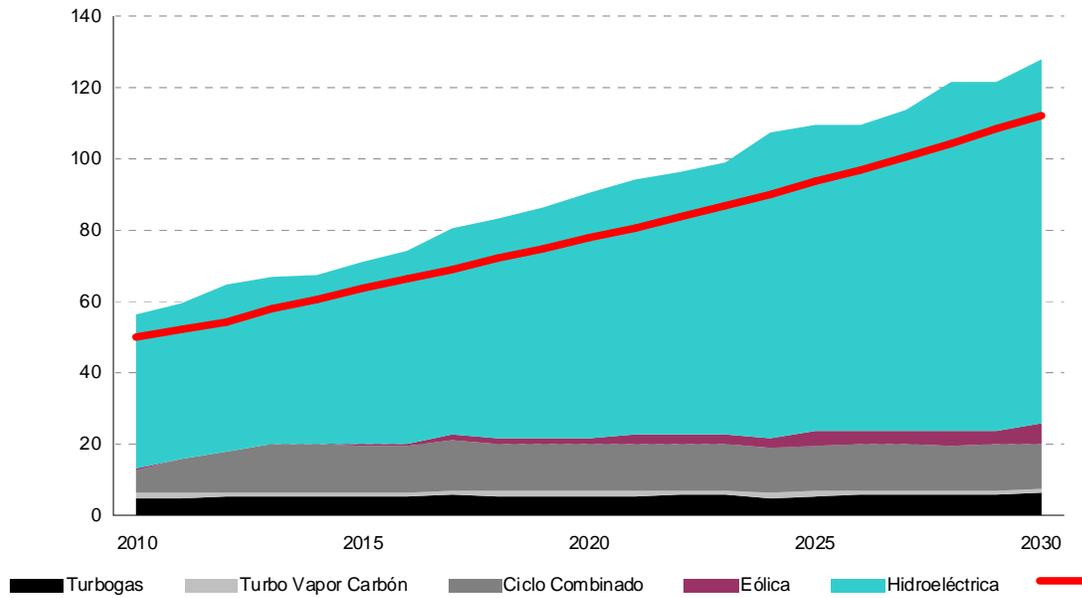
Fuente: Elaboración propia.

GRAFICO 12
COLOMBIA: ESCENARIO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON DEMANDA
EFICIENTE Y GENERACIÓN CON MÁXIMA RENOVABLE
(CAPACIDAD INSTALADA SERVICIO PUBLICO)



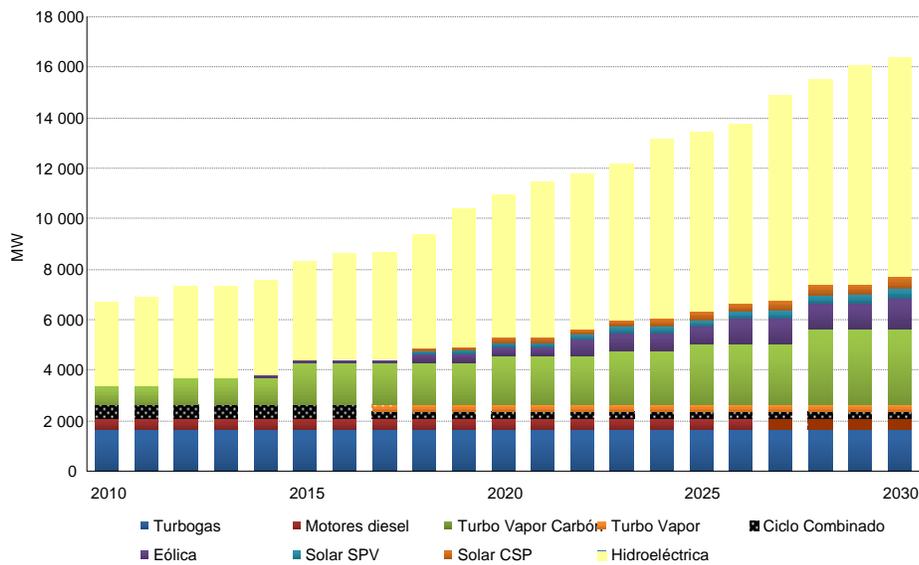
Fuente: Elaboración propia.

GRAFICO 13
COLOMBIA: ESCENARIO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON DEMANDA EFICIENTE Y GENERACIÓN CON MÁXIMA RENOVABLE
(GENERACION DE ELECTRICIDAD SERVICIO PUBLICO)



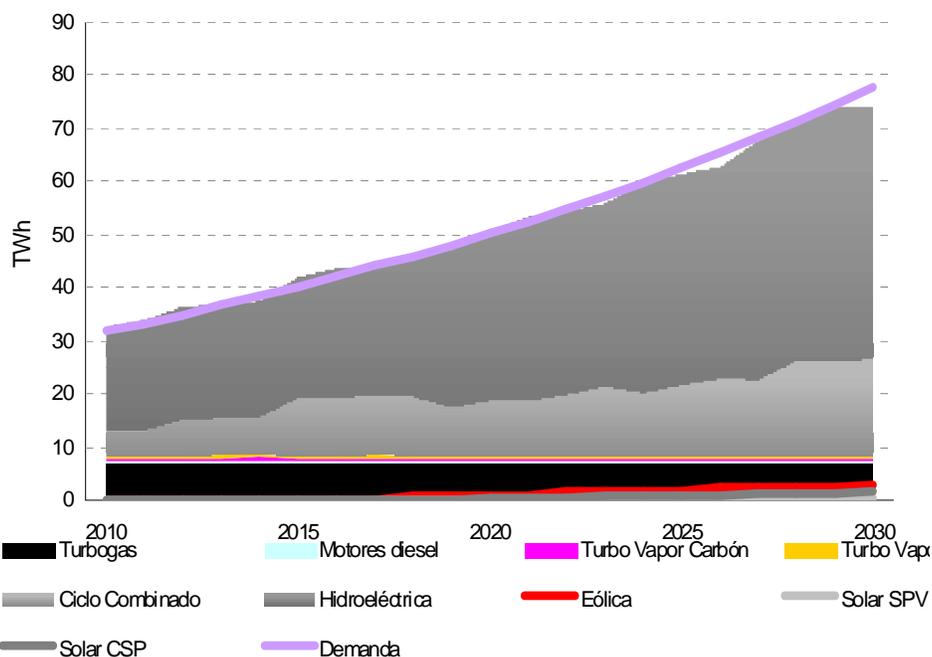
Fuente: Elaboración propia.

GRAFICO 14
PERÚ: ESCENARIO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON DEMANDA EFICIENTE Y GENERACIÓN CON MÁXIMA RENOVABLE
(CAPACIDAD INSTALADA SERVICIO PUBLICO)



Fuente: Elaboración propia.

GRAFICO 15
PERÚ: ESCENARIO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON DEMANDA
EFICIENTE Y GENERACIÓN CON MÁXIMA RENOVABLE
(GENERACION DE ELECTRICIDAD SERVICIO PUBLICO)



Fuente: Elaboración propia.

Aunque en algunos casos se han tomado proyectos de los catálogos de los países, especialmente aquellos en construcción. Estos escenarios no son comparables por cuanto constituyen un análisis prospectivo y no de planificación a nivel de decisión de inversiones específicas. Las demandas son diferentes: las metodologías son diferentes ya que se estiman las demandas de energía por fuentes y sectores, con hipótesis de mejoras en la eficiencia y sustituciones por fuentes de energía más eficientes y limpias y a partir de allí se desprenden las demandas de energía eléctrica. A partir de dichas demandas se desarrollan los escenarios de generación, simulando la operación de manera global en base al aumento de capacidad de los distintos tipos de plantas, no se utilizan modelos de optimización sino una herramienta de análisis integral del sector energía⁶⁸, considerando la generación con energías renovables en base a factores de planta típicos o promedios históricos a nivel nacional.

Este análisis permite visualizar que ante la hipótesis de desarrollos individuales podrían aparecer excedentes simultáneamente en algunos países, apreciándose también el cambio de importador a exportador de energía del Ecuador en función de la incorporación de capacidad hidroeléctrica importante en un período muy corto, especialmente debido al proyecto Coca-Codo. En el caso de Colombia pueden visualizarse excedentes en ese escenario analizado, no necesariamente relativos a Ecuador sino que podrán ser colocados también en otros mercados. Y en el caso de Perú el escenario analizado muestra básicamente una situación de autosuficiencia.

Si se comparan estos escenarios de cada país analizados de manera autónoma con la síntesis presentada anteriormente del plan referencial de Colombia en el cual se analizaron escenarios considerando la interconexión existente con Ecuador y futuras interconexiones con América Central, puede verse que se requiere algún grado de coordinación en la planificación de la expansión al menos en cuanto a fechas de ingreso de nueva capacidad importante si se busca el desarrollo de un mercado regional, de lo contrario los intercambios se limitarían a ciertas condiciones hidrológicas o a situaciones específicas en relación a los costos marginales de los sistemas en determinados momentos.

⁶⁸ Modelo LEAP (Long-range Energy Alternatives Planning System).

F. Bibliografía

Acuerdo de Cartagena

Anuario estadístico de electricidad (2009), Ministerio de Energía y Minas, Lima, Perú.

Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) (2006), “Aspectos legales, normativos, conceptuales y estadísticos de las rentas de congestión.. VII Jornadas de Funcionamiento del MEM”, Cuenca, Ecuador.

_____ (2005), Foro nacional: El sector eléctrico ecuatoriano, propuesta de soluciones. Interconexiones internacionales en la región andina: experiencias, situación actual y perspectivas, Quito, Ecuador.

Comunidad Andina de Naciones (CAN) (2002), Decisión 536 Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad, Lima, Perú.

_____ (2009), Decisión 720 Sobre la vigencia de la Decisión 536. Comunidad Andina de Naciones (CAN), Lima, Perú.

_____ (2011), Decisión 757 Sobre la vigencia de la Decisión 536. Comunidad Andina de Naciones (CAN), Lima, Perú.

Consejo Nacional de Electrificación (CONELEC) (2009), Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano año 2009, Quito, Ecuador.

_____ (1999-2009), Estadística del sector eléctrico ecuatoriano. Resumen del periodo 1999-2009. CONELEC, Quito, Ecuador.

_____ (2009-2010), Maestro de Electrificación 2009-2020, Quito, Ecuador.

Ministerio de Energía y Minas (2010), Perú. Sector Eléctrico documento promotor.

Ortiz, Gonzalo (2011), “América del Sur unida es una potencia”, artículo en base a una entrevista a María Emma Mejía. Revista Gestión, No. 205, Quito, Ecuador

OSINERGMIN (2009), Oficina de Estudios Económicos. Centro de Estudios Estratégicos de IPAE Prospectiva del sector eléctrico 2009 – 2018, Preparado para. Lima, Perú.

Sistema de Información Eléctrica (SIEL) <http://www.siel.gov.co/>. UPME, Colombia

Sistema de Información Georeferenciado (SIG CONELEC). <http://geoportal.conelec.gob.ec/sigelec/index.html>

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (1990-2010), “Boletín estadístico de minas y energía”, Bogotá, Colombia.

_____ Plan de Expansión de Referencia Generación–Transmisión 2010-2024. UPME, Bogotá, Colombia.

III. El Proyecto Siepac y la conformación del mercado eléctrico regional de América Central

Issac Castillo

A. El largo camino de la integración eléctrica regional

La firma del Tratado General de Integración en 1960 se podría considerar como la fecha formal del inicio del proceso de integración económica de América Central. Otro paso importante para la integración regional se dio en 1991 con la firma del Protocolo de Tegucigalpa, mediante el cual se estableció el Sistema de Integración Centroamericana (SICA), y en 1993 el Protocolo de Guatemala con el fin de constituir la Unión Económica Centroamericana.

En este contexto de integración se desarrollaron los esfuerzos para crear mercados energéticos de electricidad e hidrocarburos. En materia de electricidad los primeros estudios se remontan a los años sesenta, elaborados por la Sede Subregional de la Comisión Económica para América Latina (CEPAL) en México; mientras que en el sector hidrocarburos se iniciaron, a mediados de los años ochenta, y siempre con la participación de CEPAL, los primeros estudios para la integración del mercado petrolero regional.

En materia de electricidad los avances de la integración han sido importantes. Desde la primera interconexión internacional entre Honduras y Nicaragua en 1975 siguieron la de Costa Rica y Nicaragua en 1982, Costa Rica-Panamá y el Salvador-Guatemala ambos en 1986. El eslabón faltante, entre El Salvador y Honduras, se completó en septiembre de 2002 y a partir de ese momento los seis países del istmo centroamericano, desde Guatemala hasta Panamá, quedaron eléctricamente unidos.

La firma del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central en 1996 y de sus dos Protocolos es el paso más importante en la integración energética regional. Estos documentos fijan el marco legal para el desarrollo del proyecto del Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC). El proyecto en sí tiene dos dimensiones: i) la creación de un Mercado Regional de electricidad competitivo y ii) la construcción de una línea de transmisión de 230 kV de 1,800 kilómetros de longitud a lo largo del istmo, que permitirá intercambios de hasta 300 MW entre países. La construcción se inició en 2007 y cuenta además con 28 bahías de acceso y se espera que la mayoría de los tramos entren en operación comercial a fines de 2011.

Con el Mercado Eléctrico Regional también se crearon tres instituciones: 1) el Ente Operador Regional (EOR), encargado de operación técnica y comercial del mercado, 2) la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) que funge como regulador regional y 3) la Empresa Propietaria de la Red (EPR) que es la sociedad anónima dueña de la línea.

Adicionalmente está en operación desde 2010 la línea de interconexión eléctrica entre México y Guatemala. La línea tiene una capacidad de transporte de 200 MW en el sentido México-Guatemala y actualmente existe un contrato mediante el cual el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) importa 120 MW. También se está trabajando en los estudios para la interconexión entre Panamá y Colombia que funcionaría en corriente directa con una capacidad inicial de 300 MW y entraría a operar hacia el 2015-16.

Desde 1975 existen transacciones de energía eléctrica entre los países las cuales se han ido incrementando a medida que se concluían las interconexiones entre los países. En los años ochenta y noventa del siglo XX el volumen de las transacciones internacionales, medidas en términos de las exportaciones, superó los 500 GWh por año, pero a partir de 2000 llegaron cerca de los 1,500 GWh por año.

En años recientes las transacciones de energía eléctrica han perdido dinamismo principalmente por la disminución de inversiones en generación, medidas comerciales y regulatorias y por las restricciones de transmisión en la red existente. Desde 2004 los intercambios empezaron a caer hasta 436 GWh para recuperarse moderadamente en 2007 (551GWh) y 2008 (579 GWh).

Desde su creación el Mercado Regional de Electricidad (o MRE) se ha basado en el concepto del “séptimo” mercado, es decir, en convivencia con los seis mercados o sistemas nacionales existentes, con reglas independientes a la de éstos, donde los agentes que participan concurren para realizar transacciones regionales de energía y cuyo funcionamiento está regulado por normas propias aplicables al ámbito de su administración y operaciones.

CUADRO 7 HITOS Y FECHAS DE LA INTEGRACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL

Fecha	Hito	Comentario
1975	Interconexión Honduras-Nicaragua	Proyecto bilateral
1982	Interconexión Nicaragua-Costa Rica	Proyecto bilateral
1986	Interconexiones entre Costa Rica y Panamá y entre Guatemala y El Salvador	Proyectos bilaterales
30 Diciembre 1996	Firma del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.	Sometido a consideración de los órganos legislativos nacionales fue ratificado y legalmente vigente a partir de 1999. El Tratado Marco creó dos organismos: La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y el Ente Operador Regional (EOR) además de la Empresa Propietaria de la Red (EPR)
Abril de 2000	Aprobación del Diseño General del Mercado Eléctrico Regional.	Discutido y analizado por representantes de los Gobiernos y aprobado por el Grupo Directos del Proyecto SIEPAC.
Julio de 2002	Interconexión entre El Salvador y Honduras	Con esta conexión se completa la unión eléctrica de América Central que hasta ese momento se realizaba en dos bloques de países separados: Guatemala y El Salvador (Bloque Norte) y Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá (Bloque Sur).
Setiembre 2002	Aprobación por la CRIE del Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional (RTMER)	El RTMER fue elaborado por el EOR con la colaboración de los operadores nacionales.
Noviembre 2002	Entró en funcionamiento el Operador del Mercado Centroamericano (OMCA)	Organismo provisional para administrar las operaciones dura la fase transitoria según lo establecía el RTMER.
Febrero 2005	Incorporación de ISA de Colombia como accionista de EPR	

(continúa)

Cuadro 7 (conclusión)

Fecha	Hito	Comentario
Diciembre 2005	Aprobación por la CRIE del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER)	
Julio de 2006	Inicio de construcción de la línea de Transmisión del proyecto SIEPAC	
Agosto 2008	Incorporación de CFE de México como accionista de EPR	
Noviembre 2010	Entrada en operación primer tramo de la EPR	Tramo Veladero-Río Claro entre Panamá y Costa Rica

Fuente: Elaboración propia.

Los intercambios de energía se realizan mediante transacciones en el MER a través de la Red de Transmisión Regional (RTR), cuyas instalaciones son en su mayor parte de uso compartido con los mercados nacionales, estableciéndose los nodos de la RTR como los puntos de conexión entre el MER y los mercados nacionales. Esta concepción conlleva la superposición de transacciones del Mercado Regional y de los mercados nacionales así como la existencia de flujos de energía, regionales y nacionales en la RTR.

En el MER conviven los mercados nacionales y las transacciones internacionales. Los operadores de mercado y sistema locales continúan haciendo el despacho nacional respetando la diversidad modelos de organización sectorial en cada país coexistiendo monopolios integrados verticalmente con sistemas de mercado.

En este contexto de diversidad de modelos sectoriales se plantea el desarrollo de un séptimo mercado que funcione armónicamente con los mercados o los sistemas nacionales existentes. Por esta razón se hizo necesario desarrollar mecanismos de articulación entre el Mercado Regional y los mercados nacionales, o interfaces, que permitan, en todos los ámbitos de la operación física y comercial de los sistemas, el adecuado funcionamiento del mercado regional.

En el Cuadro 8 se desatacan algunas características económicas, demográficas y del sector eléctrico de la Región.

CUADRO 8
AMÉRICA CENTRAL: ALGUNAS CARACTERÍSTICAS DE LA REGIÓN 2010

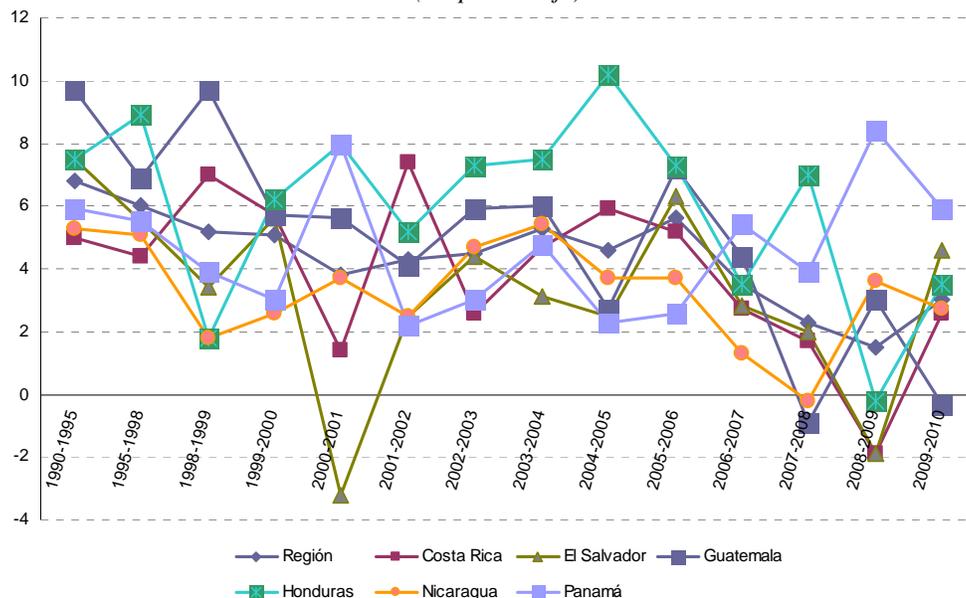
País	Población (Miles)	PIB per cápita (PPA Dólares US 2007)	Población con servicio eléctrico (%)	Demanda Máxima (MW)	Capacidad Instalada (MW)
Guatemala	14,0	4 562	84,0	1 468	2 475
Honduras	7,3	3 796	86,4	1 245	1 610
El Salvador	7,9	5 804	80,5	948	1 480
Nicaragua	5,7	2 570	66,7	539	1 068
Costa Rica	4,5	10 842	99,1	1 536	2 605
Panamá	3,5	11 391	89,0	1 222	1 974
Total	42,9			6 958	11 212

Fuente: CEPAL, México, "Centroamérica: estadísticas del Subsector eléctrico, 2010".

B. La evolución de la demanda de electricidad

Entre 1990 y 2010 la demanda máxima regional de electricidad pasó de 2614,9 MW a 6957,8 MW mientras que entre esos mismos años el consumo creció de 14237 GWh a 40552 GWh, o sea que en 20 años sus valores, en ambos casos, se multiplicaron por un factor de más de dos veces y media. Las tasas de crecimiento de la demanda regional agregada así como del consumo muestran, desde 1990, una evolución decreciente: en efecto de tasas de crecimiento de 6.8% promedio en el período 1990-1995 para la demanda máxima y 7.4% para el consumo se ha caído a tasas de crecimiento de 3% y 3.4% respectivamente entre 2009 y 2010.

GRÁFICO 16
AMÉRICA CENTRAL: TASAS DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA MÁXIMA
 (En porcentaje)



Fuente: CEPAL, México, "Centroamérica: estadísticas del Subsector eléctrico, 2010".

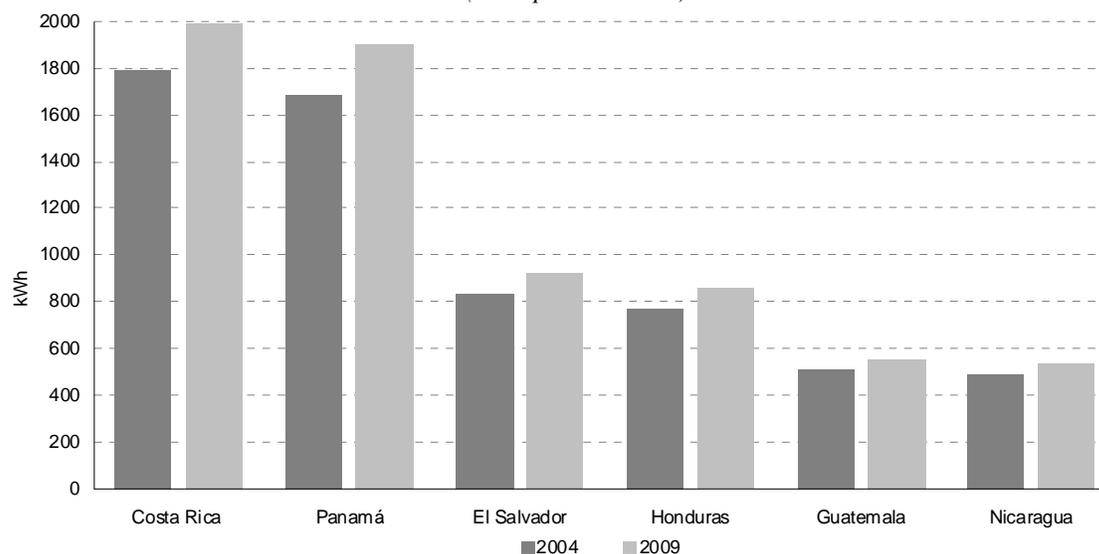
La situación varía ampliamente entre los países pero existe una visible tendencia a la reducción de las tasas de crecimiento; sea de la demanda máxima que del consumo (ver Gráfico 16). El único país que escapa de este comportamiento es Panamá, que sin embargo también mostró un patrón similar hasta 2006 año a partir del cual recuperó su crecimiento a niveles de 1990. El resto de los países redujeron sus tasas de crecimiento de un rango de 9.7 a 5% entre 1990 y 1995 hasta llegar a niveles de entre 3.5 y -0.3% en 2010.

La caída en el crecimiento del consumo de electricidad es un fenómeno bien conocido por la teoría económica. En la medida que los sistemas eléctricos se hacen más maduros el crecimiento del consumo se hace cada vez moderado⁶⁹. La explicación de este proceso de ajuste de las tasas de crecimiento del consumo de electricidad en la región se debe buscar en varias causas: i) el aumento de los precios de la energía (petróleo y electricidad) y el consecuente efecto de la elasticidad de los precios sobre el consumo, ii) la política de subsidios e impositiva sobre el consumo de electricidad, iii) la crisis económica a partir de 2008, iv) el efecto de la introducción de equipos eléctricos más eficientes, v) la evolución de la estructura de consumo por sectores (residencial, comercial, etc.), vi) el grado de electrificación del país entre otras.

En términos de consumo por habitante se pueden identificar dos grupos de países netamente diferenciados: Panamá y Costa Rica, por un lado, con consumos muy similares cercanos a los 2000 kWh/habitante en 2009 y El Salvador, Honduras, Guatemala y Nicaragua con valores menores de 1000 kWh/habitante (ver Gráfico 17) reflejando con esto también las diferencias en las condiciones socio-económicas que existen entre países. Los países de mayor consumo de electricidad per cápita exhiben también un mayor nivel de desarrollo humano. El Índice de Desarrollo Humano (IDH) indica que Costa Rica y Panamá aparecen como países de IDH alto mientras que Honduras, Guatemala, Honduras, Nicaragua y El Salvador con IDH medio.

⁶⁹ Las tasas de crecimiento del consumo de electricidad (o de la demanda máxima) en los Estados Unidos de América se sitúan entre el 1 y 1.5% al igual que la mayor parte de los países de la Unión Europea. El consumo mundial de electricidad entre 1973 y 2008 creció a 3.4% por año.

GRÁFICO 17
AMÉRICA CENTRAL: CONSUMO DE ELECTRICIDAD POR HABITANTE
(KWh por habitante)



Fuente: CEPAL, México, "Centroamérica: estadísticas del Subsector eléctrico, 2010".

Los valores del consumo de electricidad por habitante son sin duda producto de las diferencias en los distintos niveles de bienestar social⁷⁰, pero también las condiciones climáticas de los centros de mayor consumo (Por ejemplo el uso de aire acondicionado en Panamá), la importancia de los sectores productivos⁷¹, los precios relativos y los hábitos de consumo⁷² pueden explicar las diferencias del consumo por habitante.

A pesar de los esfuerzos realizados y del crecimiento de la población atendida el consumo per cápita de América Central es bajo comparado con países de América Latina y el Caribe. Aún Panamá y Costa Rica, con los mayores consumos por habitante en América Central, son países con consumos medios si se le considera en el contexto regional más amplio. Existe aún mucho espacio para el crecimiento del consumo de electricidad en América Central.

El CEAC en su último Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación 2011-2025 propone, en el escenario moderado, que la demanda regional de energía eléctrica de crecería 4.9% anualmente, con rango de variación por país que va de 3.4% en Nicaragua a 5.7% en El Salvador⁷³. En términos de infraestructura de generación, en su conjunto, la regional debería agregar unos 6,500 MW de nueva capacidad, casi el doble de la capacidad con que contaba en 2010.

C. La historia de los intercambios

Desde 1975, año en que se realizó la primera interconexión en América Central entre Honduras y Nicaragua, existen intercambios de electricidad entre los países del istmo centroamericano. Los intercambios de electricidad han sido siempre muy modestos y se registraron en situaciones de emergencia o de excedentes de generación hidroeléctrica en algunos países por condiciones climáticas favorables.

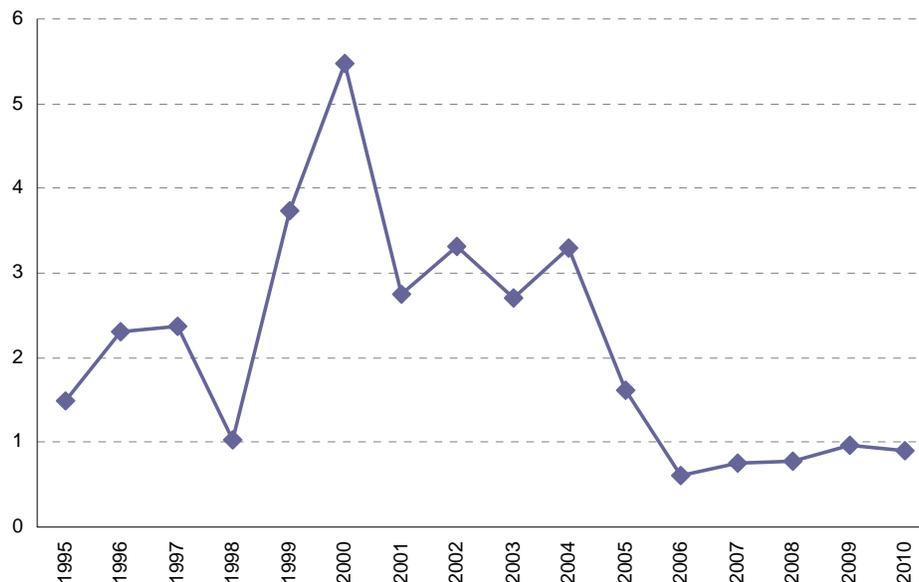
⁷⁰ Que se pueden medir por varios medios como el PIB por habitante, población con acceso a servicios públicos, etc.

⁷¹ El mayor peso de ciertos sectores de consumo como el sector terciario está muy relacionado al uso de aire acondicionado, mientras que una mayor importancia del consumo residencial tiene una dinámica más relacionada con el aumento de la población y al ciclo de consumo diario de las familias. Esto también es importante para determinar la curva horaria de carga del sistema.

⁷² Los precios bajos de la electricidad pueden explicar por ejemplo el uso de la electricidad para usos calóricos como la cocción en Costa Rica.

⁷³ Una tasa anual de crecimiento de 6% en un escenario optimista.

GRÁFICO 18
AMÉRICA CENTRAL: EXPORTACIONES/GENERACIÓN TOTAL
 (En porcentaje %)



Fuente: CEPAL, México, "Centroamérica: estadísticas del Subsector eléctrico, 2010".

Si se mide el nivel de los intercambios como la relación entre las exportaciones y la generación neta total, se puede afirmar que en los 25 años de historia de la interconexión (ver Gráfico 18) éstas apenas superaron el 5% de la generación neta total en 2000, año en que se registraron las mayores exportaciones, cayendo a partir de 2006 a valores menores del 1%, los valores históricos más bajos desde 1985. El auge de la exportaciones entre 1999 y 2004 estuvo relacionado básicamente con el alto nivel que alcanzaron los intercambios de energía entre Guatemala y El Salvador. En esos años en efecto las exportaciones y las importaciones de energía estuvieron dominadas por esos dos países respectivamente.

Durante casi toda la última década del siglo XX las exportaciones regionales de electricidad no superaron los 533 GWh. En 1999 éstas registraron un salto a 924 GWh principalmente por el comercio entre Guatemala, como país exportador neto, y El Salvador como importador neto.

Entre 1995 y 1998 el origen de las exportaciones estaba muy diversificado y no se puede establecer un patrón definido. Las exportaciones fueron muy modestas y se produjeron por intercambios de ocasión o a situaciones de emergencia entre los países del llamado Bloque Norte por un lado y los del Bloque Sur por el otro lado⁷⁴. Los países aparecen indistintamente como exportadores y/o importadores con transacciones comerciales muy pequeñas.

La situación cambió a partir de 1999-2000 cuando tres países: Guatemala, Costa Rica y Panamá aumentaron de forma significativa su oferta de exportación, especialmente el primero de ellos. A partir de 2000 Guatemala y Costa Rica aumentaron sus exportaciones y en menor medida Panamá en 2003. A partir de 2000 y hasta 2007 Guatemala y Costa Rica concentraron más del 90% del total de las exportaciones regionales pero a niveles absolutos muy bajos.

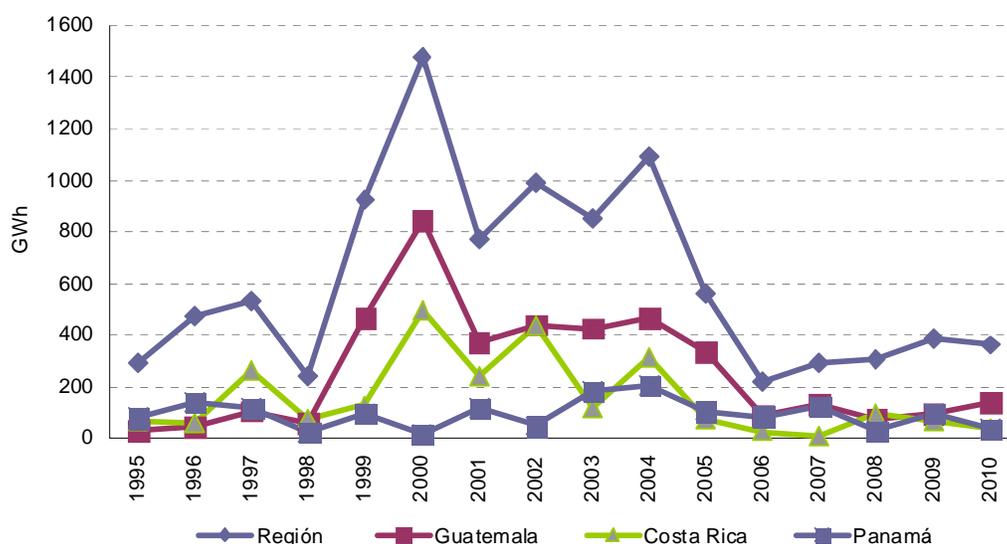
Las estadísticas demuestran que en 2000, año en el que registraron las mayores exportaciones en la región (1,478.6 GWh) hasta el 14% de la generación neta de Guatemala se exportaba a El Salvador. Durante esos años las exportaciones de energía de Guatemala representaron entre el 6.4 y el 14% de su generación neta. Del lado de El Salvador hasta el 20.6% del consumo local en 2000 fue cubierto con

⁷⁴ Hasta 2002 cuando se completó la conexión eléctrica entre El Salvador-Honduras y se unieron eléctricamente los seis países existían en la Región dos grupos de países conectados: Guatemala, El Salvador (Bloque Norte) y Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá (Bloque Sur).

exportaciones de Guatemala⁷⁵. En 2010 las exportaciones de Guatemala se redujeron al 1.7% de su generación neta total mientras que en El Salvador sólo el 1.5% del consumo provenía de las importaciones (ver Gráficos 19 y 20). La caída de los intercambios energía entre Guatemala y El Salvador se debe básicamente a los cambios regulatorios realizados en 2005, por la SIGET en El Salvador, con el afán de frenar el aumento de los precios de la electricidad ocasionados por el alza del precio de los combustibles, que afectaron el precio de la energía en el mercado mayorista desfavoreciendo las importaciones.

Del lado de las importaciones El Salvador y en menor medida Honduras observaron una dependencia importante de las importaciones de electricidad para abastecer el consumo interno. En esos años en efecto entre el 7.2 y el 9.1% del consumo interno de electricidad de Honduras provenía de las importaciones⁷⁶. A partir de 2005 Honduras redujo de manera drástica sus importaciones.

GRÁFICO 19
AMÉRICA CENTRAL: PRINCIPALES EXPORTADORES DE ELECTRICIDAD

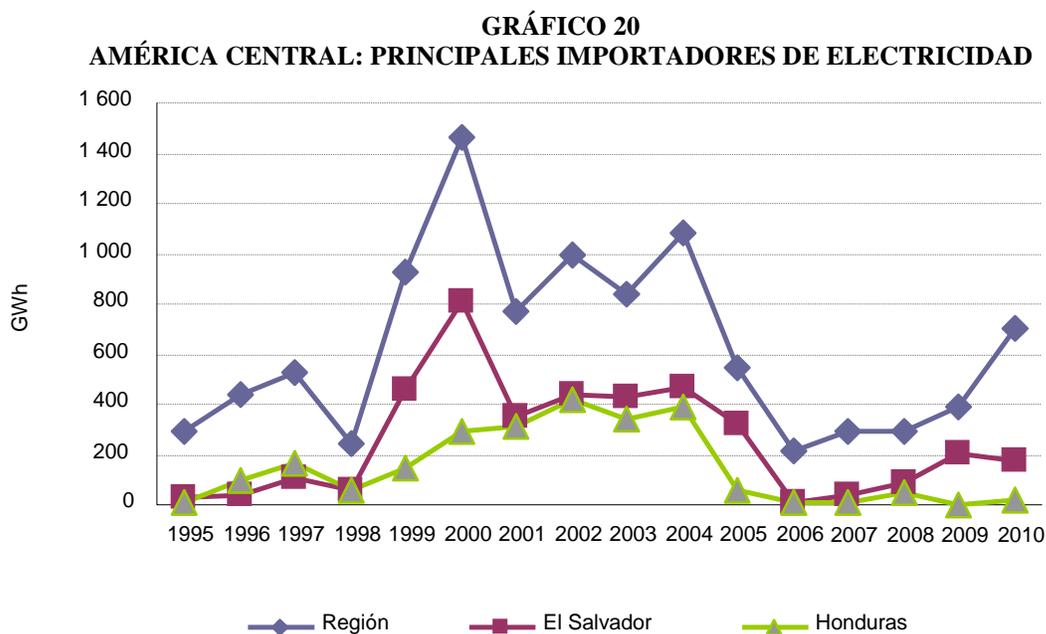


Fuente: CEPAL, México, "Centroamérica: estadísticas del Subsector eléctrico, 2010".

En términos absolutos la exportaciones de electricidad en 2010 están por debajo de las realizadas por la región en 1990; un resultado poco alentador si se consideran los esfuerzos del proceso de integración regional realizados por los países miembros del Tratado Marco y el desarrollo del proyecto SIEPAC.

⁷⁵ En esos años las exportaciones de energía eléctrica de Guatemala representaron porcentajes importantes del consumo interno de El Salvador: en 1999 el 11.8%, 20.6% en 2000, 9.5% en 2001, 8.8%, xx% en 2002, 8.8% en 2003 y 7.5% en 2004.

⁷⁶ Especialmente por exportaciones de Costa Rica y Panamá.



Fuente: CEPAL, México, "Centroamérica: estadísticas del Subsector eléctrico, 2010".

D. El diseño del mercado eléctrico regional

Durante el último decenio del siglo XX se produjeron en América Central una serie de transformaciones en la organización del sub-sector eléctrico que alcanzaron la mayoría de los países. Cuatro de los seis países: El Salvador, Guatemala, Panamá y Nicaragua optaron por abrir sus sectores eléctricos a la inversión privada mediante la privatización total o parcial de sus activos e introduciendo además mecanismos de mercado que propiciaran la competencia y racionalidad de los costos del servicio. Otros, Costa Rica y Honduras, decidieron mantener el modelo tradicional basado en el monopolio verticalmente integrado de propiedad estatal aunque permitiendo el ingreso, limitado, de la generación de propiedad privada⁷⁷.

Las reformas sectoriales también dieron origen a la creación de distintas instituciones, con el fin de atender los aspectos regulatorios, operativos, comerciales y de política energética que exigían los nuevos mercados. Aún los países que introdujeron mecanismos de mercado adoptaron modelos diferentes de organización industrial y reglas diferentes. El Salvador adoptó un sistema muy liberal de oferta de precios, permitió la integración vertical entre la generación y no exigió la obligación de contratar de los distribuidores. Por su lado Panamá, Nicaragua y Guatemala adoptaron modelos que tienen aspectos comunes en sus partes más relevantes: oferta de costos, obligación de contratar (total o parcial) de la demanda y prohibición de la integración vertical; no obstante existen muchas diferencias en los detalles.

Con este panorama un Mercado Regional de electricidad podía ser pensado sólo como un "séptimo mercado"; o sea uno en el cual pudieran participar los seis mercados (mercado de mercados) manteniendo cada uno sus particularidades, respetando la soberanía de los países. No obstante el Tratado Marco expresa la necesidad de que los países avancen en la armonización regulatoria y en la compatibilización de las reglas en un proceso que a largo plazo convergería en un mercado único.

1. El mercado regional de los intercambios de energía

El MER funciona como un mercado mayorista regional obligatorio, "day ahead", de precios nodales en el cual se realizan transacciones de energía entre agentes de los países. Es un mercado donde se pueden efectuar ofertas de precios de inyecciones y de retiros⁷⁸ en los nodos de la Red de Transmisión Regional,

⁷⁷ Aunque en estos casos los monopolios estatales se mantienen como Compradores únicos.

⁷⁸ Los reglamentos establecen los conceptos de inyección y retiro en vez de los de exportación e importación.

o RTR, está formada por la línea troncal de SIEPAC y tramos de líneas nacionales que intervengan en las transacciones regionales, ya sea de oportunidad o mediante contratos, coordinados por un ente operador regional: el EOR. No existe un despacho centralizado y/o coordinado.

En el MER se transan: i) la energía tanto de oportunidad como de contratos, ii) los servicios auxiliares necesarios para garantizar la calidad del servicio y la seguridad de la operación, iii) el servicio de transmisión regional que permite las transacciones en el MER y iv) el servicio de operación y de administración del MER. En el MER no se transa potencia o capacidad; en ese sentido es un mercado de sólo de energía.

Se describen a continuación, brevemente, aquellos que se consideran los principales conceptos que norman el MER contenidos en sus reglamentos vigentes; no obstante se debe advertir que se omiten muchos detalles del funcionamiento del mercado por creer que no mejoran la comprensión del funcionamiento general del mercado regional.

a) Precios nodales

Dada la característica longitudinal de la red regional y de los sistemas nacionales que integran la RTR fue conveniente usar el sistema de precios nodales para el MER que refleje los costos de corto plazo que una inyección o retiro de oportunidad hacen incurrir al sistema, poniendo en evidencia las restricciones de la capacidad de transmisión (incluyendo condiciones de congestión y las pérdidas). Los precios nodales tienen solo aplicación en los nodos de la RTR.

Los precios nodales generan los ingresos variables de transmisión por el pago de cargos variables de transmisión (o CVT). Los CVT surgen del sistema de precios nodales de la RTR como el producto de la energía horaria transmitida por la diferencia horaria de precios entre los nodos de la RTR que efectúan la transacción. Esto incluye implícitamente los costos de las pérdidas marginales y de las congestiones.

Matemáticamente estos se calculan mediante la siguiente fórmula:

$$CVT^{79} = MWh_{i} \times P_i - MWh_{r} \times P_r$$

Mensualmente se calcula el acumulado del cargo en todos los nodos de la RTR y para todas las horas del año y el monto así obtenido se destina a pagar el servicio de transmisión regional de acuerdo al régimen tarifario correspondiente. Las transacciones derivadas de contratos pagan el costo variable de transmisión o CVT de forma explícita asociada al monto de la energía intercambiada en los nodos de la RTR definidos en el contrato.

b) El mercado de Contratos Regionales

Los contratos son instrumentos financieros que tienen como objetivo asegurar un flujo predecible de ingresos al vendedor del contrato, generalmente un generador, y a la vez de estabilizar el precio de compra y la garantía de suministro al comprador, generalmente un distribuidor o gran consumidor. Los contratos de largo plazo, al reducir los riesgos inherentes del mercado, incentivan la inversión en nueva capacidad de transmisión y de generación asegurando así la sostenibilidad del servicio a largo plazo.

Los contratos en el MER deben tener una duración mínima de 1 día y no pueden imponer restricciones al despacho económico. Además deben ser suscritos por agentes habilitados pero de países diferentes y cumplir con los requisitos de las regulaciones nacionales. Los contratos además pueden ser diferentes dependiendo del grado de compromiso, o firmeza, con el que se entrega la energía al comprador. En tal sentido los contratos pueden ser firmes, que establecen prioridad de suministro para la parte compradora; y no firmes que no establecen la prioridad de suministro de la parte compradora.

En los **Contratos Firmes** en el MER el vendedor se compromete a entregar energía firme (garantizada) al comprador en el, o los, puntos de entrega ubicados en uno o varios nodos de la RTR que

⁷⁹ MWh_i se refiere a la energía en Megavatios-hora inyectada en el nodo i por el precio nodal horario P_i expresado en \$/MWh; mientras que MWh_r y P_r se refiere a la cantidad de energía y el precio de la energía retirada. El CVT puede ser positivo o negativo dependiendo del valor de las variables.

requiera el comprador de acuerdo a lo estipulado en el contrato. La energía comprometida en un contrato firme regional no puede ser comprometida también en Contratos Nacionales. En los Contratos Firmes regionales es obligatorio que una de las partes, indicada en el Contrato, sea titular de Derechos de Transmisión (DT) entre los respectivos nodos de inyección y retiro del Contrato, en el sentido del nodo de inyección al nodo de retiro que aseguren el transporte de la energía contratada.

El Vendedor podrá cubrir el compromiso de entrega con generación propia y/o con compras en el mercado de oportunidad regional, y/o de permitirlo la regulación nacional, en el mercado de oportunidad del mercado nacional en el que se ubica la parte compradora en el contrato. En un contrato firme la energía contratada tiene prioridad para el abastecimiento de la demanda en el país en donde esté ubicado el comprador. A efectos de los compromisos de entrega, la generación comprometida en venta en un contrato firme, es como si físicamente saliera del país en que se encuentra localizado el vendedor.

El operador regional, el EOR, no puede interrumpir la entrega de la energía firme contratada por razones de despacho económico o por faltantes de generación en el país sede del vendedor en el Contrato; sin embargo a instancias del operador regional el vendedor podrá, voluntariamente, reducir o eliminar las ventas del contrato firme regional, para vender en el mercado nacional. El contrato regional firme puede ser sólo interrumpido por restricciones técnicas (criterios de calidad y seguridad) o emergencias.

La CRIE en coordinación con el EOR, la entidad reguladora nacional y el operador nacional calcularán la cantidad de energía firme que puede ser transada en Contratos de Energía Firme regionales, por períodos de tiempos que consideren apropiados para cada país, teniendo en cuenta la capacidad de generación, la disponibilidad de recursos energéticos, la demanda máxima de cada sistema, los requerimientos de reserva y los contratos regionales y nacionales existentes.

Los contratos firmes de largo plazo son piezas claves para el desarrollo del MER y se mencionan en el contenido del tratado marco como un medio para aumentar la capacidad regional de transmisión e incentivar la inversión en plantas regionales de generación. Aunque el RMER contempla mecanismos que mitigan los riesgos; es claro que nada puede asegurar que un gobierno, presionado por una situación de racionamiento nacional, ordene la interrupción de un contrato firme de un vendedor (generalmente un generador) ubicado dentro de su territorio, provocando el incumplimiento del contrato firme y la violación del tratado marco.

Es políticamente difícil para un Gobierno, o país, aceptar el racionamiento porque un generador local tiene comprometida la energía en un Contrato Firme regional⁸⁰; sin embargo este es un riesgo que puede ser mitigado por medio de garantías multilaterales, como las que otorga el Multilateral Investment Guarantee Agency (MIGA) del grupo del Banco Mundial. Sólo en la medida que aumente la madurez institucional de nuestros países y que el proceso de integración avance se comprenderá que el respeto a la institucionalidad traerá beneficios económicos, sociales y ambientales a la región.

En el MER existe un solo Contrato Firme regional por 30 MW entre Hidro Xacbal, un generador de Guatemala, y la distribuidora CAESS del El Salvador para entrega el 1 de enero de 2012 y con una duración de 15 años.

Los **Contratos No Firmes** regionales son el ámbito comercial para viabilizar los intercambios de excedentes y faltantes de oportunidad entre agentes del MER. Son compromisos de corto plazo con duración mínima de 1 día que se informan cada día indicando el nivel del intercambio requerido para cada hora del día siguiente.

El **operador** regional despachará los Contratos No Firmes regionales teniendo en cuenta la capacidad de transmisión de la RTR que resulte disponible después de acomodar las necesidades de los contratos firmes regionales. Los contratos no firmes regionales podrán ser interrumpidos por el operador regional por restricciones técnicas de calidad y seguridad, por consideraciones de despacho económico, por prioridad del abastecimiento del operador nacional y por congestión de la RTR.

⁸⁰ Ver el caso de los contratos de suministro de gas entre Chile y Argentina, que fueron suspendidos por esta última por una situación de escases nacional.

c) El Mercado de Oportunidad Regional

Es el ámbito comercial en el que se organizan los intercambios regionales que aprovechan ofertas (excedentes) y demandas (déficit o sustitución de generación más costosa) de oportunidad que cada país pone a disposición del MER. El Mercado de Oportunidad Regional es de corto plazo y se basa en ofertas horarias de inyección o retiro en los nodos de la RTR presentadas por los agentes habilitados con un día de anticipación al operador regional de forma obligatoria. Las ofertas que se originan de los agentes del MER se comunican al OS/OM y estos al EOR. Los agentes ofertan en el MER a través del OS/OM local.

La coordinación se realiza entre el operador del sistema y administrador del mercado nacional y el operador regional: el EOR. Las ofertas de los agentes del mercado son informadas al EOR por los OS/OM nacionales y pueden ser el producto de ofertas de los agentes del MER, de ofertas de flexibilidad de los contratos. Las transacciones en el Mercado de Oportunidad son de ocasión y por lo tanto interrumpibles por el operador nacional tanto del país vendedor como del comprador.

Las ofertas de oportunidad de inyección pueden surgir de generación que no resulta despachada o despachada parcialmente, que no forme parte de la reserva requerida en el predespacho nacional. También las ofertas de oportunidad de inyección pueden originarse de demanda nacional que resulte interrumpible por precio en el predespacho nacional, siempre que la regulación local lo permita.

Las ofertas de oportunidad de retiros pueden surgir del reemplazo de energía que resulte despacha en el predespacho nacional, para atender situaciones de déficit nacional y demanda nacional no atendida por precio en el *predespacho* nacional.

Además el RMER permite, mediante mecanismos de flexibilidad voluntarios, que los contratos (firmes y no firmes) regionales participen en el mercado de oportunidad regional. Diariamente las partes compradora y vendedora en un contrato no firme regional pueden, mediante ofertas de flexibilidad de las cantidades del contrato, acordar la venta o compra de energía, total o parcial, en el mercado de oportunidad regional con respecto a sus compromisos contractuales. También está previsto que la parte vendedora en un contrato firme regional realice ofertas de flexibilidad que son de la misma que las otras ofertas de oportunidad y consideradas en los *predespacho* regional.

d) Coordinación entre el Despacho Nacional y el Regional

Cada OS/OM elabora el predespacho nacional sin considerar los intercambios internacionales. Seguidamente el OS/OM de cada país informa al EOR, para cada hora del día siguiente, las ofertas de inyecciones o retiros de oportunidad en los nodos de la RTR, así como los compromisos de contratos con sus correspondientes ofertas de flexibilidad asociadas. Las ofertas de oportunidad serán de precios expresados en \$US y los agentes autorizados están obligados a presentar ofertas de oportunidad al OS/OM nacional diariamente.

Cada día antes de las 10:00 el OS/OM informa a los agentes nacionales del estado de la red y de eventuales restricciones que afecten la red de transmisión (mantenimientos, cambios topológicos, etc.) paso seguido informa al EOR para cada hora del día siguiente los compromisos de los contratos y las ofertas de flexibilidad y realiza antes de las 13:00 el predespacho nacional incluyendo las ofertas de oportunidad al MER. En ese momento informa al EOR el predespacho nacional calculado de ese modo.

Antes de las 14:30 los OS/OM reciben del EOR, para cada hora del día siguiente, las transacciones programadas y los precios ex – ante en los nodos de la RTR para las ofertas de oportunidad regionales y para las transacciones resultantes de los contratos y las incorpora en el predespacho total. A las 16:00 reciben del EOR el predespacho regional definitivo y antes de las 18:00 informan a los agentes nacionales las transacciones resultantes del mercado de oportunidad regional y del mercado regional de contratos.

E. El sistema de transmisión regional

La Red de Transmisión Regional (RTR) consiste en las líneas sobre las cuales se desarrollan las transacciones del MER y está constituida por las líneas de alta tensión de 115 kV o superiores que crucen las fronteras nacionales de los países signatarios del Tratado Marco y otras líneas nacionales que influyen de manera significativamente en los flujos internacionales con independencia de la propiedad. En la práctica la RTR es la línea del SIEPAC más aquellas líneas nacionales que el EOR considere necesario incluir en la RTR, por su grado de afectación a los intercambios internacionales. El Sistema de Planificación Regional (SPTR) que funciona dentro del ámbito de la EOR determina anualmente la RTR y elabora un plan indicativo de ampliaciones.

1. Ampliaciones de la Transmisión

El RMER establece que existen dos tipos de ampliaciones: i) Ampliación Planificada; o la que determina el EOR como resultado del Sistema de Planificación Regional (SPTR) y ii) Ampliación a Riesgo que se realiza por agentes del MER y que no hacen parte de las ampliaciones que surgen del SPTR. Las dos tienen un tratamiento tarifario diferente.

2. Sistema de Tarifas de Transmisión Regional

El sistema de precios nodales se aplica a la Red de Transmisión Regional (RTR) determinada anualmente por el EOR y aprobada por la CRIE. A la RTR se aplican las tarifas regionales de transmisión aprobadas por la CRIE.

Para las ampliaciones construidas bajo el régimen de transmisión planificada surgidas del SPTR, se reconoce una remuneración anual (RRA) que incluye los costos de la inversión inicial, más los costos de operación y mantenimiento de una empresa eficiente, determinados según criterios y la aprobación final de la CRIE. El ingreso o remuneración anual se cobra mediante tres componentes:

- **Cargo Variable de Transmisión (CVT):** Tal como fue descrito anteriormente surge del sistema de precios nodales de la RTR como el producto de la energía horaria transmitida por la diferencia horaria de precios entre los nodos de la RTR que efectúan la transacción.
Los CVT los pagan los usuarios de la RTR. Los contratos pagan los CVT de forma explícita asociada a la energía intercambiada por la parte en dicho contrato y se asignan a la parte Vendedora; mientras que las transacciones de oportunidad, tanto programadas como por desvíos de tiempo real pagan implícitamente los CVT al ser valorizadas al precio nodal.
- **Peaje (P):** Es el cargo asociado al uso de las instalaciones y combinan el nivel de ocupación de la capacidad y la distancia. Es pagada por los usuarios de la RTR de forma proporcional al nivel de uso de la instalación. Cuando la instalación es usada también para realizar transacciones en el mercado nacional, los agentes involucrados pagarán ese uso conforme a lo que establece la regulación nacional.
- **Cargo Complementario (CC):** Es el cargo que sumado a lo se cobra mediante el CVT y al Peaje iguala la remuneración o ingreso anual reconocido por el regulador regional. O sea que matemáticamente el cargo complementario es igual a $CC=RRA-CVT-P$. Estos cargos se “estampillan” en función de la demanda de cada país dentro de la demanda total regional y se asigna a los consumidores (la demanda). En el caso extremo de que en un año no se realicen transacciones el Cargo Complementario cubrirá la totalidad del RRA, distribuido entre los países de forma proporcional a su participación en el consumo regional anual.

Para las ampliaciones a riesgo e instalaciones existentes, se mantiene el cobro de los CVT, calculados exactamente como aquellos de las ampliaciones planificadas y con los mismos criterios de asignación. La diferencia más importante está en que no se contempla el Cargo Complementario; pero

además el peaje también podría resultar diferente de aquel de las ampliaciones planificadas. El peaje por uso es igual a la anualidad que cubre los costos de capital más los de operación y mantenimiento eficientes, afectado por el Factor de Uso, que establecerá el EOR con aprobación de la CRIE y que considera la proporción en que se ocupan las instalaciones.

3. Derechos de Transmisión (DT)

Los Derechos de Transmisión (DT) constituyen un aspecto importante en el sistema de tarifas de transmisión del MER. Los DT son instrumentos financieros que otorgan al tenedor una cobertura de riesgo contra la volatilidad que pueden registrar los CVT y aseguran además la viabilidad de los contratos firmes. Mediante la tenencia del DT el titular recibe los CVT de un vínculo de transmisión en particular.

Los DT están asociados solamente a las ampliaciones de la RTR y podrán ser otorgados en el caso de las ampliaciones a riesgo a los propietarios en proporción a su participación en la propiedad de las instalaciones y en el caso de las ampliaciones planificadas a aquellos que tomen obligaciones de pago del Cargo Complementario en proporción de su compromiso de pago respecto del costo fijo total de la ampliación.

Los DT son exigidos para viabilizar los Contratos Firmes Regionales. Para que un Contrato Firme Regional pueda ser habilitado en el MER deberá contar con la titularidad de suficientes Derechos de Transmisión para asegurar la potencia comprometida en el punto de entrega del Contrato. La regulación establece que los DT serán asignados en procesos de subastas públicas periódicos.

F. El andamiaje institucional

El andamiaje institucional del mercado eléctrico está claramente definido en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central suscrito por los seis Presidentes de los países de América Central en 1996 y ratificado por los órganos legislativos entre 1997 y 1998. Mediante dicho instrumento supranacional se crearon dos organismos y una empresa regionales.

1. Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE)

El artículo 18 del Tratado Marco creó la CRIE como el regulador regional con personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional. Los objetivos generales de la CRIE son: i) hacer cumplir el Tratado y sus protocolos, los reglamentos y demás instrumentos complementarios, ii) velar por el desarrollo del mercado eléctrico, su transparencia y buen funcionamiento y iii) promover la competencia entre los agentes.

La CRIE tiene facultades para aprobar reglamentos y tarifas, resolver conflictos, imponer sanciones, habilitar agentes y coordinar con los organismos regulatorios nacionales las medidas para asegurar el buen funcionamiento del mercado eléctrico regional, entre otras.

La CRIE tiene sede en la Ciudad de Guatemala, Guatemala y opera desde 2003. Los recursos para su funcionamiento están asegurados por el Tratado Marco, mediante la fijación del Cargo por Regulación y otros cargos pagados por los agentes; además de donaciones, multas o fondos atribuidos mediante leyes y reglamentos.

2. El Ente Operador Regional (EOR)

El EOR es el otro organismo regional creado mediante el artículo 18 del Tratado Marco de prestar la función de Operador del Sistema y del Mercado (OS/OM). Otra de las funciones atribuidas por el Tratado al EOR es la de proponer a la CRIE procedimientos de operación del mercado y del uso de las redes de transmisión además de formular el plan indicativo de generación y transmisión regionales.

Mediante el artículo 29 del Tratado Marco se establece que los recursos económicos requeridos para el funcionamiento del EOR provendrán de los Cargos de Servicio de Operación del Sistema, los cuales serán aprobados por la CRIE.

3. La Empresa Propietaria de la Red (EPR)

El artículo 15 de dicho Tratado Marco creó la Empresa Propietaria de la Red (EPR) como una sociedad anónima regida por el derecho privado integrada por las empresas de capital público o con participación privada, designadas por cada país miembro, para que desarrollen el primer sistema de transmisión regional que se conectará con los sistemas eléctricos nacionales. Está inscrita desde 1997 el Registro de la República de Panamá y tiene la sede en San José de Costa Rica.

La EPR inició con 7 accionistas: las empresas designadas por los Gobiernos signatarios del Tratado Marco⁸¹ más ENDESA de España que aportaron un capital social de 40 Millones de Dólares US cada una. Posteriormente se incorporó ISA de Colombia (2005) y la CFE de México en 2008, aportando éstas últimas el mismo capital social que las primeras. Actualmente los socios de la EPR son nueve.

La EPR es una empresa que se rige por el código comercial y su órgano de gobierno corporativo es su Junta Directiva formada por sus accionistas la que define la política de repartición de dividendos y/o de inversiones los cuales son eventualmente aprobados por la Asamblea de Accionistas.

a) La línea

La infraestructura del proyecto SIEPAC es una línea de transmisión en 230 kV de un circuito, con torres previstas para un segundo circuito futuro, de 1800 kilómetros longitud que une eléctricamente los seis países de América Central que se conectará a 15 subestaciones de los países miembros, mediante 28 bahías de acceso y equipo de compensación reactiva y uno de los conductores de guardia cuenta con un OPWG de 36 fibras ópticas. El sistema inicial, conjuntamente con los refuerzos nacionales, permitirán una vez concluido disponer de una capacidad de transporte de cerca de 300 MW entre países.



Fuente: Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación Período 2011-2025 Diciembre 2010. Consejo de Electrificación de América Central.

Nota: Los límites y los nombres que figuran en este mapa no implican su apoyo o aceptación oficial por las Naciones Unidas.

⁸¹ Las seis empresas son: el INDE de Guatemala, CEL-ETESAL por El Salvador, la ENEE de Honduras, ENTRESA de Nicaragua, el ICE de Costa Rica y ETESA de Panamá.

La obra inició construcción en julio 2006 y se esperaba terminar originalmente en 2009; sin embargo diversos tramos han sufrido retrasos, relacionados con dificultades de obtener derechos de vías, permisos municipales y ambientales dependiendo de las legislaciones locales. También produjeron cambios al trazado inicial por la imposibilidad física de construirla, cambio de la subestaciones de conexión a los sistemas nacionales.

El costo actual de la obra alcanza los 494 Millones de Dólares USA. Los nueve socios han aportado como aportación al capital social de la empresa 58.5 Millones, en partes iguales, y el resto han sido préstamos otorgados por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y del Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) y otros aportes⁸².

b) Fibra óptica

Para explotar el negocio que ofrecen los 24 hilos de fibra óptica⁸³ instalada en el cable de guardia de la línea de transmisión del proyecto SIEPAC disponibles para el negocio de las telecomunicaciones, los países accionista de la EPR crearon REDCA, empresa subsidiaria de la EPR encargada de administrar los activos de la fibra óptica que hará parte de la Autopista Mesoamericana de Información (AMI) en el marco del Plan Puebla-Panamá.

REDCA funcionará como portador de portadores y brindará servicio de conexión a los operadores de la región y su Junta Directiva está compuesta por los mismos representantes de la EPR. La sede de REDCA está en Nicaragua y actualmente trabaja en el Plan de Negocios.

G. Las interconexiones extraregionales: México y Colombia

La interconexión del Mercado Eléctrico Regional con México y Colombia parece un proceso natural de expansión de la línea del SIEPAC y en general del Mercado Regional. En 2009 México contaba con 52,500 MW y Colombia con 13,630 MW de capacidad instalada, pero con una capacidad excedentaria importante⁸⁴, parecían fuentes de importación de electricidad potencial muy convenientes para América Central y el MER.

El Plan Puebla-Panamá (PPP), un espacio político de alto nivel creado en 2001 por nueve países⁸⁵ para promover la cooperación económica y la integración regional, sirve de marco para varios proyectos de integración. Entre las iniciativas del Plan está la Iniciativa Energética Mesoamérica⁸⁶, que incluye como proyectos el SIEPAC, las interconexiones México-Guatemala y Colombia-Panamá.

1. Interconexión México-Guatemala

La interconexión entre México y Guatemala consta de una línea de 400 kV de 103 kilómetros de longitud (72 kilómetros en territorio guatemalteco y 32 kilómetros en el lado mexicano) que une las subestaciones de Tapachula en México y los Brillantes en Guatemala. Está diseñada para una capacidad de transporte de 200 MW entre México y Guatemala y 70 MW en sentido contrario. El monto total de la inversión fue de 55.8 Millones Dólares USA, de los cuales Guatemala aportó 43.3 Millones de Dólares y México, a través de la CFE, los restantes 12.

⁸² El BID a prestado al proyecto 253.5 Millones de Dólares USA, el BCIE 109, la Corporación Andina de Fomento (CAF) 15, el BANCOMEEXT 44 y los accionistas otros 13.5 Millones.

⁸³ El total de hilos de fibra óptica en la línea del SIEPC es de 36 de los cuales 12 están dedicados a cubrir los requerimientos del flujo de información y operación del sistema de potencia.

⁸⁴ La demanda máxima del sistema colombiano en 2009 era de 8762 MW.

⁸⁵ El PPP está formado por México, Belice, Honduras, Guatemala, El Salvador, Nicaragua, Costa Rica, Panamá y desde 2006 Colombia.

⁸⁶ La Iniciativa Energética Mesoamérica incluye además proyectos de electrificación rural, de biocombustibles además de la interconexión Guatemala-Belice.

La interconexión se desarrolló como un acuerdo bilateral entre la Secretaría de Energía de México y el Ministerio de Energía y Minas de Guatemala firmado en 2003, que incluyó un acuerdo operativo entre la Comisión Federal (CFE) de Electricidad de México y El Instituto Nacional de Electrificación (INDE) de Guatemala en el que se detallan las responsabilidades de las partes en la operación y el mantenimiento de la línea. También se firmaron acuerdos de coordinación operativa y de intercambio de información para la administración de los intercambios de energía entre los centros de despacho de ambos países.

En 2008 el INDE y la CFE suscribieron un contrato de energía firme a largo plazo que permitirá la venta de esta última de 120 MW⁸⁷ al INDE, mientras que éste podrá vender a la CFE 70 MW en sentido contrario. Los precios acordados estipulan un pago mensual por energía firme en US\$4/kW, incluyendo cargos por transmisión, indexado con la inflación de US y un pago por energía asociada de US\$79.61/MWh hasta el fin de 2009 y US\$ 73.26/MWh entre 2010 y 2011 indexados por el precio internacional del Fuel Oil (Bunker C) y del gas natural.

Comercialmente el contrato establece el pago por energía firme cómo un pago por disponibilidad (take or pay), mientras el que pago por la energía asociada es el resultado del despacho económico operado por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) de Guatemala y corresponde a la energía efectivamente importada al precio convenido en el contrato. El contrato es interrumpible en caso de situación de emergencia de las partes.

La línea comenzó a operar comercialmente en abril de 2009 y tal como se dijo es un acuerdo bilateral que se aleja del espíritu del MER que busca la integración de los mercados; no obstante se realizan los estudios para eliminar las barreras regulatorias que impiden la participación de la CFE en el MER.

2. Interconexión Colombia-Panamá

En fase de estudios se encuentra la construcción de una línea de 614 kilómetros de longitud (340 km en Colombia y 274 en Panamá) en corriente directa (HVCD), que uniría las subestaciones de Panamá II en Panamá y Cerromatoso en Colombia. La línea en una primera fase permitiría el intercambio de 300 MW, y posteriormente aumentaría hasta 600 MW, entre Colombia y Panamá. Se estima que la obra requerirá una inversión de unos 500 Millones de USD. Con apoyo financiero del BID se han realizado los estudios técnicos y económicos, los que demuestran la viabilidad del proyecto, y actualmente se avanza en el estudio ambiental.

En 2009 inició operaciones la compañía binacional Interconexión Colombia Panamá S.A. (ICP), constituida por la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA) de Panamá e Interconexión Eléctrica S.A. de Colombia, para desarrollar el proyecto de interconexión. al igual que en el caso México-Guatemala la interconexión Colombia-Panamá también es fruto de los esfuerzos binacionales.

El proceso de integración de los mercados colombiano y panameño mediante una línea de interconexión requiere un amplio trabajo de armonización regulatoria que fue iniciado de manera formal desde marzo de 2009, con la constitución del Comité de Interconexión Colombia-Panamá, formado por representante de los reguladores de ambos países⁸⁸. Hasta la fecha se han aprobado los procedimientos para los intercambios de energía y potencia entre ambos mercados, la habilitación de agentes y los criterios para las subastas de los derechos de transmisión.

Uno de los aspectos que tendrá que abordarse en las interfaces con el MER es el hecho que el acuerdo regulatorio, suscrito entre la CREG y la ASEP, establece que sólo estarán facultados a realizar intercambios de energía en Colombia: generadores y comercializadores mientras que en Panamá: generadores, distribuidores y grandes clientes.

Los reguladores de ambos países decidieron que la inversión de la línea será a riesgo, es decir no hará parte de los planes de expansión de los países y no recibirá una tarifa regulada. Se contemplan tanto las transacciones de corto plazo o de ocasión y como la de contratos de largo plazo; en este último caso

⁸⁷ El excedente de la capacidad de transporte de la línea, o sea 80 MW, puedan ser puestos a disposición del mercado de oportunidad de Guatemala.

⁸⁸ La Comisión Reguladora de Electricidad y Gas (CREG) de Colombia y la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) de Panamá.

se requiere que los titulares posean Derechos Financieros de Acceso a la Capacidad de Interconexión, los cuales se obtendrán de forma competitiva en subastas públicas.

A pesar de los esfuerzos y de la voluntad política demostrada por los Gobiernos el proyecto ha sufrido retrasos⁸⁹ y se espera que esté operando entre 2015 y 2016. Originalmente se pensaba en 2011 como fecha de entrada en operación. Los estudios demuestran que el 80% de la energía que transportaría la línea vendría de Colombia hacia Panamá y al MER, convirtiéndose en un potencial actor importante en las transacciones del mercado regional; además hay que tener en cuenta que Colombia está a su vez conectada con Venezuela (República Bolivariana de) y Ecuador de manera que esto implicará una amplia armonización regulatoria con el MER, más allá de la armonización de las regulaciones nacionales de Panamá y Colombia.

H. Los beneficios regionales del Proyecto Siepac

Recientemente se concluyó una evaluación de los beneficios regionales que aportaba el proyecto SIEPAC bajo algunos supuestos de crecimiento de la demanda y de menor o mayor grado de integración regional basados en una evaluación ex - ante de 1997, cuando se tomó la decisión de ejecutar el proyecto, y una evaluación económica ex - post de acuerdo con los resultados del último Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación 2011-2025.

Tanto la evaluación ex - ante como la ex - post concluyen que los beneficios para la región dependerán, en gran medida del grado de integración alcanzado. Es decir los beneficios netos del proyecto aumentarán en el mismo grado que los países coordinen la operación y la planificación de la generación regional. Se concluye con la necesidad de coordinar la planificación e impulsar el desarrollo de los contratos de largo plazo con el fin de facilitar la aparición de plantas de generación de gran tamaño que aprovechen la economía de escala para lograr mayores beneficios regionales.

Con bajos niveles de integración, en que sólo se coordine la operación, el análisis ex - ante revela que los ahorros generados por el proyecto no compensan la inversión en el proyecto; mientras que la evaluación ex - post muestra que en condiciones de bajo nivel de integración regional los ahorros producidos por el proyecto serían positivos pero muy reducidos.

En condiciones de alto grado de integración regional en el que los países coordinen la operación y la planificación la evaluación ex - post demuestra que los ahorros en la inversión y operación del sistema regional, respecto al caso sin el proyecto SIEPAC, compensarían ampliamente las inversiones en las líneas de interconexión.

CUADRO 9
AHORROS REGIONALES RESPECTO AL CASO
SIN PROYECTO SIEPAC AL 2025

Millones de US\$	Evaluación ex - ante ^a	Evaluación ex - post ^b	
		Un solo circuito	Dos circuitos e interconexión Colombia
Total de Ahorros	1,151	1,444	2,312
Inversión	745	1,180	913
Operación	406	264	1,399
Inversión Línea SIEPAC	185	492	798
Beneficio Neto	966	953	1,514

Fuente: Elaboración propia.

^a Se refiere a US\$ de 1996.

^b Se refiere a US\$ de 2011.

⁸⁹ Por cambio en la ruta, escalamiento de costos, tiempo de los fabricante y el rediseño de algunas bahías de acceso. La línea atraviesa un sistema ecológico complejo: el llamado Tapón del Darién lo cual pondrá también presiones de naturaleza ambiental al proyecto.

La evaluación *ex – ante* realizada en 1997 arroja como resultado que la integración eléctrica regional generaría un ahorro de 1,151 millones de US\$ de 1996 en inversiones y gastos de operación con respecto al caso sin el Proyecto SIEPAC⁹⁰ tomando como año horizonte 2025.

Los mayores ahorros se obtendrían en la medida que aumente el grado de integración. En el Cuadro 9, se muestran los resultados de los análisis realizados en las evaluaciones económicas. Los mayores beneficios resultarían de una operación regional y una planificación coordinada de la generación y con la integración con Colombia lo que haría necesario el segundo circuito de SIEPAC.

En ninguno de los análisis se indica cual pudiera ser el ahorro si se logra un despacho centralizado. Este ejercicio de planificación debiera incluirse en los Planes Indicativos que realiza la CEAC.

I. Los desafíos de la integración eléctrica regional

A mediados de 2011, después de quince años de la firma del Tratado Marco, el Proyecto SIEPAC está entrando en su etapa final. La infraestructura física de interconexión eléctrica regional, la línea de transmisión en 230 kV de casi 1800 kilómetros propiedad de la EPR, que permitirá el incremento de los intercambios de energía de hasta 300MW entre los países de América Central estará lista, en casi su totalidad, a fines de 2011⁹¹. Dos tramos Veladero-Río Claro entre Panamá y Costa Rica y entre Cañas y Tiquantepe entre Costa Rica y Nicaragua están operando comercialmente.

Adicionalmente los organismos regionales la CRIE y el EOR están operando desde hace más de cinco años y cuentan también con presupuestos propios mediante el cobro de los cargos regionales de regulación y de servicio de operación, a partir de 2010, de acuerdo a lo establecido en el Tratado Marco.

No obstante, desde hacen ya 3 o 4 años, el proceso de integración está progresivamente perdiendo su dinamismo inicial, a pesar de las declaraciones de respaldo político que recibe en las reuniones de los Presidentes de la región y en los foros internacionales. El proceso parece estar hoy estancado justo poco antes de que se complete la obra de infraestructura energética regional más importante de su historia.

Los intercambios de energía entre los países han caído a mínimos históricos, en términos absolutos de GWh y relativos, comparables al volumen de los intercambios hace 20 años; a pesar de que en ese período el consumo de energía se triplicó en la región.

Las razones que podrían explicar este comportamiento son complejas, como complejo es el proceso de integración, sin embargo algunas de éstas son muy visibles. Algunas son razones de fondo y requerirán un proceso de maduración y adaptación que es lento, otras son coyunturales:

- **El síndrome de la autonomía o independencia energética:** La matriz de la generación eléctrica de América Central depende fuertemente de los derivados de petróleo, los cuales deben ser importados ya que la región no dispone de ellos⁹². En 2010 el 36% de la generación regional neta total dependía de combustibles importados, dependencia que ha venido aumentando en el tiempo ya que en 1990 era de 30%. Los planes indicativos preparados por el CEAC anticipan que esta dependencia, en la mayor parte de los escenarios estudiados, se mantendrá o inclusive aumentaría al horizonte 2025.

Con estas previsiones el lema de los responsables de la política debiera ser gestionar con inteligencia esta dependencia energética para lo cual la cooperación e integración regionales son indispensables. No obstante esta realidad y el futuro previsible a la vista, prevalece

⁹⁰ En este caso se refiere a un escenario de crecimiento de 6.7% de la demanda de electricidad y un grado altos de coordinación de la planificación y de la operación regionales.

⁹¹ Únicamente dos tramos en Costa de 5 kilómetros cada uno aproximadamente Rica entrarán en operación a fines de 2012 por problemas de constitución de servidumbres.

⁹² La región también depende tecnológicamente del exterior: turbinas, equipos eléctricos (transformadores, interruptores, etc.), equipo electrónico de control, etc., necesarios para la generación y la transmisión de la electricidad deben también ser importados.

entre los responsables sectoriales y policy makers de la región, el enfoque nacional e individual de los problemas.

Los planes de expansión de la transmisión y de la generación nacionales no consideran escenarios exportaciones y/o importaciones firmes y las transacciones internacionales se consideran sólo para ajustes ocasionales de la demanda. Priva el criterio del autoabastecimiento y la autonomía. Es una herencia del pasado que podrá solo eliminarse de forma paulatina en la medida que los responsables sectoriales y los Gobiernos asimilen la necesidad de adoptar en sus decisiones y planes futuros un enfoque regional de los problemas.

- **La diversidad de la organización industrial del sector:** Aunque el MER es un séptimo mercado diseñado para coexistir con los otros mercados mediante interfaces que permitan la iteración del mercado nacional con el regional, la práctica ha demostrado que este no es un proceso fácil. No cabe duda que la existencia de cuatro países con mercados mayoristas y con mecanismos de mercado que favorecen la competencia, aunque diferente en los detalles, facilita en parte el proceso de armonización regulatoria.

La existencia de dos monopolios verticalmente integrados en el MER, si bien no impide los intercambios los dificulta, principalmente por la falta de transparencia. Al no existir una separación contable, cosa que exige el Tratado Marco, la formación de los precios y la disponibilidad de información provocó continuas quejas de los reguladores y de los agentes del MER lo que genera un ambiente de incertidumbre y de desconfianza de la inversión privada.

- **La crisis financiera de 2008:** Es una causa coyuntural pero la persistencia de la crisis financiera internacional y las perspectivas de una recaída de la economía mundial en 2011, afectarán la economía regional y los intercambios de energía. Dependiendo del grado con el que se afecte la región, puede dificultar el desarrollo del MER en el mediano plazo. Si se excluye Panamá, en 2009 se produce un desplome del crecimiento de consumo de electricidad que registró valores negativos en tres de los seis países, los otros dos países registraron crecimientos muy bajos de 1.1 y 1.5% cuando antes de 2008 el crecimiento promedio alcanzaba tasas del 4 y 5%.

La permanencia de la crisis financiera mundial y en particular la lenta recuperación de la economía de los Estados Unidos y los problemas de la deuda en la Unión Europea hacen prever que las inversiones en grandes proyectos de energía deberán esperar la recuperación económica mundial.

- **La inestabilidad regulatoria:** El aumento progresivo de los precios internacionales del petróleo a partir de 1998 hasta alcanzar los 147 US\$ por Barril⁹³ puso una fuerte presión al alza de la tarifa de electricidad en la mayoría de los países, sobre todo en aquellos países que dependían mayoritariamente de los derivados de petróleo para generar electricidad. Hacia 2007 sólo en Costa Rica la generación termoeléctrica con derivados de petróleo era minoritaria (8% del total), mientras que en el resto de los países varió en un rango de valores que va desde 34% en Guatemala hasta 63.3% en Honduras y 72.1% en Nicaragua.

Se ejerció una fuerte presión social y mediática sobre los Gobiernos y los reguladores para frenar el alza de los precios de la electricidad llegándose a cuestionar las reformas sectoriales introducidas en la última década del Siglo XX como las culpables del alza. Para hacer frente a esta situación los Gobiernos optaron por: i) subsidiar el consumo final con subsidios cruzados y/o con aportes directos del presupuesto estatal; y ii) reformar la regulación existente.

Los subsidios agregan opacidad al sistema de precios y las reformas regulatorias desconfianza en la inversión y en general en el proceso de integración. La mayor parte de las reformas fueron improvisadas, sin medir las consecuencias a largo plazo, y pensadas para manipular de los costos de generación a nivel mayorista, con el fin de abaratar el costo de la generación. En algunos mercados se abandonó el sistema de fijación del precio al costo

⁹³ Se refiere al crudo West Texas Intermediate (WTI) que es la referencia de precios en la región.

marginal del sistema por otras formulas de compensación (pagar al costo de la oferta o el promedio del costo de generación, etc.)

- **La debilidad institucional de la CRIE:** El regulador regional, de acuerdo con las funciones que le atribuye el Tratado Marco, que está llamada a jugar un papel pivotante en el fortalecimiento y crecimiento del MER, no ha logrado aún convertirse en el organismo de referencia del MER y en el promotor de la convergencia regulatoria. Desde 2010 la CRIE cuenta con presupuesto propio; sin embargo no ha podido integrar el plantel de profesionales que necesita el organismo con miras a cumplir con los mandatos que le encomienda el Tratado Marco.

La CRIE no ha logrado poner en vigencia el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) en vigencia legal desde 2005 y en este momento se utiliza todavía el Reglamento Transitorio (RTMER) y en vez de derogar éste último, como corresponde, ha emitido una serie de resoluciones interinas que crean otras reglas que no están ni en el RMER ni en el RTMER. Este comportamiento del regulador regional proyecta incertidumbre y desconfianza en el MER.

- **El rol de los reguladores nacionales:** El Tratado Marco establece que la CRIE estará compuesta por un comisionado por cada país miembro designado por su Gobierno por un plazo de 5 años prorrogables. Desde un inicio la Junta de Comisionados se ha venido reuniendo periódicamente (aproximadamente cada 2 meses) con el fin de cumplir con las funciones que le atribuye a la CRIE el Tratado Marco.

Aunque el Tratado Marco no lo exige la Junta de Comisionados está integrada por miembros de los reguladores nacionales, pensando así para facilitar la armonización entre las regulaciones nacionales y la regional. En la medida en que avanzó el proceso de integración regional y el Proyecto SIEPAC el nivel de dedicación de los Comisionados se hizo cada vez más exigente. Así, a las tareas normales propias de la regulación nacional al Comisionado se le agregó una carga de trabajo creciente en la CRIE que sólo podía atender parcial o marginalmente.

Esta situación debilitó la relación entre la CRIE y la Junta de Comisionados y por consiguiente con las regulaciones nacionales. Es necesario que los Comisionados tengan presencia física permanente en la sede de la CRIE con dedicación a tiempo completo.

La cultura de la independencia y la autonomía también se extiende a los reguladores. Los Comisionados, en ocasiones, parecen asumir posiciones más en defensa de la “soberanía” regulatoria que pensar en forma regional. Ejemplos de este comportamiento son el manejo bilateral con que Guatemala ha conducido la interconexión con México y Panamá con Colombia. También la lentitud con que los reguladores nacionales están conduciendo la instrumentación de las interfaces, es un modo de manifestar su inconformidad de realizar cambios o procedimientos que son solicitados por el organismo regional.

Habiendo avanzado hasta este punto en la integración regional la actual situación debe ser abordada inmediatamente por los Gobiernos mediante los organismos de control que creó el Tratado Marco para velar por el cumplimiento de sus objetivos. El Segundo Protocolo del MER creó el Consejo Director del MER, como el organismo que representa los intereses de los países signatarios del Tratado Marco, con suficientes facultadas para corregir la actual situación aprobando una hoja de ruta con un cronograma para su cumplimiento.

A futuro los retos que enfrentan los organismos regionales y los países para profundizar la integración regional es la promoción de plantas regionales. Éstas son un requisito indispensable para la consolidación de la integración eléctrica regional en la medida que permitirá el aumento de las transacciones entre los países, de una manera firme y en mayores volúmenes, asegurando así el uso de la infraestructura de transmisión de la línea del SIEPAC y el repago de la inversión a la empresa propietaria de la misma. Los contratos firmes de largo plazo, como define el RMER, son las herramientas comerciales para viabilizar las plantas regionales.

Una planta regional con vocación de exportar⁹⁴ energía de manera firme y a largo plazo puede aprovechar las economías de escala que existen en la actividad de generación y ofrecer precios más competitivos, desplazando generación más costosa, lo cual beneficiará finalmente a los consumidores. Las plantas regionales de gran tamaño, además de aprovechar las economías de escala, impulsarán la ampliación de las redes de transmisión, nacionales y regionales, y finalmente consolidarán y profundizarán la integración regional.

Por lo menos dos acciones deben tomar los países para viabilizar los contratos firmes de largo plazo y los proyectos regionales:

- **Lograr algún tipo de coordinación de las políticas energéticas.** El país que resulte vendedor en un contrato de largo plazo tendrá que disponer de una capacidad de generación excedentaria por largo tiempo; mientras que el comprador tendrá que depender de las importaciones por el mismo lapso de tiempo. Dicho contrato afectará los planes de expansión de ambos países. La coordinación también es necesaria por razones políticas. La coordinación de las políticas energéticas de los países cuyos agentes sean parte de un contrato firme de largo plazo debe convencer los órganos políticos y la sociedad civil de la bondad del contrato.
- **Diversificar la matriz de generación de electricidad.** Los planes de expansión de la generación demuestran que además de las fuentes renovables locales como la hidroelectricidad y la geotermia aparecerá el gas natural licuado (GNL) con gran fuerza ya a principios de la segunda década del presente siglo. De acuerdo con los estudios del CEAC la hidroelectricidad y el GNL serán las dos fuentes primarias más importantes para la región en la producción de electricidad.

La llegada del GNL como fuente de energía en América Central abrirá nuevas posibilidades a la integración regional y así como las posibilidades de crear un mercado regional de gas sobre la base de gasoductos a partir de uno o varios puntos de importación de GNL. Un mercado de gas natural requiere de regulación nacional y regional.

Dado el poco tiempo a disposición, teniendo en cuenta la lentitud con que se logran acuerdos internacionales en materia energética y de los plazos que involucra implementación de terminales de importación de GNL son tareas que los países deben iniciar de forma inmediata.

⁹⁴ El RMER usa el concepto de inyección y/o retiro en vez del de exportación y/o importación por el hecho de que el diseño del mercado eléctrico una “exportación” no implica la salida física de energía del país que exporta. En este documento se utilizarán los conceptos de exportación y/o importación cuando sea posible por creer que facilitan la comprensión y a la vez que distorsionan el resultado del estudio.

J. Bibliografía

- BID (2010), Obstáculos para el Desarrollo del Mercado Eléctrico Regional y Propuesta de una Hoja de Ruta para el Fortalecimiento Institucional y Regulatorio del MER; (versión revisada); septiembre.
- Caruso, L.M; (2010), La Integración Energética Mesoamericana. Desafíos Institucionales y Regulatorios; BID; mayo.
- CEAC (2010), Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación Período 2011-2025; GTPIR diciembre.
- CEPAL (2010), Centroamérica: Mercados Mayoristas de Electricidad y Transacciones en el Mercado Eléctrico Regional.
- Cosenza, L.J; (2009), Obstáculos a la puesta en marcha de Centrales Generadoras Regionales; BID, octubre.
- CRIE (2005), Reglamento del Mercado Eléctrico Regional; diciembre.
- ESMAP; Integración Energética Regional: Retos Estructurales y Regulatorios; Informe N° 58934-LAC; Unidad de Energía.
- Mercado Eléctrico Regional (MER) (2000), Unidad Ejecutora; Diseño General del Informe Final; abril.

IV. Antecedentes, situación actual y perspectivas de la integración eléctrica de Argentina con sus países vecinos

Alfredo Hasson

A. Integración eléctrica Argentina – Brasil

1. Interconexión de Sistemas Eléctricos

a) Interconexiones Garabí I y II

Hacia fines de la década de los 90, Brasil comienza a prever un futuro período de desabastecimiento del suministro eléctrico originado, por una parte, en la iniciación de un importante período de sequía que reduciría posteriormente y en forma significativa la disponibilidad de reservas de agua de sus embalses. Por otra parte y concurrentemente, el incipiente proceso de privatización de las empresas públicas de electricidad, vinculado tanto a instalaciones existentes como nuevas, que restringía la inversión en obras nuevas por parte de las empresas estatales, inducía, como consecuencia no deseada, demoras sensibles en la incorporación de equipamientos adicionales futuros, en particular hidroeléctricos ⁹⁵.

Frente a este panorama, Brasil encaró tres tipos de soluciones para reforzar el abastecimiento eléctrico:

- Llamado a licitación internacional para el suministro de energía eléctrica desde otros países de la Región.
- Construcción de centrales térmicas a cargo de Petrobrás, en algunos casos con participación minoritaria privada, y con combustibles líquidos y/o gaseosos, ya que estaba ingresando el gasoducto desde Bolivia (Estado Plurinacional de), realizado por dicha Empresa.

⁹⁵ Como indicador de la iniciación de este proceso puede citarse la Ley brasileña N° 9648, del 27 de mayo de 1998, la que en su Art. 5°, Libro I, indica: El Poder Ejecutivo promoverá, con vistas a su privatización, la reestructuración de Eletrobras (hasta 6 sociedades por acciones) y sus subsidiarias, Eletrosul (hasta 2 sociedades), Eletronorte (hasta 3 sociedades), Furnas (hasta 3 sociedades), Chesf (hasta 3 sociedades). Las operaciones de reestructuración societaria deberán ser previamente autorizadas por el Consejo Nacional de Desestatización.

- Promover fuertemente el uso racional de la energía

De las tres soluciones, la primera está directamente vinculada al proceso de integración eléctrica. Brasil llamó a licitación internacional⁹⁶ para el suministro de energía eléctrica y allí se presentó la primera oportunidad de una exportación de energía eléctrica de importante magnitud, de Argentina a Brasil. Las autorizaciones para la exportación y la construcción del sistema de transmisión asociado datan de 1998.

El primer contrato lo firmaron Compañía de Interconexión Energética S.A. (CIEN) de Brasil con C.T. Costanera y CEMSA (Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.) de Argentina. Todas ellas controladas, por ENDESA de España. ENDESA española tenía posición dominante directa o indirecta sobre las sociedades vinculadas a la Interconexión entre otras: Enersis, ENDESA chilena, ENDESA argentina, Compañía Transportadora del Mercosur, central Costanera, EDESUR (distribuidora) y, además, empresas en Brasil, como la comercializadora CIEN.

CIEN es una comercializadora-transportadora que se crea a los efectos de la exportación hacia Brasil, y que construye la estación convertidora en Garabí y la línea 500 kV Garabí-Itá, en territorio brasileño. En Argentina, la Compañía Transportadora del Mercosur, una transportista de ENDESA argentina, hace la línea 500 kV Garabí-Rincón de Santa María, (esta última, E.T. vecina a C.H. Yacyretá). Posteriormente se construye el 2^{do} circuito 500 kV Rincón de Santa María-Garabí-Itá de la Interconexión Argentino-Brasileña.

Algunas características significativas de estas vinculaciones, se incluyen a continuación⁹⁷:

- i) Primer Circuito de la interconexión internacional 500 kV RINCÓN DE SANTA MARÍA-GARABÍ-ITA.

La exportación a través de esta Interconexión consistía en la venta, por las empresas CEMSA S.A. y Central Térmica Costanera, de Potencia Firme con Energía Asociada a la empresa comercializadora brasileña CIEN, la que a su vez se la vendía a las compañías brasileñas Gerasul y Furnas. La exportación se comportaba como una demanda en el Sistema Argentino, puesta en el nodo frontera Garabí (Corrientes). Las autorizaciones fueron otorgadas por Resoluciones SE 607/1998 (C. Costanera) y SE 613/1998 (CEMSA)⁹⁸. Las principales características de los contratos son:

Potencia: hasta 1000 MW; período de contratación: 20 años. Como se comenta más adelante, tanto la viabilidad del lapso del contrato como de la potencia involucrada hubieran requerido verificación mediante una planificación de medio/largo plazo. Su inexistencia aparejó la limitación del flujo masivo, inicialmente previsto hacia Brasil, a solamente 2 años.

- Potencia de respaldo: a fin de lograr la autorización de las autoridades argentinas para la exportación se comprometen unidades generadoras antiguas y/o de limitado rendimiento de las Centrales Costanera y Bahía Blanca.
- Precios iniciales. Precio de la potencia firme: 5100 U\$S/MW-mes; Precio de la energía asociada: 14,34 U\$S/MWh. Estos valores se relacionaban con las máquinas despachadas, las que no necesariamente coincidían con las máquinas de respaldo, de costo mayor en este caso. Se amplía el comentario más adelante.

El equipamiento incluyó una estación convertidora 50 hz/60 hz con capacidad de 1050 MW. La interconexión fue habilitada en mayo de 2000. Posteriormente se autorizó una exportación adicional de 50 MW.

- ii) Segundo Circuito de la interconexión internacional 500 kV RINCÓN DE SANTA MARÍA-GARABÍ-ITA. Segundos 1000 MW

⁹⁶ Efectuado por las compañías Gerasul y Furnas, filiales de Eletrobras.

⁹⁷ Los datos siguientes corresponden parcialmente a: CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista S.A. -Argentina)-MEMnet-Programación Estacional-Contratos-Contratos de exportación a la República Federativa de Brasil.

⁹⁸ La autorización brasileña corresponde a Resolución ANEEL N° 130/98.

Esta exportación tiene, en líneas generales, características similares a las de la primera interconexión, expuesta precedentemente: venta de hasta 1000 MW de CEMSA a CIEN, la que a su vez vende la misma a COPEL (Companhia de Energia Elétrica do Paraná) y a agentes integrantes del MAE (Mercado Atacadista de Energia), durante un período de 20 años, a partir de mayo de 2002, fecha de comienzo de operación de esta segunda interconexión. Las máquinas de respaldo eran térmicas de Costanera, Güemes, Piedrabuena (Bahía Blanca) y Dock Sud, de cierta antigüedad y limitado rendimiento, las que se completaban con algunos grupos generadores hidráulicos de Alicurá y Juramento. La exportación y la construcción de instalaciones de transmisión y conversión asociadas fueron autorizadas por Resolución ex SEyM 263/2000⁹⁹.

ENDESA había avizorado una atractiva oportunidad de negocio, pero con una visión coyuntural antes que permanente. Las exportaciones fuertes se registraron durante los años críticos, 2000 y 2001, pero luego cayeron abruptamente. En agosto de 2000 el Operador Nacional do Sistema Eléctrico (ONS) brasileño¹⁰⁰ registra una importación mensual desde Argentina de 786,94 GWh, equivalente a 1056 MW medios, lo que arroja un factor de utilización del 100%, respecto a la capacidad de la convertora (1050 MW). Durante el año 2002, por el contrario, los flujos hacia Brasil, excluido el mes de enero, registran un promedio mensual de 37,28 GWh, que resulta 20 veces inferior al registrado en agosto del 2000, a pesar que en el interim se había duplicado la capacidad con la habilitación del 2º circuito (2100 MW en total). Como indicador adicional del grado de imprevisión de estas inversiones, Central Puerto solicitó, y fue autorizada, a una nueva exportación de hasta 1200 MW, a través de un nuevo sistema de interconexión, a construir, que vincularía la futura Estación de Pto. Iguazú (Argentina) con la Estación Foz do Iguazú (Brasil). (Resolución SEM 365/2001 del 15/11/01). Esta interconexión no se efectivizó, evitándose triplicar la capacidad realmente utilizada. Ello parece respaldar la conveniencia de una planificación pública seria, aún para los agentes privados, para evitar sobreinversiones improductivas.

Uno de los atractivos de la Interconexión para ENDESA, residía en la diferencia entre los altos precios del mercado brasileño durante la crisis (2000-2001) y los contemporáneos, relativamente bajos en Argentina. Así, en abril y mayo de 2001, los precios medios mensuales de corto plazo (precios spot) en el Mercado Atacadista (Mayorista) de Energia Elétrica de Brasil (MAE), alcanzaban a 110 U\$\$/MWh y 180 U\$\$/MWh, respectivamente. En tanto, el precio unitario total de importación pagado por CIEN a CEMSA, para una utilización de 50%, daba un valor de 25,88 U\$\$/MWh¹⁰¹. La holgada diferencia entre ambos niveles de precio muestra el amplio margen de comercialización que existía, respecto a los precios más representativos de la crisis, es decir, los de corto plazo.

La regulación brasileña reconocía varias modalidades de compra mayorista, durante el período de transición (1998-2005), entre ellas la de “contratos iniciales”. Estos contratos eran obligatorios para las distribuidoras, establecían condiciones y tarifas reguladas y homologadas por ANEEL, y tendían a proteger a los agentes de las fluctuaciones de la crisis y a ordenar la transición hacia la privatización.

Las cantidades contractuales (energía y potencia) se establecían de acuerdo a las previsiones de los planes oficiales elaborados por el Grupo Coordinador de Operação Interligada. Las eventuales diferencias —faltantes o sobrantes—respecto a las previsiones, eran cubiertas en el Mercado Spot o por contratos bilaterales que, en lo que respecta a generadores independientes eran libremente pactados entre las partes. Los precios de estas modalidades para compensar diferencias¹⁰², eran —en los años 1999, 2000 y 2001—sensiblemente superiores a los precios de los “contratos iniciales”.

Las autorizaciones otorgadas por la ANEEL a todos los contratos de potencia firme provenientes de Argentina explicitan que los valores contratados no se incluyen dentro de la categoría de contratación obligatoria (contratos iniciales). En consecuencia, los contratos de importación compiten con las eventuales compras de los agentes brasileños en el mercado de corto plazo. Como dato ilustrativo, cabe agregar que

⁹⁹ Las autorización brasileña corresponde a Resolución ANEEL N° 129/1998 modificada por Resolución ANEEL N° 117/2002.

¹⁰⁰ La información siguiente corresponde a: ONS- Histórico de Operação, Intercambio entre as Regioes.

¹⁰¹ A valores iniciales de Contrato: 5100 U\$\$/MW-mes y 14,24 U\$\$/MWh.

¹⁰² “Precios de Liquidación de Diferencias” (PLD): ver Nota N°112.

para abril del 2001, los precios medios de los contratos iniciales rondaban los 20 U\$S/MWh en tanto que los precios de corto plazo alcanzaban la cifra sustantivamente mayor de 110 U\$S/MWh.

Otro factor que mejoraba la rentabilidad del negocio era la existencia de máquinas de respaldo antiguas y/o de regular o bajo rendimiento y, por tanto, con escasa competitividad en el mercado argentino¹⁰³. Ello implicaba, que sin necesidad de afrontar las inversiones en generación nueva, se aseguraba al generador, mediante la exportación, un ingreso en el mercado brasileño que difícilmente hubiera logrado en el mercado argentino al ser excluidas las máquinas de respaldo del despacho¹⁰⁴. El ingreso fijo contractual por Potencia era alto en relación al valor de compra original de las máquinas generadoras. El pago anual por potencia comprometido en la exportación era de a 61,2 U\$S millones, que frente al valor total de 88 U\$S millones pagado para la compra de los 1000 MW de capacidad (CT Costanera) en el momento de la privatización permitía amortizar la inversión en menos de dos años¹⁰⁵.

Con la normalización de los aportes hidráulicos brasileños, la crisis de oferta concluyó con relativa rapidez (2002) y al normalizarse las reservas en los embalses los precios de corto plazo cayeron vertiginosamente. Las condiciones de los contratos internos, asociados a la importación (precios y condición take or pay)¹⁰⁶ ocasionaron, entonces, serias protestas y falencias en los pagos de las compradoras brasileñas, las que trascendieron al plano público¹⁰⁷. El problema surgía, por una parte, por la normativa específicamente

¹⁰³ La licitación para la venta de CT Costanera, 1200 MW de potencia instalada, data del 15/05/92. El valor total pagado, incluida deuda, alcanzó a 111 U\$S millones, reduciéndose proporcionalmente a 88 U\$S millones para un valor de 1000 MW. Por otra parte, el cargo fijo anual por potencia del contrato de interconexión alcanzaba a 61,2 U\$S millones-año, el que surge de considerar el costo contractual de la potencia, 5100 U\$S/MW-mes, para una potencia de 1000 MW, anualizado. La antigüedad promedio de las Maquinas de CT. Costanera al año 2000, era de 28 años. (En realidad, Costanera cubría el 75% del respaldo y Bahía Blanca el 25% restante) Ver "Análisis de las privatizaciones eléctricas", G. Hasson y R. Kozulj, octubre 1993, IDEE/FB.

¹⁰⁴ Conforme la normativa argentina vigente al momento en que se firmaron los contratos de exportación, a los generadores se les pagaba por la potencia puesta a disposición sólo por las unidades que estuvieran generando durante las horas de remuneración de potencia (90 horas semanales) y por la potencia efectivamente generada en cada hora. Las unidades no convocadas por el despacho sólo recibían remuneración si participaban en la licitación de reserva de corto plazo y sus ofertas eran seleccionadas. Las restantes unidades generadoras que se encontraban en reserva no recibían remuneración alguna en el MEM, a menos que tuvieran contratos en el mercado a término argentino.

Esta situación se modificó recién a partir del 2002, cuando se estableció que las unidades térmicas debían recibir un pago por la potencia que generarían en año seco (potencia base). Esta remuneración por reserva se abona regularmente y le corresponde a todas las unidades no comprometidas en contratos de exportación. Por tanto, mientras el contrato de exportación esté vigente, el generador no cobra potencia en el MEM.

¹⁰⁵ Previamente a la privatización de estas centrales el Estado firmó contratos de abastecimiento con las distribuidoras metropolitanas por la venta de la producción térmica a 40 U\$S/MWh durante 8 años, que garantizaron un beneficio extraordinario al generador que compró a un precio spot, sensiblemente menor la energía a suministrar, revendiéndola al precio contractual más alto de 40 U\$S/MWh.

¹⁰⁶ El contrato de exportación, conforme la normativa argentina bajo la cual se dio la autorización correspondiente, no es de energía firme sino de potencia firme, lo cual significa que puede asimilarse a un contrato de reserva antes que de abastecimiento. Por tanto cabe al comprador definir cuando y cuanto de la potencia contratada convoca para que genere y abastezca su demanda. El único pago obligado para el comprador es el de la potencia contratada, sea o no convocada. Cuando la potencia es convocada, deberá pagar adicionalmente la energía entregada por el exportador al valor convenido contractualmente. Los contratos de exportación fueron firmados por agentes y/o participantes del MEM (Costanera, CEMSA) con un agente del mercado brasileño (CIEN). La queja brasileña, aparecida en los periódicos de ese País, se refería a los contratos internos, firmados por la comercializadora brasileña CIEN con agentes del mercado brasileño. Esos contratos son de abastecimiento firme: el oferente siempre entrega y el comprador siempre paga, Si lo recibido excede sus necesidades, debe vender el excedente en el mercado spot.

¹⁰⁷ Como un indicador de ello, la publicación brasileña "Valor Económico" del 17/02/03, en el artículo "Copel suspende contratos y aumenta la crisis de las eléctricas" señala (trad. propia): "El gobernador de Paraná, Roberto Requiao, suspendió los pagos y amenaza romper los contratos firmados por la COPEL para compra de energía por valor de R\$ 1,2 billones por año. Los acuerdos se refieren a energía importada de Argentina por CIEN, subsidiaria del grupo español Endesa, que invirtió U\$S 700 millones en una línea de transmisión entre los dos países, y a la adquisición de la producción de la termoeléctrica Araucaria, proyecto de U\$S 340 millones controlado por la americana El Paso, en sociedad con Petrobras y Copel...". "Requiao viene afirmando que los contratos son lesivos al Estado desde la campaña electoral. La Copel paga U\$S 29 el MWh de CIEN y U\$S 42 el MWh de Araucaria, pero, con el actual sobrante de energía en el país, está obligada a comercializar los excedentes en el MAE, donde el MWh vale R\$ 4. La distancia entre los precios es principalmente una consecuencia del modelo confuso y de soluciones mal

interna brasileña, con contratos “take or pay”, (aunque abastecidos por los contratos de importación) que obligaba el pago de la energía contratada entre el comercializador y el agente brasileños, independientemente de que ella se demandara o no. Esto se acentuaba sensiblemente por la abismal caída de los precios brasileños respecto a los argentinos, con posterioridad al período magro soportado por Brasil.

Posteriormente, el fuerte incremento de la demanda eléctrica en Argentina obliga no sólo a cesar la exportación sino que se requiere importar electricidad, a partir del 2004. Previamente van disminuyendo en forma acentuada los montos de importación brasileña: 410 GWh (51 MW medios-mes) en 2002; 360 GWh (41 MW medios-mes) en 2003¹⁰⁸. Brasil comienza a controlar la efectiva disponibilidad de la potencia firme contratada en el Sistema argentino y, consecuentemente, a cuestionar su pago en las condiciones vigentes en el mercado argentino¹⁰⁹. Se inicia así un proceso de negociación con el Gobierno argentino para permitir la adaptación de los contratos de exportación privados.

La situación produce ciertos perjuicios a CEMSA y a CIEN, aunque menos a ésta última, porque Brasil empieza a regular sus ingresos¹¹⁰.

coordinadas para el funcionamiento del sector eléctrico post privatización y post crisis de energía, que está llevando a la suspensión de inversiones extranjeras en el país.”

¹⁰⁸ Fuente: ONS-Histórico da Operação-Intercambio entre as Regioes-Internacional-S.

¹⁰⁹ Conforme la normativa argentina (Anexo 30 de los Procedimientos) el cumplimiento de los contratos de abastecimiento (tanto internos como externos) está sujeto a 2 condiciones: que la capacidad de generación que respalda el contrato esté disponible; y que exista capacidad de transporte disponible entre el nodo del comprador y el nodo del vendedor. En el caso de los contratos de exportación, entre el nodo al que se conecta la generación de respaldo y el nodo frontera donde el exportador hace entrega de la potencia comprometida al comprador externo. Cumplidas estas 2 condiciones el suministro contractual tiene prioridad sobre el abastecimiento en el Mercado Spot (en el que participan todos los distribuidores argentinos). La normativa (Anexo 30 de los Procedimientos) aclara que si las unidades de generación que respaldan el contrato de exportación consumen gas natural, la exportación de electricidad se considerará desde el punto de vista legal como exportación de gas. La antigua ley de hidrocarburos otorga prioridad absoluta al abastecimiento interno de gas frente a la exportación. La siguiente etapa, venta del comercializador brasileño a los agentes (distribuidores) del mercado brasileño cambiaba la modalidad: el comercializador vendía la potencia contratada en el mercado brasileño ajustándose a la normativa brasileña vigente bajo contratos de suministro firme de tipo “take or pay”. Mientras Brasil necesitó la energía argentina (2000-2001) la energía estuvo disponible y se entregó conforme fue convocada. A partir del 2002 la situación del sistema brasileño se revierte y ya no resulta conveniente para el intermediario brasileño convocar los contratos con Argentina, no obstante lo cual debe seguir pagando por la potencia contratada, pero se ve resarcido porque los agentes brasileños que le siguen pagando el precio convenido en épocas de crisis por una energía que, contemporáneamente se consigue a precios sensiblemente más bajos en el mercado “spot” brasileño. Esta es la situación que genera malestar en Brasil (comentada en la referencia anterior) y se empiezan a cuestionar esos contratos que no obstante ser internos del mercado brasileño están asociados al contrato internacional. A partir del 2003, los contratos de los distribuidores en el mercado brasileño empiezan a ser regulados por la ANEEL que interviene en su control. Simultáneamente, el crecimiento de la demanda argentina, tanto de gas como de electricidad comienza a evidenciar la dificultad del sistema energético argentino (tanto en electricidad como en hidrocarburos) para posicionarse como un exportador de estos productos como se había propiciado a partir de las reformas de los 90. En ese contexto, el gobierno argentino adopta medidas para garantizar el normal abastecimiento de la demanda interna a fin de no interrumpir el proceso de crecimiento económico iniciado a fines del 2002. Dentro de estas medidas se inscriben las restricciones a las exportaciones de gas (a Chile, Brasil y Uruguay) y las negociaciones para importar hidrocarburos (República Bolivariana de Venezuela (República Bolivariana de)) y electricidad (Brasil). La presunción que la comercializadora argentina carecía de la potencia de respaldo inicialmente declarada y que el sistema eléctrico argentino no tenía saldos exportables de electricidad, le otorga a las autoridades brasileñas la oportunidad de reducir los costos de los compradores en el mercado brasileño dejando sin efecto parte de los contratos. Para ello, inician una serie de ensayos para verificar la efectiva disponibilidad de la potencia contratada en Argentina, por la que se venía pagando regularmente. Esta verificación fue realizada convocando los contratos por períodos cortos de tiempo, aún sin necesidad de disponer de esa energía. Dado que no toda la potencia disponible pudo ser enviada en esas pruebas, la ANEEL fue reduciendo los niveles de potencia reconocida en esos contratos hasta que en el 2006 decide bajar a cero la potencia reconocida en el mercado brasileño.

¹¹⁰ CEMSA mantendría el cargo fijo durante un período adicional. El 4 de agosto de 2008 informa a CAMMESA haber acordado con CIEN la finalización del contrato correspondiente al segundo circuito. Se aclara que la posibilidad de importación ya era nula debido a la falta de respaldos físicos vigentes, ya que CEMSA y los Generadores que prestaban respaldo a esta exportación habían comunicado oportunamente a CAMMESA, la rescisión de sus respectivos Acuerdos de Comercialización de Generación. Ver: CAMMESA. Reprogramación Provisoria Agosto-Octubre de 2011. Exportaciones a la República Federativa de Brasil.

Dadas las crecientes necesidades del mercado argentino, los gobiernos de Argentina y Brasil acuerdan facilitar la importación de hasta 1000 MW de potencia interrumpible desde Brasil durante los seis meses invernales, pagando la tarifa de compra fijada por Brasil¹¹¹. En ese momento la restricción de potencia obedecía a limitaciones de capacidad de transporte en el corredor Yacyretá-Buenos Aires en el mercado argentino. La importación argentina se convenía por solo uno de los dos circuitos ya que para importar 2000 MW, hubiera sido necesario el refuerzo del corredor argentino.

Para los generadores del mercado argentino, incluidos los pertenecientes al grupo Endesa, la entrada al MEM de los excedentes hidroeléctricos de energía secundaria desde el mercado brasileño era un riesgo importante. La asimetría del tamaño entre ambos sistemas y, por tanto, la magnitud de la oferta brasileña que podría entrar en competencia con la propia oferta argentina podía provocar una baja muy acentuada del precio en el MEM, aumentando la volatilidad en un mercado que contaba con un reducido mecanismo de amortiguación, en relación a esa escala. Un elemento restrictivo de estos efectos nocivos a sus intereses era la limitación de la capacidad de transporte, en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), entre el nodo frontera y el centro de mercado. Conforme la normativa argentina, la capacidad de transporte solo podía ser ampliada por iniciativa de los agentes interesados en tal ampliación y de no mediar la oposición de otros agentes obligados al pago de tal ampliación. No hubo ningún agente del MEM que propiciara esta ampliación en representación del interés de los consumidores argentinos, que recién se concretó cuando el Estado decidió y pagó la construcción de una nueva terna de 500 kV.

El 2004 es el año en el que se produce la inversión del flujo en la Interconexión. Dado el bajo aporte hídrico en Argentina, y las necesidades de incrementar la oferta, y de evitar el Costo de la energía no suministrada (CENS) que podría producirse en el período invernal de dicho año, cambia el flujo de energía, estableciéndose exportaciones de Brasil hacia Argentina, de energía interrumpible mediante contrataciones de corto plazo, cuyo trámite se irá agilizando progresivamente en el futuro.

Ambos gobiernos muestran su decisión política de avanzar en la solución de las controversias originadas en el incumplimiento de los contratos así como de buscar mecanismos que permitan hacer efectiva la ayuda mutua en el área energética.

Las definiciones se alcanzan luego de varias tratativas previas durante la primera mitad del año 2004 en la que se produjeron acuerdos a nivel presidencial, de los máximos responsables sectoriales y de equipos técnicos.

En el marco de estas negociaciones bilaterales, la Secretaría de Energía, mediante la Resolución N° 434/04 del 7/5/04 instruye a CAMMESA a realizar una licitación pública internacional para adquirir energía eléctrica proveniente de Brasil en el período junio-noviembre (ambos meses inclusive) hasta un máximo de 500 MW para cada una de las modalidades establecidas: térmica e hidráulica.

Como resultado de estas acciones, se contrata una primer importación hacia Argentina, con el comercializador Tractebel, para el período jun/04 a ago./04, con un límite de 500 MW, autorizada por ANEEL (Res. N° 261 del 03/06/04); una segunda se concreta con el Compañía Hidro Eléctrica de San Francisco (CHESF), para el período sept./04 a nov./04.

Al margen de los compromisos temporarios de prestar ayuda mutua ante la emergencia, las negociaciones entre el gobierno brasileño y el argentino intentaban resolver de común acuerdo las disidencias derivadas del incumplimiento de contratos de largo plazo, tanto en el sector eléctrico como el gasífero, dentro de los estrechos márgenes establecidas por los respectivos marcos normativos en cada país y atendiendo que las partes en dichos contratos eran empresas privadas sujetas a las cláusulas contractuales respecto de los mecanismos de solución de controversias, aun cuando en algunos casos pertenecieran a los mismos grupos empresarios.

Dado que para facilitar la negociación entre los agentes de los respectivos mercados se requería la flexibilización de las normas regulatorias, la Secretaría de Energía emite la Resolución N° 161 del 3/2/2006, que indica, entre sus fundamentos:

¹¹¹ Salvo en 2004 que se licita.

- Que para los ejercicios anuales hasta el de 2008 inclusive, se prevé permitir operaciones de intercambio de energía interrumpible entre ambas partes, siendo en los períodos de octubre a mayo con flujo hacia la República Federativa de Brasil, debiéndose restituir la misma durante el lapso junio-agosto subsiguiente hacia la República Argentina.
- Que la importación referida podrá materializarse mediante la intervención de firmas comercializadoras expresamente autorizadas para ese fin por las respectivas autoridades de las Partes o, por medio de un llamado a Licitación Pública Internacional en condiciones semejantes a las operadas y acordadas por las autoridades de las partes para la importación de energía eléctrica interrumpible procedente de la República Federativa del Brasil en el ejercicio 2004.
- Se habilita al OED y a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) a recibir y administrar ofertas de contratos firmes de importación transitorios así como las ofertas de suministro de energía eléctrica interrumpible, siempre sujetas a la autorización de las autoridades brasileñas pertinentes.

A partir de estas modificaciones, se sustituye la negociación directa entre agentes privados. La nueva modalidad implica, en general, un acuerdo previo entre los Gobiernos. Se establece la actuación de CAMMESA como comercializador y la designación de un comercializador definido por el gobierno brasileño (salvo en el año 2004, en el que Argentina licitó). Estas condiciones se mantendrían hasta la actualidad, con algunas modificaciones en el 2011.

También se establecen nuevas modalidades y precios en el suministro de Brasil a Argentina, ellos son:

- Venta de Brasil a Argentina sin devolución física. Se factura en términos monetarios.
 - Térmica excedente, precio térmico: costo medio de la térmica para exportación informado por el Operador Nacional do Sistema Eléctrico (ONS) a CAMMESA.
 - Hidráulica vertida turbinable: “precio de liquidación de diferencias”, para el subsistema Sur, informado por la Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).¹¹²
- Venta de Brasil a Argentina con devolución física. (Salvo emergencia, se factura. En emergencia hay devolución en términos físicos de energía y no se factura.)
 - Hidro: (mayo a agosto) Flujo hacia Argentina. Factura: “Precio de Liquidación de Diferencias”. En ambos flujos el monto monetario de devolución no puede superar el de entrega previa.

Complementando otras acciones de la parte brasileña, durante el año 2006, puede señalarse el Decreto Presidencial 5668 del 10/01/06, el que determina que la Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL- sea el órgano de aprobación en el Sistema Integrado de Comercio Exterior – SISCOMEX- para las operaciones de importación y exportación de energía eléctrica. Las tarifas de uso del sistema de transmisión aplicables a la importación y exportación de energía eléctrica en el período 2005/06, en Garabí, expresadas en dólares¹¹³ eran: para importación, 1024 U\$S /MW-mes; para exportación, 1787 U\$S/MW-mes.

En 2007 se presentan condiciones más críticas para el sistema argentino, en atención de lo cual se eleva la potencia máxima a importar hasta 1000 MW en el nodo frontera Garabí II. Los gobiernos designan como comercializadores a CIEN por Brasil y CAMMESA por Argentina. Los suministros

¹¹² CCEE: Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica. “Precios de liquidación de diferencias”: los valores físicos establecidos en los contratos de suministro pueden arrojar diferencias respecto a la demanda real generando excedentes o faltantes. Estas diferencias se negocian en el mercado de corto plazo, al costo marginal resultante, pero con dos toques: mínimo y máximo. El primero tendería a evitar el costo cero en la energía vertida turbinable; el segundo a evitar el altísimo valor del costo de falla.

¹¹³ Paridad promedio año 2006, R\$ 2,1771= U\$S 1

eran, en todos los casos de energía interrumpible. El comprador argentino debía hacerse cargo de los costos de transporte, incluyendo tanto las tarifas por uso de la red básica de transmisión en el sistema brasileño, (cuyas tarifas para una carga en Garabí, eran: para importación (de Brasil), 2,71 R\$/kW-mes, para exportación (de Brasil) 4,17 \$R/kW-mes.) así como también un cargo por el uso de la interconexión internacional¹¹⁴.

En lo que se refiere a las condiciones bajo las cuales los gobiernos acordaron la venta de energía de Brasil a la Argentina, se han mantenido sin variantes significativas desde el año 2007 hasta el año 2011, acordadas anualmente con continuidad para los períodos invernales. Estas condiciones se resumen a continuación.

- El suministro es de carácter interrumpible y no puede poner en riesgo el abastecimiento en el sistema brasileño ni ocasionar cambios en el despacho y en la sanción de precios en dicho mercado.
- El intercambio será realizado en dos modalidades: 1) sin devolución de energía eléctrica: suministro por unidades térmicas no requeridas por Brasil o por energía de vertimiento, turbinable; 2) con devolución de energía eléctrica: la energía entregada bajo esta modalidad desde Brasil (de origen hidráulico) deberá ser devuelta desde Argentina.
- Precio energía hidráulica: precio de la energía eléctrica en el Submercado Sur, publicado por la CCEE (PLD); precio de la energía térmica: Costo de la unidad térmica asignada por la ONS para la exportación;

Si bien los gobiernos se comprometieron a intensificar los estudios tendientes a instituir un mecanismo permanente de intercambio de energía eléctrica entre ambos países, hasta el momento ese objetivo no se ha alcanzado y es posible que se requieran reformas regulatorias en el mercado brasileño para favorecer los intercambios de oportunidad que generen beneficios a ambas partes.

Como puede apreciarse, en este período la intervención regulatoria estatal en precios, cantidades, oportunidad de los flujos y operadores de las transacciones se acentuó de manera relevante.

El tema de la remuneración por las instalaciones de la interconexión internacional fue objeto de negociación entre ambos gobiernos desde el año 2007, fijándose un cargo transitorio a ser pagado por el importador argentino cuyo importe se calculaba a partir de una estimación de lo que el Gobierno Brasileño entendía debía ser la remuneración del transportista internacional brasileño, en función del tiempo de uso de las instalaciones.

Debe resaltarse que hasta la sanción de la Ley brasileña 12.111 de diciembre de 2009, las interconexiones internacionales no eran objeto de concesión de transporte ni tenían tarifa regulada por la ANEEL. A partir de la sanción de esta ley, se establece que las nuevas interconexiones internacionales que sean aprobadas a partir del 1 de enero de 2011 y que se conecten a la red básica deben ser objeto de concesión de servicio público de transmisión, debiendo ser precedidas de un tratado internacional. Por su parte las interconexiones internacionales autorizadas con anterioridad podrán ser equiparadas a los efectos técnicos y comerciales a los concesionarios de servicio público de transmisión, lo que significa que tienen un ingreso anual asegurado, y regulado por la ANEEL, debiendo los interesados firmar contratos de uso de las instalaciones vinculadas a las interconexiones internacionales.

La nueva normativa se plasmó a través de diferentes y progresivas definiciones que condicionan el uso de las instalaciones de interconexión internacional, cuyas características se resumen a continuación.

El 13 de abril de 2010, por Resolución Normativa N° 399/10 se establece que las tarifas aplicables a las Contrataciones por Uso del Sistema de Transmisión por importadores y exportadores de E.E., quedan establecidas en valor igual a dos veces las tarifas de uso aplicables en el punto de conexión a la Red Básica¹¹⁵.

¹¹⁴ La paridad media para el año 2007 fue 1,9483 R\$/US\$.

¹¹⁵ Contratado para el segmento generación, en el caso de importación de energía eléctrica, o para el segmento consumo, en el caso de exportación de energía eléctrica.

El 4 de abril de 2011, mediante 2 decretos¹¹⁶ 210 y 211 del Ministro de Estado de Minas y Energía, se equiparan, a los efectos técnicos y comerciales, a los concesionarios del servicio público de transmisión, las instalaciones de los Sistemas de Transmisión Garabí 1 y Garabí 2, necesarios para los intercambios internacionales entre Argentina y Brasil. Con ello se establece, por decisión unilateral brasileña, la duplicación de la tarifa del Sistema que, actualmente, está abasteciendo a Argentina, pero que, originalmente abasteció a Brasil desde Argentina, en la crisis del 2000/01.

Esta equiparación tendrá vigencia hasta el 20 de junio de 2020. Considerando la fecha de iniciación del servicio, se alcanza un lapso de 20 años hasta el final de la concesión y la reversión de las instalaciones al Estado brasileño.

Los decretos antes indicados establecen un ingreso anual permitido (RAP), que considerando el total de ambas interconexiones, alcanza la suma de R\$ 248.753.488,42, equivalentes, a la paridad de 1,6 R\$/US\$, a U\$S 155.470.930,25. Considerando estimaciones de 700 U\$S millones de inversión total para ambos circuitos¹¹⁷, la RAP amortizaría la inversión en cuatro años y medio, aun cuando el período de explotación de la concesión alcanza a veinte años¹¹⁸.

Al respecto caben algunos comentarios:

- Las interconexiones implicaron inicialmente una sobreinversión de Endesa CIEN y CTM, en la capacidad de la interconexión, que podría haberse limitado al orden de los 1000 MW. Se construyó, no obstante un segundo circuito, llegándose a autorizar un tercer circuito, que no se construyó. No parece equitativo que Argentina pague por duplicado los errores de sobreinversión de un agente privado, sin que este asuma el riesgo empresario de su error.
- No parece correcto cambiar las reglas iniciales de juego unilateralmente, cuando ellas rigieron durante los primeros diez años de concesión. Esto es particularmente sensible tratándose de una integración entre Estados nacionales, en un momento en que la intervención regulatoria del Estado Brasileño es mayor que la que tenía en el 2000, año de inicio del intercambio. Parece más loable la consulta tendiente a obtener consensos entre los dos Estados, previamente a la toma de decisiones. Ello se acentúa considerando que originalmente, el sentido de la interconexión fue amenguar la fuerte crisis brasileña del 2000.

b) Interconexión Paso de los Libres-Uruguayana

La vinculación entre los sistemas eléctricos argentino y brasileño contó siempre con una barrera natural dada por las diferentes frecuencias en las que operan ambos sistemas¹¹⁹.

No obstante ello, los primeros acuerdos arribados para construir líneas de interconexión los realizaron el holding estatal brasileño ELETROBRAS¹²⁰ y Agua y Energía Eléctrica de Argentina -datan de 1982- con la intención de resolver limitaciones puntuales al abastecimiento eléctrico de las zonas fronterizas en territorio argentino¹²¹.

Conforme el contrato firmado en 1982, se construirían 2 interconexiones en 132 kV : a) Paso de los Libres – Uruguayana y b) Santo Tomé – Sao Borja. A fin de equiparar el esfuerzo de inversión

¹¹⁶ Portarias, en portugués.

¹¹⁷ Esta estimación, a la que ya se había hecho mención en la referencia 107, también figura en el estudio “Transporte de Energía Eléctrica en Corriente Continua-HVDC”. www.uma.es/investigadores. Datos de inversión. Cabe señalar que la estimación considera la inversión total –incluidos los tramos argentinos- que la RAP no incluye.

¹¹⁸ Cabe señalar que Argentina no abona el monto anual de la RAP, ya que el pago se establece por los días realmente utilizados por la provisión: alrededor de 6 meses, que se habrían reducido a 4 meses en este año (2011). El pago está determinado por el denominado Adicional de Tarifa de Uso Específico: $AD_{tue} = K_{AD} * RAP/12$ siendo AD_{TUE} expresado en reales por mes y K_{AD} un coeficiente temporal dado por $K_{AD} = 2,5 - T/365$ donde T es la duración del período establecido en el Contrato de Uso del Sistema de Transmisión. K_{AD} está limitado a 1,5, en caso que el período sea superior a 365 días, y a 2, en caso que el período sea inferior a 183 días.

¹¹⁹ 50 ciclos en Argentina y mayoritariamente 60 ciclos en Brasil.

¹²⁰ Representado fundamentalmente por ELETROSUL, con el respaldo y coparticipación de ELETROBRAS.

¹²¹ Cada estación convertidora era de 50 MW.

realizado por cada parte, en el primer caso la estación convertidora de frecuencias estaría en territorio brasileño (Uruguayana) con inversión a cargo de ELETROSUL y en el segundo en territorio argentino (Santo Tomé) con inversión a cargo de Agua y Energía Eléctrica.

Aun cuando Agua y Energía realizó las obras de transporte necesarias para vincular Paso de los Libres con Uruguayana y firmó los contratos para la construcción de la convertidora de Santo Tomé y las obras conexas, el proceso de privatización de dicha empresa llevó a las autoridades nacionales a rescindir esos contratos y la segunda interconexión nunca llegó a concretarse.

La nueva situación promovió la firma en 1992 de un nuevo contrato en el cual se reconocía que sólo una de las interconexiones se llevaría a cabo y que Agua y Energía Eléctrica realizaría un pago a ELETROSUL durante la vigencia del contrato, supuestamente para compensar las mayores inversiones realizadas por la parte brasileña.

Con independencia de los avatares que sufrieron estos contratos, puede afirmarse que esta interconexión (habilitada en 1995), aún hoy reviste importancia como única reserva para el abastecimiento de Paso de los Libres ante contingencias del sistema de transporte argentino si bien su limitación de capacidad le impide insertarse en el verdadero proceso de integración entre ambos sistemas.

2. Recursos hidráulicos compartidos. Argentina-Brasil: Río Uruguay y su afluente Río Pepirí Guazú

El estudio de las oportunidades del aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos del tramo compartido por Argentina y Brasil del Río Uruguay y su afluente el río Pepirí Guazú (denominado en Argentina corrientemente como Alto Uruguay) se inició a comienzos de la década de 1970, como consecuencia del Acuerdo firmado en 1972 por las empresas estatales Agua y Energía Eléctrica (Argentina) y Eletrobrás (Brasil). El estudio de inventario del tramo compartido, contratado por ambas empresas con un consorcio consultor binacional, identificó al menos 3 emplazamientos de interés (Garabí, Panambí y San Pedro).

Una vez concluidos los estudios de factibilidad, ambas partes concluyeron que las acciones debían comenzar por la construcción de la central Garabí (1890 MW repartidos en 2 centrales, una en cada margen), para lo cual se contrató al mismo consorcio consultor bilateral para el desarrollo del proyecto ejecutivo.

Simultáneamente, los Gobiernos de Argentina y Brasil firmaron el correspondiente Tratado¹²², en 1980, que asignaba a las empresas Agua y Energía Eléctrica y Eletrobrás la tarea de realizar los estudios necesarios para encarar la construcción de la obra, ejecutar en forma conjunta las obras y operar y mantener la central a lo largo de la vida útil de las instalaciones.

El proyecto ejecutivo de Garabí se concluyó poco tiempo antes de que Argentina decidiera la reorganización de su mercado eléctrico otorgando un rol casi excluyente a los inversores privados en la toma de decisiones respecto a la expansión de la capacidad de producción.

En este contexto, y aun cuando el Gobierno Argentino creara en el ámbito estatal la empresa Emprendimientos Energéticos Binacionales Sociedad Anónima (EBISA) y le otorgara el mandato de encargarse de los acuerdos bilaterales firmados con Brasil sobre el Alto Uruguay, las previsiones respecto de la construcción de Garabí entraron en una etapa de indefinición que finalmente llevó a Brasil a eliminar la central de sus programas decenales de obras después de una serie de postergaciones en las fechas previstas de entrada en servicio de la central.

En rigor, durante la década del 90, el Gobierno argentino propuso al Gobierno brasileño reconvertir la letra del Tratado de 1980 a los fines de transferir a los inversores privados las competencias que el tratado le otorgaba a Agua y Energía Eléctrica y Eletrobrás.

Si bien el proceso de reorganización y de privatización del mercado eléctrico brasileño se inició en la segunda mitad de los años 90, estas propuestas no llegaron a prosperar y sólo se hicieron algunos

¹²² Ratificado por ambos Estados mediante la sanción de las leyes aprobatorias.

análisis unilaterales en Argentina, revisando los niveles de empuntamiento de la central con la intención de acercar los parámetros del proyecto a la percepción del riesgo hidrológico que podrían tener los inversores privados.

A partir del año 2004 y en el marco de un acercamiento estratégico de ambos gobiernos en el análisis de las problemáticas energéticas bilaterales, el aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos compartidos en el Río Uruguay tomó nuevo ímpetu.

El cambio de la perspectiva respecto de los impactos ambientales provocados por las obras y de las necesidades de su mitigación en ambos países, así como los reparos derivados de la conducta argentina cambiante en vinculación con su interés por la realización de estas obras, llevaron a ambos gobiernos a acordar la necesidad de realizar nuevos estudios para relevar el recurso aprovechable y su factibilidad, los que fueron encargados a EBISA (en su calidad de continuadora de Agua y Energía Eléctrica en el tema) y a ELETROBRAS en un todo de acuerdo con la letra y el espíritu del Tratado de 1980.

Ya completado el estudio de inventario del tramo compartido¹²³ las partes se aprestan a lanzar el Estudio de Factibilidad, incluyendo la definición de los parámetros de proyecto esenciales de la obra.

La realización conjunta de las obras y los acuerdos conexos (modo de inserción en ambos mercados, política de operación de la central, mecanismos para incrementar el beneficio conjunto aportado por la obra y reglas de reparto de esos beneficios) constituyen una problemática aún pendiente de estudio considerando la diversidad estructural de ambos sistemas eléctricos en los que conviven intereses privados y públicos.

B. Integración eléctrica Argentina – Paraguay

1. Interconexión de Sistemas Eléctricos

Las primeras vinculaciones entre los sistemas eléctricos argentino y paraguayo se construyeron a comienzos de la década del 70 a fin de facilitar el abastecimiento a la Provincia de Misiones, por entonces aislada del resto del sistema argentino, y en coincidencia con la entrada en servicio de la Central Hidroeléctrica de Acaray¹²⁴ que garantizaba ciertos excedentes de energía en el sistema paraguayo.

Los acuerdos fueron cerrados por la empresa pública argentina Energía de Misiones Sociedad Anónima (EMSA) y la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), empresa pública paraguaya y derivaron en la construcción de las dos interconexiones existentes: a) LAT 132 kV Eldorado (Misiones) – Carlos Antonio López (Paraguay) de 30 MVA de capacidad de transporte y b) LAT 33 kV de 10 MVA de capacidad entre Posadas (Argentina) y Encarnación (Paraguay).

Ambas interconexiones tienen una capacidad reducida en comparación con las necesidades de Misiones para abastecer su demanda actual, no obstante lo cual jugaron un rol importante en el abastecimiento del sistema misionero, mientras Misiones estuvo aislada del SADI. Actualmente Posadas está interconectada en 500 kV con la Central Hidroeléctrica de Yacyretá.

El alto crecimiento de la demanda en el interior de la provincia no fue acompañado por el refuerzo de su sistema de subtransmisión (de más de 300 km de longitud en 132 kV) y aún contando con el aporte de la Central Hidroeléctrica de Uruguay¹²⁵ EMSA, requiere frecuentemente del aporte de energía paraguaya en Eldorado.

El aporte de energía paraguaya a través de las interconexiones internacionales tiene cierta complejidad ya que por razones técnicas el sistema paraguayo no puede operar en sincronismo con el SADI. Por tanto, el abastecimiento a través de las interconexiones siempre se realiza en isla.

¹²³ Que permitió identificar los cierres Garabí y Panambí como interesantes, aunque con menor cota de embalse, y descartar el cierre San Pedro debido al impacto ambiental y social que producía.

¹²⁴ Con una capacidad instalada de 200 MW entró en servicio en 1973.

¹²⁵ Ubicada en el noroeste de Misiones, con 12 MW de potencia instalada en 2 unidades.

En la relación comercial con Argentina, ANDE, no obstante su carácter público, se comportó siempre como si fuera una empresa privada: tratando de captar al máximo la renta generada por el intercambio, fijando precios de venta apenas por debajo del costo de producción de EMSA.

A diferencia de los acuerdos con Uruguay, la fijación de los precios de venta por parte de Paraguay siempre estuvo ligada al costo de oportunidad del comprador independientemente de los costos paraguayos. Por tanto, nunca fue posible medir el beneficio total del intercambio, en términos del ahorro conjunto, ni tender a la equidad en el reparto de tal beneficio.

En 1987 la Secretaría de Energía de Argentina firmó un convenio de cooperación con ANDE, en el cual incluía estas dos interconexiones, pero propendía a la cooperación y ayuda mutua de ambos sistemas a lo largo de toda su frontera común, mediante la firma de Notas Técnicas específicas para cada interconexión.

Se plantearon distintas modalidades de intercambio: intercambio de emergencia, intercambio de energía continua, intercambio de energía de vertimiento. Los precios de cada modalidad de intercambio se fijan en la Notas Técnicas correspondientes y se ajustan con un índice que pondera la variación de los mayoristas y minoristas en el mercado norteamericano. El Convenio establece también otros aspectos comerciales como la medición y reglas para la facturación y pago.

La administración del Convenio, llevada adelante por un Comité de Administración bilateral, estuvo inicialmente a cargo de la ANDE y de EMSA hasta el año 1997. Posteriormente la Secretaría de Energía de Argentina designó a Agua y Energía Eléctrica o a quien la sucediera en este rol.

El Convenio, aprobado por decreto de ambos Gobiernos, tenía una duración de 5 años y podía ser prorrogado por acuerdo de partes y convalidado por decreto.

En 1989 ambos gobiernos aprobaron una nueva Nota Técnica, firmada por Agua y Energía Eléctrica (A y E) y ANDE, en la que se acuerda la construcción de la interconexión Clorinda-Guarambaré en 220 kV, con el compromiso de AyE de entregar materiales a la ANDE para la construcción en territorio paraguayo cuyo importe sería devuelto por la ANDE mediante un descuento del 20% en el precio de la energía que entregase en Guarambaré para el suministro a Clorinda.

La interconexión Clorinda - Guarambaré se inauguró en el año 1995, después de la primera renovación del Convenio ocurrida en 1992. A partir de 1997 las partes acuerdan que la renovación del Convenio será automática hasta tanto alguna de las partes lo denuncie. Desde entonces y con mayor continuidad desde el año 2000, las importaciones a través de esta línea fueron esenciales para asegurar el abastecimiento eléctrico de buena parte de la provincia de Formosa, situación que se revirtió recién a fines del 2010 con la habilitación de la estación transformadora (ET) 500/132 kV Gran Formosa.

Los intercambios con Paraguay a través de las interconexiones en territorio misionero siguieron operando hasta el momento en el cual el sistema misionero se conecta al SADI, en el año 1996. Esta interconexión supone para EMSA la opción de reducir sensiblemente los precios a los cuales puede abastecerse y deja fuera de competencia a los precios ofertados por ANDE en el marco del Convenio.

Esta situación, junto con disidencias respecto del reajuste del precio de energía entregada por ANDE antes de 1996, llevó a la interrupción de los flujos por las líneas internacionales en territorio misionero.

En el año 2000, EMSA expresa su interés por volver a comprar energía a ANDE debido al alto crecimiento de la demanda en el noroeste de la Provincia y se acuerdan precios competitivos con los del MEM argentino. De esta forma se reinician las compras de energía a la ANDE en Carlos Antonio López, que se mantuvieron con continuidad en los últimos 11 años.

Los reclamos de ANDE por los ajustes de precio impagos por EMSA se reiteraron y luego de un proceso de negociación en el 2007 se acordó que el pago se haría mediante la entrega a la ANDE por parte de EMSA de 2 transformadores, uno de ellos destinado a elevar la capacidad de transporte de la interconexión Eldorado-Carlos Antonio López a 80 MVA. Este acuerdo permitía ampliar los intercambios con Paraguay y simultáneamente facilitaba el abastecimiento eléctrico del noreste de la provincia de Misiones.

Los incrementos de precios internacionales de estos equipos conspiraron contra la implementación de este acuerdo que todavía está pendiente de ejecución.

A partir del cambio de gobierno en Paraguay en el 2008, la ANDE elevó sustancialmente los precios de venta de la energía, superando incluso el valor actualizado que tendrían los precios originales del Convenio.

En el año 2000, con una clara tendencia decreciente de los precios en el mercado argentino, los precios fijados originalmente en el convenio no eran competitivos y, ante la voluntad de ambas partes de mantener los intercambios, se hicieron actas de acuerdo que modificaban las formas de fijar los precios; definiendo un precio trimestral vinculado a las condiciones del mercado argentino.

La interconexión Posadas – Encarnación, en 33 kV y con una capacidad de sólo 10 MVA, que fue rehabilitada en el año 2007 después que fuera afectada por una creciente extraordinaria del Río Paraná, es demasiado limitada como fuente de abastecimiento en ambos márgenes del Paraná. Existe la posibilidad de repotenciar este vínculo internacional, pero su concreción dependerá de la voluntad de las partes de facilitar el intercambio de energía en términos competitivos y equitativos.

La última interconexión construida entre ambos sistemas está asociada a las barras de la central hidroeléctrica Yacyretá, compartida por ambos países. No obstante las prescripciones del convenio, que requiere que cada nueva interconexión sea objeto de una nota técnica específica aprobada por decreto de ambos gobiernos, nunca se acordó la nota técnica para la interconexión en Yacyretá. Sólo se firmó un acta de acuerdo entre el Presidente de ANDE y el Presidente de AyE, estableciendo las normas operativas de la interconexión pero aclarando que no habrá intercambios de potencia y energía entre ambos sistemas en ese punto, limitado en principio a la evacuación exclusiva de la generación de Yacyretá.

En rigor, la limitación establecida en esa acta acuerdo no se cumplió totalmente, ya que a partir del año 2003 se implementó una de las modalidades previstas en el convenio que es la prestación del Servicio de Paso, esto es que una parte permita a la otra el uso de su sistema de transporte para la energía propia entregada en un punto y devuelta al mismo país en otro punto. Esta modalidad se implementó mediante el otorgamiento por parte de la ANDE del servicio de paso entre Yacyretá y Asunción para abastecer la demanda de Formosa, ante la saturación de las instalaciones de transporte del SADI que conectan esa provincia.

Si bien el convenio plantea condiciones de simetría entre ambas partes, lo cierto es que las limitaciones en el sistema de transporte en el SADI dificultaron los flujos de energía desde Argentina hacia Paraguay que se restringieron a la prestación de una ayuda limitada ante situaciones de emergencia en el sistema paraguayo, especialmente en el área de Encarnación.

Otro aspecto importante del convenio es la promoción del intercambio de información y experiencias entre ambos sistemas. La concreción de este objetivo, analizado bilateralmente en varias oportunidades a lo largo de los 24 años de vigencia del convenio, se vio permanentemente limitada por cierta reticencia de la ANDE a entregar la información técnica de todo su sistema y aceptar que fuera incorporada a la base de datos del MEM a la cual tienen acceso todos sus agentes.

2. Venta de energía “en tránsito” de Paraguay a Uruguay¹²⁶

Recientemente Paraguay comenzó a insistir en la venta a terceros países no limítrofes, en particular Uruguay, de energía generada con recursos naturales correspondiente a su país, utilizando el sistema de transporte argentino. A primera vista, el planteo reivindicaba un principio de libre tránsito, supuestamente respaldado en el Tratado de Asunción, extendiendo a la energía eléctrica, un principio no acordado, en la medida que los países partes no establecieron una regulación única para sus mercados eléctricos. Por otra parte, si bien la operación generaba un beneficio global, no atendía a su distribución adecuada, beneficiando a algunos y perjudicando a otros. La iniciativa soslayaba algunos aspectos importantes de la problemática, que podían constituirse en trabas decisivas a la integración,

¹²⁶ La calificación “en tránsito” de la venta, identifica la circulación por Argentina de este suministro, utilizando el sistema de transporte de este País.

especialmente si algunos puntos litigiosos llegaban a tener una difusión sesgada a través de los medios de comunicación masivos, como en cierta medida sucedió, en particular en Paraguay.

Entre los aspectos poco valorados o ignorados en la evaluación del tema, cabe enumerar principalmente:

i) La necesidad de limitar la energía en tránsito a aquella generada por centrales de exclusiva propiedad del Paraguay a fin de no incumplir compromisos previos acordados en tratados internacionales, en particular relativos a aprovechamientos hidroeléctricos binacionales, como Yacyretá.

ii) El retiro del suministro de Acaray y su transferencia a un tercer país puede generar perjuicios al mercado argentino, dado su obligado reemplazo por energía más cara. Dichos perjuicios deberían cuantificarse y resarcirse.

iii) En el supuesto que la transacción considerada generara un ahorro o ganancia global, debiera evaluarse una posible distribución adecuada de la misma entre las tres partes necesariamente involucradas. No parece razonable exigir participación funcional a un país, y por otra parte excluirlo de un beneficio global que requiere, necesariamente su participación y que es afectado por la misma.

iv) Existencia de capacidad de transporte neta disponible para transmitir el suministro propuesto, alteraciones en la red y problemas técnicos.

En relación al primer punto, cabe señalar que Argentina aportó prácticamente la totalidad de las inversiones requeridas por la realización del aprovechamiento binacional de Yacyretá. A partir de ello, Paraguay puede disponer así, la compra al costo de una importantísima fuente de energía eléctrica para su propio desarrollo, prácticamente sin aportar capital. Ello constituye una contribución significativa de Argentina al progreso de Paraguay.

Existe al respecto, un condicionamiento razonable, aceptado por ambas Altas Partes, en el tratado de Yacyretá : Paraguay puede disponer la compra al costo, para el desarrollo de su país, de la totalidad de la energía generada a partir del aprovechamiento de sus recursos naturales propios, pero no puede convertir esta ventaja en una “oportunidad de negocio” destinada exclusivamente a ganar dinero sobre una inversión argentina, sin el previo acuerdo de las Altas Partes. Conforme con ello el tratado de Yacyretá establece en su artículo XIII que la energía producida por Yacyretá “será dividida en partes iguales por los dos países, siendo reconocido a cada uno de ellos el derecho preferente de adquisición de la energía que no sea utilizada por el otro país para su propio consumo.” Con ello se reconoce el derecho preferente de Argentina para comprar energía de Yacyretá que Paraguay no utilice para su propio consumo y desarrollo. Recíprocamente, también reconoce idéntico derecho a Paraguay.

No es clara la intención por parte de Paraguay de respetar esta cláusula. En artículo publicado por el periódico ABC el 2 de agosto de 2011, se incluyen declaraciones de la autoridad energética de Paraguay: “...aclaró que Paraguay acepta, por ahora, vender exclusivamente la energía de Acaray, pero no renuncia a su derecho de comercializar la energía de Yacyretá a terceros países. “Es un punto en negociación, por eso analizamos que es más viable empezar con la energía de Acaray. Eso no significa que en el futuro no podamos llegar a un acuerdo con Argentina para vender la energía de EBY. Vamos a agotar vías de negociación”, acotó”.

Como puede apreciarse, el potencial incumplimiento de condiciones pactadas así como la difusión en los medios de difusión pública, erigen obstáculos, no solamente a la integración actual, sino también arrojan dudas sobre la potencial realización de otros aprovechamientos, tales como Aña Cuá y Corpus, al dificultar la proyección firme y clara de sus acuerdos regulatorios futuros.

En relación al punto ii), cabe señalar que el abastecimiento actual en Paraguay, se realiza mediante dos aprovechamientos binacionales, Itaipú y Yacyretá y un aprovechamiento nacional: Acaray. Cabe aclarar que actualmente Acaray distribuye la totalidad de su producción entre Paraguay, Argentina y Brasil. Cualquier transferencia de este último aprovechamiento a otro país diferente de los mencionados, implica su sustitución mediante un incremento de la demanda a las otras dos centrales citadas y una disminución de la oferta de estas a Argentina y/o Brasil. En el caso de Argentina, ello significa el despacho de potencia térmica sustituta, lo que determina un mayor costo, con el consiguiente

perjuicio para este País. Este perjuicio se produce aun sin transgredir la exigencia del Tratado, ya que no necesariamente afectaría el “derecho preferente” antes mencionado. Sin embargo, parece razonable que si dos países reciben beneficios por transacciones que necesariamente requieren el transporte por parte de un tercero, éste último exija, como mínimo, una compensación que anule dicho perjuicio. No parece razonable exigir a nivel de estados, una liberalización que proveyendo un beneficio global, distribuya el mismo solamente entre dos de los países involucrados y perjudique al tercero. Esto implica una barrera importante a la integración.

Con referencia al punto iii), pueden considerarse varios escenarios posibles de enfoque entre las partes intervinientes para avanzar en un determinado proceso de integración. Uno de ellos sería una negociación en la que cada parte tratase de maximizar su beneficio propio. El “acuerdo” en este caso sería el resultado final de una lucha por la distribución de la renta, en la cual primarían más las relaciones de poder, de fuerza, o de necesidad antes que principios solidarios.

El segundo escenario implicaría un esfuerzo mancomunado, conducente al máximo beneficio conjunto, que luego sería distribuida igualitaria o equitativamente.

El primer enfoque conduce a la lucha por el beneficio individual, en detrimento del de la otra parte. Los países están actuando como adversarios o contendientes, antes que como socios para la obtención del mayor beneficio común. Ello provoca una situación de enfrentamiento que, obviamente, es opuesta a la integración. Si este tipo de rispideces trasciende a los medios de difusión masiva, pueden generarse resentimientos a nivel popular que, obviamente, desalentarían el espíritu de integración en la propia población.

Algunas recomendaciones, en este caso, para superar las barreras podrían ser:

- Estudiar y adoptar las regulaciones adecuadas, de largo plazo, para las alternativas de integración posibles, previamente a la aparición de casos concretos. De lo contrario, la norma se adecua al caso y no el caso a la norma.
- Hacer el análisis a nivel regional o multinacional, y no solo binacional. Ello universaliza la normativa, con participación de otras partes y no solamente de los interesados en una operación en particular.
- No abordar la relación entre Estados como si fueran agentes privados. Considerar la tratativa como una competencia y no como una sociedad para obtener un beneficio conjunto, conduce a enfrentamientos contrarios a la integración.
- La energía en general, y la eléctrica, en particular, constituyen servicios que inciden en la totalidad socioeconómica de un país, afectando su soberanía. En el acuerdo a nivel de países es conveniente que actúen los Estados, fijando las políticas, las regulaciones, las autorizaciones y, de ser conveniente, las operaciones. Ello implica también una planificación energética de largo plazo que asegure en el tiempo, el mantenimiento de los acuerdos.

En relación al punto iv), la transmisión de energía requerida por esta venta está sujeta a las disponibilidades netas de capacidad de transporte, las cuales no solo dependen de las instalaciones fijas existentes sino también de circunstancias variables como los despachos de cargas, fuentes de energía utilizadas en cada momento y flujos de potencia resultantes. Ello requiere un análisis detallado de las situaciones límites que pueden presentarse, en el presente y en proyecciones futuras, examinando el eventual carácter interrumpible de la energía y la potencia pactadas.

La complejidad aumenta habida cuenta que los sistemas no están actuando en sincronismo, lo que requiere un funcionamiento en isla de diversas zonas pertenecientes al sistema total involucrado pero que deben funcionar separadamente. La falta de una planificación adecuada de estos aspectos puede obligar a la suspensión temporaria o permanente de la venta de energía con los consiguientes perjuicios resultantes. El impacto puede ser más sensible si la operación ha requerido inversiones adicionales para posibilitar la operación.

Otro elemento a considerar es la variación de factores de nodo que puede resultar de nuevos estados de la red, los que pueden perjudicar o favorecer a los agentes actuantes.

Finalmente, considerando el último factor mencionado, así como otros que podrían incidir en los costos del mercado argentino, sería recomendable una segmentación del mercado, de manera tal que el transporte de energía propuesto no afectara los valores económicos del mercado argentino, previos a dicho transporte.

3. Recursos hidráulicos compartidos. Argentina-Paraguay

a) Central hidroeléctrica Yacyretá

El aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos del río Paraná a la altura de los saltos de Apipé (cercanos a la isla de Yacyretá) concitó tempranamente el interés del gobierno argentino, y llevó a ambos países a la firma del primer acuerdo en febrero de 1926.

Según este acuerdo la República del Paraguay prestaba su conformidad para que la República Argentina efectuara en forma unilateral los estudios y realizara las obras para el aprovechamiento de los saltos de Apipé.

Si las obras se realizaban en aguas jurisdiccionales argentinas, la energía producida sería argentina. Por el contrario, si las caídas de agua estuvieran en jurisdicción común, o si se instalaban obras en territorio paraguayo o si “el Paraguay prestara su ayuda y cooperación en forma permanente para la ejecución, mantenimiento y aprovechamiento de las obras” el Paraguay tendría derecho a comprar hasta el 7,5% de la energía producida en las mismas condiciones que los consumidores argentinos.

La magnitud de las obras y el escaso desarrollo del sistema eléctrico argentino por esa época, impidieron la concreción de las obras dentro del plazo convenido de 10 años y el convenio quedó sin efecto.

Recién en febrero de 1958 ambos gobiernos firmaron un convenio para realizar en forma conjunta los estudios técnicos tendientes a obtener energía eléctrica del río Paraná a la altura de las islas de Apipé y Yacyretá y a mejorar las condiciones de navegabilidad de dicho río, para lo cual conformaron la Comisión Mixta Técnica argentino-paraguaya de Yacyretá-Apipé.

Los trabajos contratados y supervisados por esta comisión¹²⁷ permitieron acordar bilateralmente las características básicas del proyecto y condujeron a la firma del Tratado de Yacyretá en diciembre de 1973, por el cual se creó la Entidad Binacional Yacyretá (EBY) entre la ex-Agua y Energía Eléctrica de Argentina y la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) del Paraguay, con igual participación en el capital de la binacional¹²⁸.

El Tratado establece: a) igualdad de derechos de ambas partes; b) condominio de las obras y c) derecho de cada Alta Parte de adquisición, al costo de la obra, del 50 % de la energía generada.

Argentina se comprometió a: i) garantizar todos los préstamos suscriptos por la EBY e incluso a aportar fondos para el financiamiento de la obra y ii) contratar toda la potencia que la ANDE no contratara para abastecer su propia demanda. Como contrapartida de este compromiso, Paraguay le aseguró el derecho preferente a contratar toda la potencia que Paraguay no utilizara para abastecer su propia demanda¹²⁹, previo pago de una compensación por cesión de energía establecida en un valor

¹²⁷ Trabajos realizados con financiamiento exclusivo del Gobierno argentino, cuyo importe se capitalizó como aporte de capital de la ex-Agua y Energía Eléctrica a la Entidad Binacional de Yacyretá.

¹²⁸ Constituido por US\$ 100.000.000. A los efectos de que ANDE aportara su participación en el capital de la EBY, el Banco de la Nación Argentina le otorgó un préstamo por US\$ 50.000.000, que no fue totalmente desembolsado y cuyo pago aún se encuentra pendiente.

¹²⁹ Al momento de la firma del Tratado, se pensaba que parte de las inversiones en la central iban a ser financiadas con créditos externos (Banco Mundial, BID y proveedores, como realmente sucedió). Por tanto era necesario garantizar que la energía generada por Yacyretá tuviera un mercado asegurado que le permitiera el repago de los préstamos. Por la asimetría de los mercados de los países condóminos, esa garantía la tenía que dar Argentina. Pero si Argentina garantizaba los préstamos externos tenía que asegurarse que iba a disponer de la energía que garantizara el repago de los préstamos. Por eso tiene el derecho preferente de comprar la energía que Paraguay no necesite para abastecer su

cercano a los 3 US\$/MWh-cedido, a valores de 1973¹³⁰, lo cual reporta actualmente al Paraguay un ingreso garantizado sólo por este concepto superior a los 70 millones de US\$ anuales, que no dispondría si Argentina no hubiera afrontado todas las obligaciones de inversión y del repago de los préstamos externos para la realización de la obra.

La EBY debe pagar a cada propietario (AyE y ANDE) un interés del 12% anual sobre el capital integrado por cada una de ellas, y un resarcimiento por los costos asumidos por ambas empresas en la supervisión de la EBY.

La inestabilidad política y económica por la que atravesó Argentina en esos años demoró la iniciación de las obras y sumió a ambas partes en un largo proceso de renegociación signado por los reclamos paraguayos para modificar el proyecto inicialmente definido (incluyendo el cambio de traza de la presa), incluir la realización de obras no previstas (fundamentalmente en territorio paraguayo), modificar la valorización de las tierras paraguayas expropiadas y exigir la incorporación de una compensación adicional a pagar por la EBY a cada Alta Parte por el territorio inundado en cada país, adicional al pago de las indemnizaciones por las expropiaciones del área del embalse e incorporada al costo de la energía provista por la central¹³¹.

Si bien la obra se inició hacia fines de 1983, 10 años después de la firma del Tratado, las negociaciones y cambios en el proyecto se extendieron más allá de esa fecha y concluyeron, en lo que a la obra básica se refiere, con las Notas Reversales de 1992 por las cuales se acordó el precio a cobrar por la EBY por los servicios de electricidad¹³² hasta el año 2048, considerado como el fin de la vida útil de la central, independientemente y muy por debajo del costo total de la obra, aun cuando fuera superior al precio sancionado en el MEM y obligara al Tesoro Argentino a seguir subvencionando la obra.

A fin de contribuir al financiamiento de la obra, las Partes acordaron no percibir las compensaciones (por territorio inundado y por cesión de energía) y las utilidades y resarcimientos durante los primeros 10 años de funcionamiento de la central, difiriendo el pago hasta el año 26, contado a partir de la habilitación de la primera unidad, a realizarse en cuotas actualizadas iguales sin intereses, durante 8 años. Durante esos primeros 10 años de funcionamiento de la central, Paraguay recibió 1,75 US\$/MWh generado como pago a cuenta por dichos conceptos.

Por su parte Argentina se comprometió a concluir la central en 1994, aportando los fondos y/o las garantías necesarias para su financiamiento y a no percibir intereses sobre los aportes del Tesoro Argentino realizados a la EBY hasta diciembre de 1991.

Las previsiones, que se cumplieron estrictamente, fueron iniciar la generación de la primera unidad en septiembre de 1994 y cada 72 días habilitar una de las 19 unidades restantes¹³³.

Conforme el proyecto, el nivel del embalse debía ser de 83 msnm en el eje Encarnación – Posadas, sin embargo, debido a disidencias respecto de las obras de mitigación del impacto de la inundación, la central operó durante los 10 primeros años con cota reducida a 76 msnm, con una pérdida de energía del orden del 40% debido al menor salto y recién en el 2005 se inició progresivamente el recrecimiento del embalse, a medida que avanzaban las obras complementarias acordadas por ambos Gobiernos¹³⁴ hasta alcanzar cota de diseño en febrero de 2011.

propio mercado. El Tratado prevé un esquema de comercialización basado en la venta de potencia (que debe ser contratada por las entidades compradoras en cada país) y como contrapartida de ello las entidades dispondrían sin costo adicional de toda la energía generada por la potencia contratada.

¹³⁰ Conforme consta en el Anexo “C” del Tratado, este valor era equivalente al 5% de la inversión inmovilizada presupuestada para la obra, repartido entre la energía estimada para un año medio, 18.000 GWh. Actualizada conforme prescribe el Tratado, la compensación alcanzaría a 9 US\$/MWh-cedido. El valor medio de generación de Yacyretá se incrementó a 20.000 GWh/año.

¹³¹ Prueba de ello es la profusa cantidad de Notas Reversales firmadas en 1976, 1977, 1979, 1981, 1983, 1986, 1987 y 1991.

¹³² 30 US\$/MWh entregado, que a valores actuales representa 45 US\$/MWh

¹³³ La central tiene 20 unidades de 155 MW cada una y una generación media de 20.000 GWh.

¹³⁴ Plan de Terminación de Yacyretá (PTY) que estableció las obras de mitigación de impacto ambiental sobre la base de la consideración que actualmente se le presta al tema ambiental, sustancialmente mayor del que se le otorgaba en la década del 70 cuando se definió el proyecto.

La inusual extensión del período de construcción de esta obra, incrementó innecesariamente los costos de indemnizaciones por uso de las tierras, ya que debieron pagarse reiteradamente debido a la ocupación ilegal de tierras ya expropiadas.

Si bien la central está operando a cota de diseño, todavía la EBY está realizando obras en la zona del embalse, financiadas con los ingresos por venta de energía, fundamentalmente a la Argentina, que adquiere alrededor del 90% de la energía producida por la central.

Dentro de las obras a realizar por la EBY se encuentra la ampliación del parque de generación de Yacyretá¹³⁵ en el brazo secundario Aña-Cuá, por cuyo vertedero se evacuan permanentemente entre 600 y 1200 m³/seg, y para la cual la EBY llamó a licitación para la preselección de empresas interesadas en su ejecución.

Esta asignación de los ingresos de la EBY casi exclusivamente al pago de nuevas obras, ha impedido hasta el momento iniciar el pago de la deuda que la entidad mantiene con el tesoro argentino.

Precisamente la necesidad de reducir la magnitud de la deuda de la EBY con el tesoro argentino ha sido esgrimida reiteradamente por las autoridades paraguayas como prueba de la “inviabilidad económica” de la EBY y ha servido de base a la solicitud de que el gobierno argentino condone una parte sustantiva de esa deuda, que es periódicamente presentada a la población como una deuda del Estado paraguayo.

Estos reclamos se producen simultáneamente con un discurso que apela a la defensa de la soberanía nacional, supuestamente vulnerada por el Tratado de Yacyretá al otorgar a la Argentina el derecho preferente de compra de la energía que Paraguay no requiera para abastecer su propio mercado. A juicio de las autoridades argentinas, ello no tendría en cuenta el hecho que la Argentina cargó con enormes costos económicos y financieros de las obras facilitando a Paraguay su abastecimiento desde Yacyretá a un precio sensiblemente menor a su costo en virtud de las Notas Reversales de enero de 1992¹³⁶.

Alegando las modificaciones establecidas en la Constitución paraguaya, sancionada en junio de 1992 y basándose en el posterior rechazo explícito de las Notas Reversales de 1992, cuando fueron sometidas a consideración del Congreso paraguayo¹³⁷, el Gobierno paraguayo ha puesto en dudas reiteradamente la validez de estas Notas, ello a pesar que la correspondiente a Paraguay, firmada por su Embajador, y entregada el 9 de enero de 1992 declara: “...Tengo el honor de confirmar, en nombre del Gobierno de la República del Paraguay, la propuesta antes transcrita y acordar que la Nota de Vuestra Excelencia y la presente constituyen un Acuerdo entre nuestros dos Gobiernos, el cual entrará en vigor en la fecha de la presente nota”.

Este rechazo a la Nota Reversal de enero de 1992 habilitó a la ANDE a mantener un diferendo con la EBY respecto de sus obligaciones de pago por la energía comprada desde 1996, que, pese a los acuerdos parciales alcanzados en algún momento, colocó a la ANDE en posición deudora respecto de la EBY. Cabe señalar que, en caso que la ANDE declarase unilateralmente la nulidad del precio fijado por las Notas Reversales del 9 de enero de 1992, debería pagar un precio que reflejase el costo real de la obra, conforme lo establecía el Anexo C del Tratado, ratificado por el Congreso paraguayo.

Desde la óptica argentina, el diferendo acerca del precio de compra de la energía producida por Yacyretá y del derecho del Tesoro Argentino de recuperar los considerables fondos invertidos en la obra provenientes del esfuerzo argentino, se inscribiría en una estrategia de reclamo permanente de las

¹³⁵ Con una potencia instalada de entre 210 y 270 MW, a definir en el proyecto.

¹³⁶ En el caso de las centrales binacionales en las que Argentina es condómina, Argentina financió gran parte de la inversión porque aportó los fondos en el momento de su ejecución, pero también pagó el costo de las obras en una proporción superior al usufructo que hizo de la energía generada por la central binacional. En Yacyretá, el precio de venta de la energía de la EBY, pactado por las Altas Partes en enero de 1992, es insuficiente para que la EBY devuelva al tesoro argentino el dinero aportado en su oportunidad. De hecho Paraguay viene reclamando desde hace varios años que Argentina condone buena parte de la deuda de la EBY con el tesoro argentino, sin por ello renunciar a su derecho de adquirir el 50% de la energía generada por la central, incluso reivindicando su “derecho soberano” a vender dicha energía a terceros países desconociendo el texto del tratado. Por tanto, el costo unitario para Argentina de la energía recibida de Yacyretá, si se incluyera la inversión hundida no recuperable, es muy superior a la de su contraparte.

¹³⁷ El Parlamento paraguayo la rechazó, no fundamentalmente por el precio, sino porque en la Nota se establecen compromisos de diferimiento en el cobro de utilidades y compensaciones que son de interés de Paraguay.

autoridades paraguayas, con el fin de crear las condiciones para modificar el Tratado y poder así vender a terceros mercados y a los precios de oportunidad, la energía cuyo costo rechazan pagar.

Esta predisposición a obtener beneficios con terceros de lo producido por una obra binacional respecto de la cual no se habrían asumido riesgos ni compromisos económicos o financieros, así como una prédica informativa predisponiendo a la población contra los compromisos libremente acordados respecto a obras para el aprovechamiento de recursos hidroeléctricos compartidos, podría constituirse en un importante obstáculo para impulsar la construcción de emprendimientos conjuntos.

b) Central Hidroeléctrica de Corpus

En 1971 la República Argentina y la República del Paraguay celebraron un Convenio, ratificado por ambos Congresos, por el cual se creó la Comisión Mixta Argentino Paraguaya (COMIP) con el objeto de estudiar y evaluar las posibilidades técnicas y económicas del aprovechamiento del río Paraná en el tramo comprendido desde su confluencia con el río Paraguay hasta la desembocadura del río Iguazú, en el límite con Brasil., excluyendo el área asignada a la EBY.

Al margen de las competencias que posteriormente le fueron asignadas a la COMIP¹³⁸, en lo que se refiere al aprovechamientos de los recursos hidroeléctricos, la Comisión avanzó en la definición del proyecto del aprovechamiento Corpus Christi, de magnitud similar a la de la central Yacyretá (3.000 MW instalados).

Las reformas llevadas a cabo en el mercado argentino durante la década del 90, relegaron la realización del proyecto a la búsqueda de inversores privados interesados en la realización de las obras y ambos países avanzaron en la definición de los lineamientos generales para otorgar el proyecto en concesión.

Sin embargo por ese entonces el interés de los inversores privados se orientaba fundamentalmente a la concreción de inversión con menor intensidad de capital y menor complicación de la que evidenciaba la obra de Yacyretá por esa misma época.

Por otra parte, las exigencias ambientales de los pobladores locales cambiaron sustancialmente durante esos años e incluso llegaron a oponerse a la realización de la obra en uno de los emplazamientos posibles, oposición expresada mediante un referendun convocado por el gobierno local.

A partir del año 2005, ambas partes comenzaron a declarar conjuntamente su interés por realizar la obra y su predisposición de encargarle su construcción y operación a la EBY.

La efectiva realización de las obras requerirá acordar tanto las características del proyecto, como los compromisos de las partes en su financiamiento y pago y los derechos derivados de ello, con la intervención de los estamentos requeridos por la legislación de cada país a fin de evitar la repetición de las dificultades experimentadas en Yacyretá.

C. Integración eléctrica Argentina-Uruguay

1. Interconexión de Sistemas Eléctricos

En el caso particular de Argentina y Uruguay, la realización del aprovechamiento de Salto Grande condujo concurrentemente a una interconexión fuerte entre los dos sistemas nacionales, que llegarían a vincularse en niveles de tensión de 500 kV¹³⁹.

¹³⁸ Referidas a la preservación de la fauna íctica y calidad de las aguas (1989 y 1992) y a su designación como Comisión Administradora del tramo compartido del río Paraná (1992).

¹³⁹ Inicialmente se pensó en niveles de tensión diferentes para cada margen del cuadrilátero común, ya que Uruguay estimaba que 500 kV, tensión adoptada en el Sistema argentino era excesiva para las necesidades de su mercado. Finalmente primó la conveniencia de tener el mismo nivel de tensión en ambas márgenes.

La realización de esta interconexión fue formalizada en el Acuerdo de Interconexión Energética, suscrito por los gobiernos de Argentina y Uruguay, el 12 de febrero de 1974 y posteriormente, en el convenio de ejecución del acuerdo de interconexión energética, firmado por ambos gobiernos, el 27 de mayo de 1983.

El acuerdo estipula los objetivos propuestos: intercambio mutuo de energía de apoyo y sustitución; asistencia en caso de emergencia; absorción por el sistema argentino de los excedentes del sistema Río Negro-Montevideo, en correspondencia con la mutua conveniencia de ambos países; suministro de potencia desde el sistema argentino hacia Uruguay destinado a integrar la base térmica uruguaya, durante estiajes en el embalse de Río Negro; transporte entre Paysandú y Salto, de energía suministrada por Argentina en Concepción, destinada a Concordia (Argentina)¹⁴⁰. Adicionalmente, se establece celebrar un convenio detallado de ejecución del Acuerdo y crear una comisión de interconexión que tendrá por cometido dar cumplimiento a lo establecido en el Acuerdo.

Una vez establecida esta vinculación fuerte entre los sistemas eléctricos argentino y uruguayo con la entrada en servicio de Salto Grande, se fueron evaluando las posibilidades de disponer, por parte de Uruguay, de importantes excedentes de energía de vertimiento turbinable, no absorbible por el mercado local. Adicionalmente, se dimensionaron las disponibilidades de energía térmica de respaldo, no solo en años magros, sino aún en años de hidraulicidad normal. Estas condiciones condujeron a los Gobiernos nacionales y a sus respectivas empresas, AyE y UTE, a retomar la instrucción incluida en el acuerdo de 1974, para formular un convenio de ejecución del acuerdo de interconexión energética, que contemplase más detalladamente las modalidades operativas y posibilitara normativas y principios claros para las diferentes modalidades de intercambio de energía eléctrica.

Este convenio, aprobado en 1983, no planteaba un despacho unificado de cargas, sino la coordinación de la operación de ambos sistemas. Había un manejo administrativo-normativo, en cuanto a los acuerdos y modificaciones, a nivel de las respectivas autoridades de Energía. Luego, un rol preeminente de los organismos encargados del despacho, que eran los que coordinaban las acciones: despachos e intercambios. Finalmente los aspectos comerciales, a cargo de las dos empresas nacionales: Agua y Energía Eléctrica (AyE) y Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE). En ese momento, los despachos estaban a cargo de UTE y AyE (esta última supervisada por el Despacho Unificado de Cargas, DUC, conformado por diversas empresas eléctricas participantes)¹⁴¹.

Un aspecto relevante que establece este convenio son las distintas modalidades de intercambio, sujetas a ciertos principios y objetivos. Respecto a estos últimos, cabe señalar el contenido en el Art. 1, inciso C: “Posibilitar con carácter permanente y estable la operación interconectada de ambos sistemas eléctricos, **tendiendo a un enfoque de conjunto**, que sea compatible con las conveniencias individuales, y **con el mantenimiento de la equidad en la distribución de la totalidad de los beneficios comunes**”. Si se aplica este objetivo a una modalidad determinada como, por ejemplo, la sustitución térmica de energía¹⁴², bajo el supuesto de que ambos países disponen de capacidad instalada suficiente, incluida la reserva rotante necesaria, el procedimiento resultante es el siguiente: las máquinas disponibles en uno de los países tienen consumos de mayor costo incremental que las disponibles en el otro. Los organismos de despacho pueden coordinar, consecuentemente, un flujo de energía hacia el país de mayor costo incremental. Se determina, entonces, el costo marginal operado en el mercado exportador y el costo marginal evitado en el mercado importador y la transacción se realiza al valor de la semisuma de ambos costos marginales. Con esta información, se determina la ganancia o ahorro **conjunto** y este ahorro se reparte **igualmente entre ambas partes**. De esta manera se define

¹⁴⁰ Suministro requerido para el obrador, durante la construcción de Salto Grande.

¹⁴¹ Por el lado argentino, en relación al despacho interviene CAMMESA. EBISA (Emprendimientos Binacionales Sociedad Anónima) que reemplazó a Agua y Energía Eléctrica en los aspectos comerciales.

¹⁴² En el convenio de ejecución incluida en el Artículo 33, inciso a) Suministro de Energía de Sustitución. En el párrafo i dice textualmente: “En ambos sistemas existe reserva de potencia rotante”. “El precio de la energía de sustitución de origen térmico será determinado para cada transacción que se convenga, multiplicando el precio del combustible convenido por el promedio entre los consumos incrementales medios de las máquinas que cada parte hace intervenir en la transacción, consideradas a las potencias a las que iban a operar para la Parte compradora y a las potencias a las que van a operar para la parte vendedora.

inicialmente la ganancia del conjunto, antes que la individual y, esta última surge de la división equitativa del ahorro total, previamente determinado. Como podrá apreciarse más adelante, estos principios no fueron permanentemente respetados. Cabe aclarar que, para evitar valoraciones distintas, se prevé que las empresas definan el consumo específico de sus máquinas, pero el valor de combustible es único y acordado entre las partes. Adicionalmente a estos costos de combustible, si para abastecer la demanda fuera necesario poner en funcionamiento máquinas paradas, se remunerarían también los costos de arranque y parada de las máquinas involucradas.

Otra de las modalidades considerada es el “Suministro de potencia”¹⁴³. En este caso, además de considerar los costos precedentes de “energía” y de “arranque y parada”, se toma en cuenta una tercera componente, el costo de “potencia”. Este consta de un cargo fijo, consistente en la carga de capital, función de la potencia y del tiempo que la misma esté a disposición de la parte demandante. Para su determinación se acordaron parámetros tales como: vidas útiles y valores unitarios de inversión, ambos por tipo de equipamiento; método del fondo amortizante y tasa de interés del 8% a.a., la que podrá ser modificada de mutuo acuerdo; factores de actualización y precios de combustibles utilizados.

Otra modalidad es la de “suministro en emergencia”¹⁴⁴. El precio de la misma constará de las tres componentes de costo antes comentadas: “cargo fijo por potencia”, “energía” y “costo de arranque y parada”.

Dentro de las modalidades figura también la valoración de la energía hidráulica¹⁴⁵. Cuando se trate de energía de vertimiento, la no ubicable en la demanda del país propietario, será ofrecida a un valor incremental nulo¹⁴⁶. En otras situaciones, el precio de kWh hidráulico será determinado mediante un programa de computación a perfeccionar por la comisión de interconexión, en el que se introducirán entre otras las siguientes variables: hidraulicidad-estación del año-hora del día en que se vende, cota de la represa, cantidad de energía despachada, riesgo-costos de explotación-rentabilidad.

El convenio de ejecución detalla¹⁴⁷ las obras comunes de transmisión ejecutadas por la CTM, descritas originalmente en el convenio de Salto Grande, constituidas por un anillo o cuadrilátero de interconexión de 500 kV entre las estaciones Ayuí y San Javier (ambas en margen uruguayo) y las estaciones Colonia Elía y Ayuí (ambas en margen argentino). El convenio de ejecución define que el precio de peaje será establecido por la comisión de interconexión. En lo que respecta a las obras comunes, no se consideraban sus costos de transporte para los intercambios entre sistemas nacionales ya que estos habían sido previstos en los valores de energía suministrados por la generación propia de Salto Grande¹⁴⁸.

El convenio de ejecución establece, asimismo, el estatuto de la comisión de interconexión, sus principales cometidos, incluido aprobar el reglamento de operación pertinente que regirá los despachos nacionales de cargas. Respecto a estos últimos, los define como los órganos ejecutivos del convenio, conforme además, al reglamento antes mencionado y a otras disposiciones de la comisión de interconexión.

Hacia fines de la década de los 90, habiendo accedido ya Uruguay a la totalidad de su parte correspondiente de potencia en Salto Grande, se empiezan a considerar opciones de abastecimiento futuro ya que la simultaneidad de años magros en el Río Uruguay y en el Río Negro requería una capacidad térmica de respaldo superior a la instalada propia. Consecuentemente y habida cuenta de que Argentina estaba expandiendo su generación y que tenía excedentes con bajos precios de mercado, era posible ampliar los intercambios entre ambos países. En efecto, en ese momento los precios estaban bajando acentuadamente en el mercado argentino debido a importantes ingresos de generación: Centrales de Yacyretá, Piedra del Águila, y centrales térmicas instaladas por empresas petroleras para aprovechar el gas de sus propios pozos, así como el de venteo, ciclos combinados.

¹⁴³ Convenio de ejecución, Art. 33, inciso b.

¹⁴⁴ Convenio de ejecución, Art. 33, inciso c.

¹⁴⁵ Convenio de ejecución, Art. 33, inciso g.

¹⁴⁶ El precio considerado será entonces la mitad del resultante en el país importador.

¹⁴⁷ Capítulo III, Art. 19, Inc. i.

¹⁴⁸ Este aspecto fue reanalizado a partir de la interconexión Rincón de Santa María-Salto Grande, cuyo flujo circulaba parcialmente por el cuadrilátero, pero la modificación de criterio fue desestimada cuando se autorizaron contrataciones directas de UTE con proveedores argentinos, alrededor del año 2000, que también utilizaban obras de transmisión comunes.

Contemporáneamente se promueve¹⁴⁹ y se aprueba en el Mercosur, el 23 de julio de 1998¹⁵⁰, un “Memorándum de Entendimiento relativo a los intercambios eléctricos e integración eléctrica en el MERCOSUR” que, entre otros, acuerda los siguientes principios de simetrías mínimas: evitar prácticas discriminatorias respecto a los agentes entre Estados Partes; permitir a los agentes contratar libremente sus fuentes de provisión que podrán localizarse en cualquiera de los Estados Partes del Mercosur; permitir y respetar la realización de contratos libremente pactados entre los agentes, comprometiéndose a no establecer restricciones distintas a las de los contratos internos; asegurar que las reglamentaciones en sus mercados eléctricos permitan la garantía de suministro que los compradores requieran de los vendedores, independientemente de los requisitos del mercado de origen del suministro; no discriminar a los agentes, cualquiera sea su ubicación geográfica. Todo ello fue acordado a condición de que los Estados Partes aseguraran “condiciones competitivas del mercado de generación de electricidad, sin la imposición de subsidios que puedan alterar las condiciones normales de competencia y con precios que reflejen costos económicos eficientes...”

Cerca de un año después¹⁵¹, mediante notas reversales, ambos Gobiernos, acuerdan aplicar a sus intercambios de energía los lineamientos del “Memorandum de Entendimiento del Mercosur” cuyo texto se reproduce textualmente en las Notas Reversales, con el agregado de respetar el acceso abierto a la capacidad remanente de las instalaciones de transporte y distribución y el compromiso de realizar los ajustes necesarios en el Convenio de Ejecución del Acuerdo de Interconexión Energética, en concordancia con la Resolución N° 21/97 de la ex Secretaría de Energía y Puertos de la República Argentina¹⁵².

No obstante las condiciones pactadas existía una fuerte asimetría entre ambos mercados, dado que UTE detentaba prácticamente un monopolio en el Sistema uruguayo, en todos los niveles de la cadena eléctrica: generación, transporte, distribución y comercialización. Con ello, el cumplimiento de las condiciones restantes solamente revestía un carácter formal pero no real, respecto a asegurar las condiciones competitivas. Estos aspectos formales se habían tratado de resolver con la sanción de la Ley 16.832 del 17 de junio de 1997 y de su posterior decreto reglamentario del 26 de enero de 1999, mediante los cuales se habían replicado disposiciones y organismos similares de Argentina con la intención de acercar las condiciones de simetría regulatoria de ambos países. Sin embargo, la ley mencionada posibilita a UTE a actuar en todos los niveles de la cadena eléctrica, con lo cual elimina, en términos reales, la existencia de un mercado mayorista competitivo y segmentado en el que actúen oferentes y demandantes diferenciados. En efecto, en su “capítulo VI “Cometidos de la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas” la Ley señala los cometidos de UTE: a) “Generar, transformar, transmitir, distribuir, exportar, importar y comercializar la energía eléctrica en las formas y condiciones establecidas por la presente ley.” Como puede apreciarse UTE seguía manteniendo su condición de monopolio, o al menos oligopolio, verticalmente integrado.

Por otra parte, se incorporaban principios opuestos o, al menos no coincidentes, con los sustentados en el convenio de ejecución del acuerdo de interconexión Energética de 1983, a saber:

- No se identificaba la ganancia o ahorro total del conjunto ni se inducía su maximización. La dinámica nueva promovía la maximización de la ganancia individual de los agentes, ya fueran, indistintamente, privados o estatales. Puede agregarse que no se diferenciaba, tampoco, la situación de actores oligopólicos, como UTE, de la concurrencia de múltiples agentes, como el caso argentino.

¹⁴⁹ Si bien Argentina no inauguró las reformas regulatorias del sector energético en la Región, se constituyó en un propulsor del modelo adoptado en el País y propició acuerdos con los países vecinos tendientes al establecimiento de un mercado mayorista único regional basado en la libertad de entrada de los agentes generadores, el libre uso de las instalaciones de transporte y la sanción de precios conforme el costo marginal de generación, al cual denominó “convergencia regulatoria”.

¹⁵⁰ Aprobado mediante decisión 10/98 del Consejo del Mercado Común.

¹⁵¹ Con fecha 8/11/99, en tramo final de la presidencia de C. Menem.

¹⁵² Esta Resolución regula el comercio exterior de energía eléctrica en el MEM argentino, Anexo N° 30 de los “Procedimientos”.

- No se reasignaban en partes iguales las ganancias del conjunto. Por una parte, éstas últimas no se identificaban. Por otra, no primaba un espíritu de equidad sino de maximización del rédito individual.
- Se aseguraba la garantía de suministro que los agentes compradores (de un país) exigieran de los vendedores de otro Estado Parte, independientemente de los requisitos del mercado de origen del suministro. Esta condición, unida a las dos precedentes, introducía una mayor vulnerabilidad y asimetría ante posibles desabastecimientos nacionales, considerando la amplia y crítica participación del insumo energético en los sectores económicos de los Estados Partes.
- UTE mantenía ambas posibilidades de negociación: las vinculadas al Convenio original de Ejecución del Acuerdo (1983) y las habilitadas por las Notas Reversales de 1999. Ello beneficiaba a Uruguay dado que así tenía alternativas de elección entre dos regulaciones, la del Convenio o la del contrato, en detrimento de los consumidores argentinos expuestos al incremento de los precios locales al agregar demanda externa¹⁵³. Para Uruguay era también una posibilidad de liberarse de algunas limitaciones de su parque térmico, de mayor antigüedad, mayor consumo específico y menor tamaño que el argentino, no solo de los ciclos combinados relativamente nuevos, sino también de las turbinas de vapor.

Los primeros tres contratos se autorizan en diciembre de 2000 y se inician en febrero de 2001, por plazos de 36 meses. (Menores que los de Brasil, que alcanzaban a los 20 años, y por potencias también inferiores). Ellos son: **Hidroeléctrica Piedra del Águila-UTE**; modalidad: potencia firme con energía eléctrica asociada; Potencia: 100 MW, 24 hs. del día; **Central Puerto-UTE**; modalidad: potencia firme con energía eléctrica asociada; Potencia: 165 MW, 24 hs. del día; **Central San Nicolás-UTE**; Modalidad: Potencia con energía eléctrica asociada; Potencia: 100 MW, 24 hs. del día¹⁵⁴.

Posteriormente se autorizan otras exportaciones, entre ellas: tres de la **Comercializadora CEMSA-UTE**, por 150 MW, 138 MW y 50 MW (total 338 MW), desde febrero/2003 a enero/2005; **Comercializadora CEMSA-UTE**, por 150 MW, desde octubre/2004 hasta abril/2007; **Comercializadora CEMSA-UTE**, por 150 MW, desde mayo/2007 hasta noviembre/2009, **Generación Mediterránea-UTE**, por 36 MW, desde agosto 2010 hasta noviembre 2011; **ENDESA-CEMSA-UTE**, por 150 MW, desde agosto 2010 hasta noviembre 2011.

Los términos emanados de las notas reversales de agosto de 1999 se mantuvieron sin modificaciones hasta el 2004, año en el que se presentaron situaciones críticas para el abastecimiento del mercado argentino. Algunas de las modificaciones se incluyen en la Resolución S.E. 949/2004, parte de cuyos considerandos se resumen a continuación: Que aun cuando se mantienen vigentes los criterios establecidos en los “Procedimientos”, la crítica situación que presenta el Sistema Eléctrico ha motivado el dictado de distintas normas con el objeto de reducir los riesgos de suministro; Que el anormal abastecimiento de gas natural a centrales eléctricas, ha provocado desadaptación en el funcionamiento y precios del mercado; Que la anormal situación y escasez de gas para la producción de energía eléctrica motivó que el Gobierno contratara suministros con Venezuela (República Bolivariana de) de fuel oil y con Brasil de energía eléctrica para paliar la crisis mencionada; Que el objetivo primordial ha sido preservar el abastecimiento de la demanda dentro del Territorio Nacional, para lo que se han destinado recursos del Estado Nacional y no originados en el propio Mercado; Que como tales medidas son dirigidas exclusivamente a la demanda interna corresponde al agente que realice operaciones de exportación abonar la totalidad de los costos incurridos por tales operaciones; Que eso implica poder adquirir la energía eléctrica en el Mercado “Spot” para la demanda de exportación, pagando el costo real de abastecer la misma, con independencia de la reglamentación transitoria destinada al Mercado interno.

¹⁵³ Conforme normativas vigentes en ese momento en el MEM.

¹⁵⁴ Cabe señalar que en el transcurso de los tres primeros contratos precedentemente señalados se produjeron conflictos por la pesificación de los contratos internos, lo que implicaba que los valores contractuales expresados en dólares pasaban a expresarse en pesos, con la consiguiente reducción de precios. Uruguay reclamó por igual tratamiento para los contratos internacionales, pero por Decreto 1491 del 2002, se dispuso que a partir del 6 de enero de 2002 los precios de los contratos de exportación por Potencia Firme y Energía Eléctrica Asociada se facturarán en dólares estadounidenses, con lo cual quedaban excluidos de la pesificación.

Conforme a los fundamentos precedentes, la parte resolutive establece que las compras de los Agentes en el Mercado “Spot” destinadas al cubrimiento de operaciones de exportación, se valorizarán al valor máximo entre el Costo Marginal Operado (CMO) y el Precio “Spot” horario de la energía¹⁵⁵. De esta manera la exportación pagará el precio real operado y no el sancionado, que supone la sustitución, por ejemplo, de gas oil por gas (de costo sensiblemente menor). Con ello, los recursos dispuestos por el Gobierno argentino se destinarán al mercado local, pero no a la exportación.

Resumiendo algunos de los aspectos regulatorios pertinentes, posteriores a las Notas Reversales de agosto de 1999, puede expresarse:

- Las exportaciones pagan el costo operativo real, sin subvenciones de ningún tipo.
- El abastecimiento del mercado interno tiene prioridad sobre las exportaciones, tanto en relación a las capacidades del sistema eléctrico como a los suministros de combustibles.
- No se computa la ganancia o ahorro total ni se divide equitativamente entre las Partes. Básicamente no se computa el ahorro del País importador resultante de la diferencia entre su costo evitado de generación y el precio emergente de su importación.

Cabe señalar que todas las contrataciones establecían condicionamientos respecto a restricciones de transporte o de suministro de gas que incidieran sobre el mercado argentino. Estas eran analizadas mediante estudios previos¹⁵⁶, pero también se establecían limitaciones para situaciones emergentes durante el lapso de contratación. Así, la última autorización, por Resolución S.E. 716/2010, a ENDESA CEMSA-UTE, expresa en sus considerandos: “la autorización...solo sería posible si el gas natural asociado a la exportación proviniera exclusivamente de Bolivia (Estado Plurinacional de) y además que las operaciones quedaran sujetas a las restricciones que defina el Organismo Encargado del Despacho (OED) a efectos de priorizar el abastecimiento de la demanda interna tanto de gas natural como de energía eléctrica”. Que en virtud de los considerandos anteriores la exportación que se habilita en esta acto determina el carácter excepcional de la autorización, razón por la cual debe considerarse de tal manera que se priorice el suministro de la demanda interna, tanto de gas como de electricidad”.

Una modalidad denominada “Contingente” fue analizada a partir, aproximadamente, de la mitad de la década pasada. Los ítem considerados corresponden, en principio, a los del Suministro de Emergencia, detallados en el artículo 33 b) del Acuerdo de Interconexión Energética, que establece tres componentes a considerar en esta operación: potencia, energía y peaje. La Potencia corresponde al valor establecido en el MEM argentino para la potencia despachada en esta condición; Energía: es el valor establecido para el costo marginal operativo en el MEM; Peaje: el valor correspondiente al transporte en el MEM requerido para exportar el suministro desde Argentina a Uruguay, o sea, desde barra de Mercado (Ezeiza) hasta la barra de Salto Grande (Colonia Elía). Esta modalidad está sujeta a varias condiciones: que esté en riesgo la seguridad del abastecimiento de la Parte compradora, o sea, haya agotado todas las reservas de su propio sistema; que la Parte exportadora esté posibilitada para concretar la exportación solicitada; que la operatoria tenga carácter interrumpible.

Recientemente (noviembre/2010) se abandonó la referencia a los costos del MEM argentino y se acordaron condiciones de reciprocidad para la modalidad contingente, en la que pasó a valorizarse, cualquiera sea el sentido del flujo, la potencia en 34 U\$\$/MWh (valor variabilizado representativo de costos medios de inversión), el peaje de transporte, 4,5 U\$\$/MWh (conforme la reglamentación uruguaya) y el precio de la energía se calcula multiplicando el consumo específico de la máquina convocada, por el costo de combustible acordado entre las partes.

¹⁵⁵ El Costo Marginal Operado (CMO) es el costo real resultante del combustible efectivamente utilizado por la máquina marginal. Por ej. gas oil en lugar de gas, por escasez de este último. El precio “Spot” horario es el precio sancionado por la regulación transitoria, que supone gas, aun cuando se utilice gas oil (sensiblemente más caro), lo que resultaría de un suministro “adaptado”. Ello implica un sobre costo que no interviene en la sanción del precio, pero que es pagado por los Agentes compradores como Sobrecostos Transitorios de Despacho (SCTD) por sobre el precio de mercado del Mercado “Spot”. El Estado subsidia parte de las diferencias entre pagos reales de los Distribuidores y cobros mayores que corresponderían a los Agentes vendedores.

¹⁵⁶ De CAMMESA y Sector Prospectiva de la Secretaría de Energía.

Si la Parte importadora convocara la modalidad contingente sin haber agotado sus propios recursos, la operación debería encuadrarse en la modalidad “Sustitución de Energía”, contemplada en el Acuerdo. En este caso, el precio resultante sería el de la semisuma de los costos de la máquina que evita poner en servicio la parte compradora con el definido para la energía en la modalidad contingente, que es el costo marginal operativo.

2. Aprovechamiento de los recursos hidráulicos compartidos Argentina – Uruguay

Por Convenio del 30 de diciembre de 1946 entre Argentina y Uruguay se constituyó una Comisión Técnica Mixta, la que, habida cuenta del “interés común de los Estados signatarios en el aprovechamiento hidráulico del río Uruguay”¹⁵⁷ “tendrá a su cargo todos los asuntos referentes a la utilización, represamiento y derivación de las aguas del río Uruguay”¹⁵⁸. El objeto de esta Comisión es “obtener el mayor beneficio de las disposiciones naturales que ofrecen los rápidos del río Uruguay, en la zona de Salto Grande, para el desarrollo económico, industrial y social de ambos países y, con el fin de mejorar la navegabilidad, aprovechar sus aguas para la producción de energía y facilitar la vinculación de sus comunicaciones terrestres, así como cualquier otro objeto que, sin menoscabo de los anteriores propósitos, concorra al enunciado beneficio común”¹⁵⁹.

El Convenio dispone el orden de prioridades para el aprovechamiento de las aguas del Río:

1° Utilización para fines domésticos y sanitarios; 2° Utilización para la navegación, 3° Utilización para la producción de energía; 4° Utilización para riego.

Las obras consideradas en el Convenio se diferencian en: **Comunes**, que corresponden en condominio a las Altas Partes Contratantes, y **No Comunes**, realizadas por cuenta de cada país. Las primeras comprenden principalmente: la presa y sus instalaciones, la central y sus equipos de generación y transformación, los cierres laterales, el puente carretero y ferroviario, el anillo de interconexión en alta tensión entre estación Ayuú (margen argentina), estación Ayuú (margen uruguaya), estación San Javier (margen uruguaya) y estación Colonia Elía (margen argentina) y las obras de navegación. Las obras no comunes abarcan las obras de acceso, las líneas de alta tensión vinculadas, las carreteras y caminos y las expropiaciones.

En diciembre de 1972 se aprueba el Acuerdo para reglamentar el Convenio de 30/12/46. Entre otros aspectos, trata los derechos sobre la potencia y la producción. Se conviene que la potencia instalada en la Central se distribuya, durante los primeros cuatro años de funcionamiento, a condición que inicie su operación en el bienio 1979/1980, en la siguiente proporción¹⁶⁰:

Año	Argentina-Proporción %	Argentina-Nº Turbogén. equiv.	Uruguay-Proporción %	Uruguay-Nº Turbogén. Equiv.
Hasta 1985	83,34	10	16,66	2
1986	75	9	25	3
1989	66,67	8	33,33	4
1992	58,34	7	41,66	5
1995	50	6	50	6

Para asegurar el pago del servicio de los préstamos para las obras e instalaciones en común, el Convenio determina que las tarifas a aplicar se establecerán de manera tal que cubran anualmente: los gastos de operación y mantenimiento; la depreciación de las obras; un interés anual razonable sobre el

¹⁵⁷ Acta previa del 13 de enero de 1938, Art. 5º, entre Argentina y Uruguay. La fuente general de información de este documento y otros que siguen este trabajo son la “Comisión Técnica Mixta de Salto Grande” y “Documentos y Antecedentes-1938 a junio 1998”. Impresos Vanni Ltda-1998-Montevideo.

¹⁵⁸ Art. 2 del Convenio.

¹⁵⁹ Introducción del Convenio.

¹⁶⁰ Inicialmente se previeron 12 máquinas que se ampliaron posteriormente a 14. La construcción de C.H. Salto Grande comenzó en 1974; en 1979 se habilitó el primer grupo y en 1982 se produjo el ingreso total. Está equipada con 14 generadores de 175 MW c/u accionados por turbinas tipo Kaplan, alcanzando una potencia total instalada de 1890 MW.

valor del activo fijo bruto y sobre el capital de trabajo. Si el flujo de fondos no alcanzara para cubrir todas las obligaciones originadas por los préstamos, la tarifa deberá generar los ingresos adicionales necesarios a tal fin. La tarifa se compondrá de un cargo mensual por demanda y de un cargo por consumo. Concluida la amortización de los préstamos y créditos destinados a las obras e instalaciones en común, las Altas Partes convendrán el régimen de tarifa a aplicar.

Mediante intercambio de notas reversales del 16 de diciembre de 1987, se establece¹⁶¹ que “La tarifa a aplicar a la energía vendida a partir del 01.01.87, será equivalente a una tarifa monómica pura (para una hidraulicidad media de 6558 GWh/año) de 0,0202 dólares/kWh”. Se prevén también incrementos porcentuales para años posteriores. Se agrega que “Las citadas tarifas han sido determinadas de manera tal que la amortización de los pasivos por obras comunes concluya en el período comprendido entre el 1.10.96 y 31.3.97.” “Estas tarifas monómicas serán convertidas en una tarifa binómica con la finalidad de hacer más estable y menos dependiente del régimen hidrológico, los ingresos de la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande así como de facilitar la adquisición de energía producida por la central binacional por los respectivos entes energéticos”¹⁶².

Por notas reversales del 3 de junio de 1994 se establece un sistema tarifario que se aplicará al período comprendido desde el 1° de julio de 1993 hasta la cancelación total de la deuda de la CTM con las Altas Partes. Se concreta en una tarifa binómica compuesta por un cargo por potencia (lineal respecto a la misma) y otro por energía (en bloques). El cargo considera la potencia, definida como la que diariamente puede ponerse a disposición en forma continua durante dos horas, en el período de pico (entre las 18 hs. y las 23 hs.) La hipótesis para el cálculo de los precios serán: suministro medio anual, 8265 GWh; potencia media anual, 1508 MW. Se indica que los precios de la potencia y de la energía deberán ser tales que los compromisos financieros de la CTM sean cancelados lo antes posible y no más allá de los plazos previstos en las Notas Reversales de 1987. (Entre el 1.10.96 y 31.3.97). La Delegación Uruguayo deja constancia que la estructura tarifaria propuesta y las modalidades de toma de energía regirán hasta la amortización de los préstamos y créditos destinados a las obras e instalaciones en común, de acuerdo al artículo 15, punto 6 del Acuerdo para Reglamentar el Convenio del 30 de diciembre de 1946”. En este último punto se había establecido que “Concluida la amortización de cada uno de los préstamos y créditos destinados a las Obras e instalaciones en común, las Altas Partes convendrán el régimen de tarifas a aplicar.” Ello no indicaba que la tarifa tendría, al finalizar las amortizaciones de los préstamos, un valor nulo, como realmente sucedió.

Finalmente, por notas reversales del 31 de julio de 1996, se determina en su punto 3, “Ambos Gobiernos acuerdan que con posterioridad al 18 de mayo de 1994, los Gobiernos de la República Argentina y de la República Oriental del Uruguay dispondrán libremente de la potencia instalada y energía producida en la Central Binacional de Salto Grande, según los derechos establecidos en el artículo 13 del Acuerdo para Reglamentar el Convenio del 30/12/46¹⁶³ y que recibirán directamente o a través del organismo que designen”.

El punto 3 finaliza: **“No se establecerán tarifas para dicha potencia y energía ni se realizará su facturación, sino que se registrarán sus volúmenes físicos”**¹⁶⁴.

A 15 años de la habilitación de Salto Grande (1979), Uruguay comenzaba a recibir gratuitamente la energía de un aprovechamiento cuya vida útil se considera de 50 años, del que Argentina ya había pagado aproximadamente el 73% del costo económico-financiero de las obras¹⁶⁵.

¹⁶¹ Artículo 10°.

¹⁶² Artículo 11°.

¹⁶³ En el “Acuerdo para Reglamentar” se conviene la distribución de la energía y la potencia entre las Altas Partes. pero no se establece que la tarifa de las mismas será nula.

¹⁶⁴ La no facturación de la energía, no releva a las Altas Partes de afrontar el 50% de los costos de la CTM y de los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones comunes. De hecho, al haberse cumplido los 30 años del inicio de la operación comercial de la central, las Altas Partes acordaron encarar en forma compartida y progresiva la renovación del equipamiento electromecánico, de forma de garantizar el adecuado funcionamiento de la Central.

¹⁶⁵ Durante los primeros 15 años de funcionamiento de la central, hasta 1994 año de cancelación del financiamiento, Argentina había comprado alrededor del 73% de la energía generada por Salto Grande y, por tanto, pagado aproximadamente la misma proporción del costo total de obra. Considerando 50 años de vida útil y una distribución

Parecería más razonable que tanto Uruguay como Argentina hubieran pagado el costo económico de la obra durante el total de su vida útil¹⁶⁶. Ello no amengua el mérito que Salto Grande representó para la integración de ambos países, para su desenvolvimiento socio-económico y como iniciativa paradigmática y consensuada para el resto de la Región.

Finalmente cabe señalar que para los consumidores argentinos los pagos de las inversiones en el aprovechamiento fueron muy onerosos, porque se superpusieron los aportes varias veces. La primera, por fondos específicos que se recaudaban a través del impuesto al consumo de energía, el impuesto para grandes obras, el impuesto a los combustibles (el dinero que se utilizó para financiar la obra fue, aproximadamente, en un 80% provisto por el Estado Argentino y en un 20% por proveedores internacionales). La segunda vez a través de Agua y Energía Eléctrica que pagaba por la energía de Salto Grande un precio superior al que en ese momento se negociaba en el mercado mayorista de, aquel entonces, con la conducción del Despacho Unificado de Cargas. Finalmente cuando la energía de Salto Grande, habiéndose pagado la totalidad del financiamiento, comenzaba a tener valor casi nulo, se hacen las modificaciones normativas en el MEM y los consumidores argentinos empiezan a pagar el precio de venta en ese Mercado y no el costo de Salto Grande que era prácticamente cero (aproximadamente en 1994, cuando se cumplían 15 años de la entrada en servicio de Salto Grande en 1979). Con ello, suele decirse que los consumidores argentinos pagaron varias veces la central: la primera para los fondos básicos, la segunda para el repago financiero de la obra y la tercera por la diferencia entre los precios de mercado y el costo de Salto Grande.

D. Integración eléctrica Argentina-Chile

1. Interconexión y exportación de energía eléctrica a Chile

Los primeros intentos por estudiar la viabilidad de interconexión entre ambos sistemas los realizaron las empresas estatales ENDESA de Chile y Agua y Energía Eléctrica de Argentina a comienzos de la década de 1970, con la intención de interconectar a través de la cordillera de los Andes el Sistema Central Chileno con el sistema cuyano en Argentina por ese entonces eléctricamente aislado del resto del país.

A partir de los acontecimientos políticos en Chile en 1973 y en la Argentina en 1976, la relación bilateral se vio fuertemente afectada por el diferendo del Beagle en 1977/78, que suspendió toda posibilidad de cooperación en el área eléctrica.

El primer vínculo eléctrico entre los dos países fue concretado a partir de una iniciativa privada, pero esta vez para interconectar el Sistema Norte Grande de Chile con Salta (Argentina).

En rigor, esta iniciativa se inscribe en la competencia de diferentes agentes del mercado eléctrico chileno para abastecer el Sistema Norte Grande de Chile, fundamentalmente vinculado a la producción minera de ese país. Por tanto, responde a una oportunidad de negocio de un agente chileno (Chilgener) que le permitía aprovechar su participación en el mercado argentino para posicionarse mejor frente a sus competidores en Chile, especialmente la empresa ENDESA que por entonces ya había sido privatizada. En ningún momento existió la intención del agente de establecer flujos de energía entre el SADI y el mercado Chileno, ya que no se previó la conexión de la nueva central al SADI.

Chilgener tramitó y obtuvo el permiso para instalar un ciclo combinado¹⁶⁷ a gas en las cercanías de la ciudad de Salta (Argentina), la concesión como transportista internacional para construir la línea en

por partes iguales de la energía, en los 35 años restantes Argentina recibiría, al final de la vida útil el 57% del total de la producción de la obra. Parecería más justo que ambos países hubieran pagado el costo económico de la central, sin perjuicio de alguna compensación por el sobrecosto financiero, con lo cual Argentina hubiera abonado el 57% del costo por igual cantidad de energía, en lugar del 73% del costo. Adicionalmente, ello parece más justo para la Alta Parte que asume la inversión y el financiamiento y menos gravosa para la otra Alta Parte que reparte el pago en un período mucho más extenso, como es el de la vida útil. Aún cuando no es este el caso, cabe mencionar que una energía de costo cero favorece la "oportunidad de negocio" especulativa.

¹⁶⁶ En proporción a las energías demandadas.

¹⁶⁷ Central Termoandes de 660 MW de capacidad instalada, en Cobos.

345 kV que conectaba la nueva central con el Sistema Norte Grande y la autorización para exportar a Chile la energía generada por la nueva central.

Como puede observarse el mismo agente cumplía el rol de generador y transportista, cosa que no está permitida en la legislación eléctrica argentina. Esta infracción fue objetada por otros agentes del MEM en la audiencia pública realizada por el Ente Regulador argentino (ENRE) quien la desestima por cuanto la central al no estar conectada al resto del SADI, la infracción devenía abstracta.

Esta estrategia del dueño de la central fue rápidamente contrabalanceada por sus competidores en Chile que formaron dos consorcios para construir sendos gasoductos entre Salta y el norte de Chile y obtuvieron la correspondiente autorización de las autoridades competentes argentinas.

La disponibilidad de Gas Natural en el Sistema Norte Grande chileno, cambió drásticamente las características y condiciones de abastecimiento eléctrico en la región. En primer lugar, comenzaron a instalarse ciclos combinados locales que competían con éxito con la central instalada en Salta, habida cuenta de los problemas de inestabilidad eléctrica que mostró la línea de alta tensión (LAT) en su operación.

En segundo lugar, la oferta de ciclos combinados a gas relativamente baratos disponible en esa época indujo una fuerte dinámica de sustitución de las centrales carboneras existentes, con lo cual se redujo drásticamente la competitividad de los nuevos generadores.

Sin embargo, ambas estrategias mostraron a poco de andar una base endeble. La central Termoandes (Argentina) vio sustancialmente limitada su capacidad de exportación debido a la competencia externa y a las condiciones de transmisión y los exportadores de gas se enfrentaron con las limitaciones en la producción de gas argentino y las restricciones que impuso el gobierno a las exportaciones de gas a partir del 2004, sumados a los reparos de las autoridades bolivianas que el gas importado desde Bolivia (Estado Plurinacional de) por Argentina se reexportara a Chile.

Como consecuencia de ello, el generador eléctrico (que ya había cambiado de manos) inició una progresiva inserción en el SADI, facilitada a partir de 2011 con la entrada en servicio de la LAT 500 kV El Bracho-Salta, como parte integrante de la interconexión Noroeste Argentino (NOA) – Noreste Argentino (NEA) en el SADI.

En la actualidad, 2/3 de la central Termoandes¹⁶⁸ se destina al abastecimiento del SADI y una turbo gas (TG) genera en el marco del contrato de exportación.

Más allá de los avatares que marcaron el destino del negocio considerado por estos inversores privados, sería deseable que las autoridades de ambos países encontraran los mecanismos para utilizar la infraestructura ya instalada en beneficio mutuo incrementando la cooperación entre ambos sistemas.

E. Integración eléctrica: Oportunidades, obstáculos y prospectiva

Una primera aproximación histórica permite observar que el desarrollo de los sectores eléctricos en la Región ha sido afectado por cambios profundos y frecuentes en los enfoques regulatorios, los que han incidido en sus desarrollos propios, pero también en sus procesos de integración. La regulación ha oscilado entre el retiro total del estado o, la postura opuesta, su intervención total. El enfoque contrapuesto, preeminencia del mercado y la inversión privada, también varió, con participaciones inversamente proporcionales a las del Estado.

En particular en Argentina, la preeminencia estatal se manifestó antes de la década del 90 y, durante esta última, se verificó un acelerado proceso de privatización. En lo que hace al Mercosur, esta última tendencia comienza a revertirse en este primer lapso de comienzo de siglo, con los cambios en las administraciones de Brasil y de Argentina. Paraguay, por su parte, mantuvo durante todo el período el monopolio eléctrico estatal. En Uruguay en tanto, si bien desde 1998 comenzó a regir una nueva ley de marco regulatorio, que habilitaba la generación a privados; en la práctica, el Estado continuó detentando

¹⁶⁸ Una TG y el ciclo de vapor (440 MW).

una posición cuasi monopólica. Estas variaciones y cambios de enfoque y regulación incidieron en la estabilidad normativa y perturbaron los procesos de integración.

El examen de los principios más convenientes para impulsar la integración aconsejaría previamente puntualizar algunas características específicas del abastecimiento eléctrico y de su regulación, a saber:

- La prestación eléctrica es un servicio que incide prácticamente en la totalidad del funcionamiento socio-económico de cada país: las operaciones informáticas y de comunicaciones, los procesos productivos, la conservación de alimentos, el transporte, el suministro de agua y la evacuación de residuos cloacales, la actividad bancaria y financiera y muchas otras actividades. Concurrentemente es una actividad económica de carácter instantáneo: la demanda debe ser cubierta en el momento en que se presenta y no hay posibilidad de acumular stocks. Adicionalmente tiene características sistémicas, incluyendo la propagación instantánea de fallas y alcances técnicos de conjunto (sincronismo, frecuencia, etc.).
- Consecuentemente, las falencias en los compromisos de abastecimiento, en particular, en los intercambios internacionales de energía eléctrica pueden producir impactos en la sociedad y alcances en la soberanía de cada país participante.
- Ello implica que aún cuando las transacciones se realicen a través de agentes privados sin el adecuado encuadre de políticas, control y planificación nacionales, las repercusiones de estas falencias pueden afectar a los estados nacionales, generando obstáculos para su integración, tanto a nivel de sus gobiernos, como al de sus respectivas comunidades.
- Ciertas regulaciones, incluidas algunas de acentuado corte “liberal”, establecen condiciones que pueden obligar a estados soberanos a aceptar medidas lesivas para su país.
- Estas características indican la conveniencia de la presencia de los estados nacionales en:
 1. Los principios políticos y criterios que rigen los acuerdos y la regulación de los intercambios internacionales.
 2. La planificación y la sustentabilidad en el tiempo de los compromisos suscritos.

Respecto al punto 1, es necesario diferenciar los principios que impulsan los dos diferentes enfoques antes mencionados, para abordar la integración. El primero, considera la integración como una “oportunidad de negocio” individual para alguna/s de la/s parte/s, que normativamente debe ser autorizada por la/s parte/s restante/s, aun cuando, eventualmente, le/s produzca perjuicios. El segundo enfoque asimila la integración, a la obtención de un “beneficio para el conjunto, pasible de ser distribuido equitativamente”. Este último criterio no excluye la posibilidad del primero, pero la prioridad excluyente del primero puede eliminar o limitar sensiblemente el segundo (distribución equitativa).

En la “oportunidad de negocio” alguna/s de las parte/s maximiza/n su ganancia, en ocasiones “a costa” o en detrimento de la otra, incidiendo en ello, situaciones de necesidad, poder o coyuntura que no deberían ser aprovechadas en tratativas entre naciones soberanas. Ello conspira contra su integración real y ubica a los estados en el rol de adversarios, no de socios.

El intercambio internacional debería originar, como condición, un beneficio conjunto. Ello implica que, si alguna de las partes intervinientes sufre perjuicios, el saldo global permitiría una compensación que, como mínimo, evitara pérdidas en cualesquiera de los países involucrados. La situación ideal, más allá de evitar pérdidas individuales, conduciría a la distribución ecuaníme del beneficio global.

Resumiendo, un enfoque “integracionista” debería contemplar algunos principios esenciales:

1. maximizar el logro de un beneficio conjunto;
2. evitar que ninguna parte resulte perjudicada, garantizándole una distribución equitativa de la ganancia resultante.

3. como corolario emergente de la consideración anterior, podría identificarse una condición o barrera que conspira contra la integración. La integración no debería obligar la autorización regulatoria automática de una operación, por parte de una nación involucrada, a la cual esta operación le resultara lesiva. Ello conspira contra su decisión autónoma y soberana.

Los procesos de integración deben ser impulsados, en primer lugar, por sus beneficios específicos, pero también por el clima de acercamiento que promueven, respondiendo a las políticas globales de integración, actualmente predominantes en la Región. De ser necesaria, será conveniente abordar la búsqueda de una regulación adecuada para su éxito, que posibilite las condiciones antes apuntadas. Si aun así, estas condiciones no fueran viables no parece conveniente forzar la operación: ello puede producir efectos contrarios a los deseados y generar roces y resistencias a la integración.

Suele presentarse como elemento indispensable para el éxito de la integración, la convergencia regulatoria de los países participantes. Cabe, sin embargo, una pregunta previa: ¿convergencia hacia qué? ¿Cuál es el paradigma hacia el que nos proponemos orientar nuestros esfuerzos? ¿Qué enfoque puede proporcionar una integración real y cuál la impide?

Las últimas convergencias regulatorias fueron signadas por una ortodoxia “liberal”, sustentada básicamente en la competencia, cuya resultante tiende a generar “ganadores” y “perdedores”. Aparte del examen del tipo de “competencia” utilizado en esta “convergencia”, parecería que la inducción de estados favorecidos y de estados perjudicados no es, precisamente, una razón convincente para la integración. Por otra parte, no cabe duda que esta concepción no es compatible con principios solidarios antes enunciados: maximizar el beneficio conjunto y distribuirlo equitativamente; evitar países perjudicados; evitar pautas lesivas que obligatoriamente deba autorizar el país perjudicado.

En relación al abordaje metodológico y, en particular, a la determinación de beneficios y perjuicios, la modelización de sistemas permiten cuantificar las repercusiones “con” y “sin” el intercambio propuesto, tanto totales como individuales. La distribución adecuada entre las partes, de la ganancia conjunta presenta más dificultades. Ella debería ponderar varios factores: su contribución técnico económica, la participación funcional de cada parte, el grado de compromiso con la prestación (firme, interrumpible) y otros factores a investigar. La regulación de este aspecto constituye aun una asignatura pendiente.

Obviamente la dificultad varía según el caso. Es relativamente más simple una distribución basada originalmente en el promedio de costos marginales de ambas partes, como la de “sustitución de energía” en el Convenio de Interconexión Argentino-Uruguay. Más problemática es la viabilidad de la venta a Uruguay, sugerida por Paraguay, utilizando la red argentina. Ello incluye condiciones difíciles para asegurar el cumplimiento del Tratado de Yacyretá en cuanto a la preferencia de compra por las Altas Partes, cuestionada como anteriormente se mencionara, en algunas declaraciones de las autoridades paraguayas. Adicionalmente, genera dudas sobre los compromisos referentes a futuros aprovechamientos potenciales como Aña Cuá y Corpus, en relación a los acuerdos nacionales y societarios confiables para asegurar la explotación y asignación de la producción de aprovechamientos binacionales futuros.

Si un Estado decide otorgar un beneficio sin cargo a otro, esta acción solidaria debería ser claramente identificada como tal e independizada en la negociación -aún cuando se integrara como parte de la misma- a fin de no distorsionar la metodología distributiva. Una actitud generosa promueve el acercamiento y consecuentemente la integración. Ello también requiere una sana difusión que explique las ventajas comunes, sea percibida por la población favorecida, y cuestione la difusión distorsionada.

La negociación debería impulsar la concepción multilateral de todos los actores afectados y una comunicación fluida, sin retaceos, entre los mismos. Debería reactualizarse y mantenerse una comisión permanente, con participación activa de los países involucrados, que realice el estudio comparado de las normativas de intercambios internacionales en las regulaciones nacionales y sus interfases, tanto en casos concretos como en conceptualizaciones generales y promueva las adecuaciones pertinentes para impulsar la integración y cumplir las condiciones antes mencionadas.

Las regulaciones internacionales deberían tener el nivel de políticas de estado nacional, por encima de eventuales oportunismos políticos y/o locales internos, sin perjuicio de la consideración adecuada que estos sectores merecen.

Debería inducirse a un tratamiento responsable y medurado, no hostil, de los medios de comunicación masivos. Falencias en los aspectos precedentes se han mencionado en las relaciones de Argentina con Brasil, Paraguay y Uruguay, detalladas anteriormente.

Respecto de la sustentabilidad de los compromisos de integración, cabe señalar la conveniencia de una planificación pública adecuada, tanto para el sector estatal como para el privado, incluyendo escenarios alternativos que evidencien potenciales riesgos, que la normativa debería contemplar. La experiencia de las interconexiones con Brasil, en Garabí, y también la de Argentina-Chile, muestran la falta de sustentabilidad de los supuestos que inicialmente motivaron las obras, tanto respecto a disponibilidades, como a precios, plazos y destino de los flujos, con los consiguientes perjuicios resultantes.

Existen dificultades técnicas a considerar en la viabilidad de ciertas propuestas: la falta de sincronismo en la operación de algunos sistemas, el funcionamiento en isla, la capacidad coyuntural de transporte, y otros aspectos sujetos a estudios técnicos.

Los compromisos preexistentes entre las Altas Partes deben ser respetados y solo modificados mediando acuerdos mutuos entre las mismas. Ello no solo evita conflictos respecto al incumplimiento de acuerdos previos, sino proporciona credibilidad respecto a emprendimientos futuros. El reclamo paraguayo por la venta de energía de Yacyretá a terceros países es un ejemplo de ello.

Además de los impactos a nivel nacional, los actores individuales del mercado (generadores y consumidores) también fueron afectados, positiva o negativamente, por los intercambios internacionales. No obstante la tendencia de la última década indujo a neutralizar estos efectos a través de diversos instrumentos: contractualización del mercado en Brasil; exclusión de sus impactos sobre la sanción de precios, considerando la inadaptación del parque, en Argentina; monopolios estatales en Paraguay y Uruguay.

El análisis prospectivo está enraizado, por una parte, con las tendencias históricas recientes y, por otra, vinculado a los problemas pendientes de resolución que deberán ser encarados, a partir de la actualidad, hacia el futuro.

Las tendencias más recientes de los países del Mercosur, evidencian una presencia creciente de los Estados en la definición de políticas y de regulaciones, ya sea a través de las normativas o de los hechos. Dichas tendencias muestran el impulso hacia políticas de integración y solidarias. No obstante estas circunstancias propicias para la integración, las tratativas parecen haber limitado su ámbito espacial (sustancialmente bilateral, en lugar de multilateral, lo que la hace menos objetiva y más sesgada), y temporal (acciones más repentinas y presionantes, horizontes más cortoplacistas).

La creciente estabilización de las tendencias favorables, habida cuenta de la consolidación de los gobiernos que originalmente promovieron las transformaciones, posibilita en el presente, una mayor focalización de estudio hacia la problemática eléctrica, ya superados grandes problemas críticos iniciales, lo que permite una expectativa futura optimista respecto a la integración.

Sin perjuicio de ello, el momento actual presenta puntos nodales cuyas soluciones requieren una atención, estudio y concentración de esfuerzos nacionales y multilaterales, cuya existencia no parece advertirse aún, en este momento. Esta ausencia no debería persistir ya que se facilitarían “soluciones” repentinas e inadaptadas, con posibles incumplimientos de compromisos pactados en el pasado y concurrente desconfianza respecto a acuerdos futuros vinculados a importantes emprendimientos potenciales.

CUADRO 10
ALGUNOS DATOS ESTADÍSTICOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO ARGENTINO

Potencia Instalada y demanda máxima de potencia – MW – año 2010

Tipo	MW Subtotal	MW Total	% Total	Dem. Max. MW
Térmica		16 624	58%	
TV	4 438			
TG	3 524			
CC	8 184			
DI	478			
Hidráulica		11 036	38%	
Nuclear		1005	4%	
Total		28665	100%	20 843

Energía generada por fuente – año 2010

Tipo	GWh	% Total
Térmica	66 465	57
Hidráulica	40 226	35
Nuclear	6 692	6
Importación	2 351	2
Total	115 736	100

Intercambios con países vecinos – año 2010

Concepto	País	GWh	%
Importación	Brasil	1 203	51
	Paraguay	437	19
	Uruguay	711	30
	Total	2 351	100
Exportación	Brasil	-17	5
	Paraguay	0	0
	Uruguay	-342	95
	Total	-359	100

Argentina – Importaciones y exportaciones anuales - GWh

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Exportación	1 004	437	1 938	1 362	2 100	578	1 618	1 292	359
Importación	2 010	1 234	1 441	1 222	559	3 459	1 774	2 040	2 351

MAPA 5 RED ELÉCTRICA DE ALTA TENSIÓN Y SUS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES



Fuente: Secretaría de Energía de Argentina (2009).

Nota: Los límites y los nombres que figuran en este mapa no implican su apoyo o aceptación oficial por las Naciones Unidas.

V. Integración eléctrica internacional del Brasil: Antecedentes, situación actual y perspectivas

Nivalde José de Castro, Roberto Brandão, Rubens Rosental, Guilherme de A. Dantas

A. El sistema eléctrico brasileño

En esta sección se presentan las características centrales del sistema eléctrico brasileño, examinando la matriz eléctrica, sus perspectivas de expansión y, finalmente, el modelo macro-regulatorio vigente desde 2004. El conocimiento previo de estos elementos es condición fundamental para el análisis de las posibilidades de integración eléctrica con los países de América Latina.

1. La matriz eléctrica brasileña

El Sistema eléctrico brasileño (SEB) presentaba una capacidad instalada total de 112,2 GW en diciembre de 2010 (MME, 2011), y la capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional (SIN) era de 100,6 GW. Con respecto América Latina SIN, el 79,7% de su capacidad está vinculada a hidroeléctricas (Cuadro 11).

CUADRO 11
BRASIL: CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN, POR FUENTE, 2010
(En porcentajes y GW)

Fuente	SIN	Sistemas aislados	Autoproducción	Total Brasil
Hidráulica (%)	79,7	17,7	11,7	73,1
<i>Nacional(%)</i>	74,2	17,7	11,7	68,2
<i>Importada (%)</i>	5,5			4,9
Térmica (%)	17,6	82,4	88,3	24,4
Nuclear (%)	1,9			1,7
Eólica (%)	0,9			0,8
Total (%)	100,0	100,	100,0	100,0
Total en GW	100,6	2,5	9,1	112,2

Fuente: Ministerio de Minas e Energía, Resenha Energética Brasileira: Ejercicio 2010 (Preliminar).

En términos de generación realizada, el mercado brasileño consumió en 2010 544,9 TWh, de los cuales, 493 TWh se destinaron América Latina SIN. El análisis de la distribución de las fuentes en términos de participación en la energía revela el papel predominante de la hidroelectricidad para suministrar carga al SIN, de acuerdo con los datos del cuadro 12. En 2010, el 87,8% de toda la energía generada para el SIN fue de origen hidráulico. Por su parte, las termoeléctricas generaron solo el 8,9% de la energía, a pesar de ser responsables, como se presenta en el cuadro 6, del 17,6% de la capacidad instalada del SIN.

Estos datos corroboran el papel de respaldo que el parque térmico representa para el sistema eléctrico brasileño. En años de hidrología históricamente normal, el consumo es cubierto casi exclusivamente por las 956 centrales hidroeléctricas, dos centrales nucleares y por los generadores térmicos con contratos que prevén una generación mínima (plantas de cogeneración y térmicas con contratos *take or pay* sin derecho a rescisión para la compra de combustibles). Solo en años de hidrología baja, las centrales térmicas de combustibles fósiles se accionan y, aún así, la generación se concentra en pocas semanas del año.

CUADRO 12
BRASIL: GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, POR FUENTE, 2010
(En porcentajes y TWh)

Fuente	SIN	Sistemas aislados	Autoproducción	Total Brasil
Hidráulica (%)	87,8	17,9	11,7	80,6
<i>Nacional (%)</i>	80,9	14,0	11,7	74,3
<i>Importada (%)</i>	6,9	3,9		6,3
Térmica (%)	8,9	82,1	83,3	16,3
<i>Fósil (%)</i>	6,9	82,1	43,2	11,1
<i>Renovable (%)</i>	2,0		45,0	5,1
Nuclear (%)	2,9			2,7
Eólica (%)	0,4			0,4
Total (%)	100,0	100,0	100,0	100,0
Total en TWh	493,0	11,4	40,4	544,9

Fuente: Ministerio de Minas y Energía. Reseña energética brasileña. Ejercicio 2010 (Preliminar).

En el cuadro 13 se detalla la participación de la fuente hídrica en la generación total para el SIN entre 2000 y 2010. Se constata la alta participación de las centrales hidroeléctricas en el sistema brasileño, siempre superior al 88%¹⁶⁹. Este predominio hídrico garantiza precios competitivos de energía a nivel de la generación y una ínfima intensidad de carbono por parte de la matriz eléctrica brasileña.

CUADRO 13
BRASIL: SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN)
GENERACIÓN DE ENERGÍA HIDRÁULICA RESPECTO DE LA GENERACIÓN DESPACHADA
O PROGRAMADA POR EL OPERADOR NACIONAL DEL SISTEMA, 2000-2010
(En porcentajes)

Año	En porcentajes
2000	94,1
2001	89,7
2002	91,0
2003	92,1
2004	88,6
2005	92,5
2006	91,8
2007	92,8
2008	88,6
2009	93,3
2010	88,8

Fuente: Operador Nacional del Sistema (ONS). Historial de la generación. 2011. Disponible en la página web www.ons.org.br.

¹⁶⁹ Es necesario observar que los datos del cuadro II.3, obtenidos en la página web del Operador Nacional del Sistema (ONS), no son exactamente comparables con el cuadro II.2, compilados por el Ministerio de Minas y Energía. Los datos del ONS contemplan solo las generadoras utilizadas o programadas por el ONS, que constituyen la gran mayoría de la generación del SIN. Sin embargo, existen varias pequeñas centrales conectadas directamente a la red de distribución y que operan sin supervisión del ONS. La generación de estas pequeñas centrales solo está contemplada en los datos del Ministerio de Minas y Energía.

El sistema de transmisión brasileño, que suma más de 100.000 km de líneas de alta tensión, se construyó para permitir la optimización de la generación hídrica, mediante el intercambio de grandes bloques de energía a largas distancias. En el mapa 6 se muestran los principales centros de cargas y las cuencas hidrográficas actualmente en explotación, así como las principales interconexiones. El sistema de transmisión permite aprovechar la gran diversidad hidrológica existente en el país. De ese modo, las cuencas hidrográficas, que en determinados momentos del año disponen de recursos hídricos abundantes, son utilizadas por el ONS de forma más intensa, lo que permite economizar el agua de las reservas de otras centrales hidroeléctricas y reducir la necesidad de operación de la generación térmica. Entre las de mayor importancia, sobresalen las interconexiones con Itaipú Binacional y con la Argentina a través de la convertora de Garabí.

MAPA 6
BRASIL: INTEGRACIÓN ELECTROENERGÉTICA, 2010



Fuente: Operador Nacional del Sistema. Año 2011.

Nota: Los límites y los nombres que figuran en este mapa no implican su apoyo o aceptación oficial por las Naciones Unidas.

En el mapa 7 se presenta el sistema de transmisión de alta tensión (la denominada red básica, operada exclusivamente por el ONS) con más detalle. En él se indican las líneas en construcción y las interconexiones internacionales de menor envergadura: Rivera-Livramento (Uruguay-Brasil), Uruguayana (Argentina-Brasil) y Roraima-Guri de Venezuela (República Bolivariana de)-Brasil).



Fuente: ONS, www.ons.org.br.

Nota: Los límites y los nombres que figuran en este mapa no implican su apoyo o aceptación oficial por las Naciones Unidas.

2. Potencial energético y perspectivas de la matriz eléctrica

Durante la década de 1970 y buena parte de la de 1980, Brasil importaba más del 30% de sus necesidades totales de energía, incluyendo la energía eléctrica. En 2010 importó solo el 7,8% de la energía total utilizada (EPE, 2011a). El balance físico del petróleo y sus derivados se equilibró desde 2005, lo que representó un cambio radical con respecto a la situación de los años setenta y ochenta, cuando el Brasil importaba más del 70% de sus necesidades de petróleo¹⁷⁰. En lo que se refiere a la energía eléctrica, en 2010 el balance fue deficitario en un 6,4%, y casi su totalidad se correspondió a la compra de la parte de la energía de Itaipú Binacional exportada por el Paraguay. Este déficit se encuentra en disminución, pues era superior al 10% al inicio de la operación plena de Itaipú Binacional.

¹⁷⁰ Las importaciones brasileñas de energía se concentran en el carbón: el 85,2% del total del carbón que se consume es importado. El motivo de esta dependencia es la inexistencia en el Brasil de reservas de carbón de calidad, que puedan utilizarse, por ejemplo, en la siderurgia (existen importantes reservas de carbón en el sur del país, pero se trata de mineral de baja calidad).

La expectativa es que el balance energético brasileño logre tener un superávit hacia el final de la década de 2010¹⁷¹. En lo que respecta al sector eléctrico, aunque existan proyecciones de un gran aumento del consumo en los próximos años¹⁷², las perspectivas que se derivan de la planificación sectorial indican que este crecimiento de la demanda será satisfecho exclusivamente por la explotación del potencial energético nacional. Esta hipótesis se justifica por la diversidad y cantidad del potencial de las fuentes energéticas que se utilizarán en escala y viabilidad económica razonables, entre las que se destacan el potencial hídrico remanente, los recursos eólicos, de biomasa y gas natural, sin considerar la energía solar, que aún no se muestra competitiva en comparación con otras fuentes.

El sistema eléctrico brasileño posee una variedad de proyectos nacionales que permite el abastecimiento del mercado de energía eléctrica en el país con absoluta seguridad y a costos competitivos hasta 2020, y probablemente hasta mucho más allá de esa fecha. La expectativa del Plan Decenal de Expansión de Energía (PDE 2020), elaborado por la Empresa de Investigación Energética (EPE), de propiedad del Estado, es que además de los proyectos ya contratados en las licitaciones de energía nueva para que comiencen a funcionar hasta 2015, con un total de 46.122 MW, toda la necesidad adicional de energía para satisfacer la demanda hasta 2020 (estimada en más de 15.438 MW) se provea en su mayoría mediante la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas y por generación a partir de fuentes alternativas de energía (energía eólica, cogeneración a partir de biomasa y pequeñas centrales hídricas).

Aunque la oferta brasileña de energía eléctrica sea esencialmente hídrica, aún existe un gran potencial de este tipo de fuente sin explotar. De acuerdo con Tolmasquim (2011), el Brasil posee un potencial hídrico de 260 GW, de los cuales solo el 34% se explotó hasta 2010. El potencial hídrico remanente se concentra en el bioma Amazonia. Por ello, la frontera eléctrica brasileña se expande hacia la región del Amazonas, con la construcción de grandes hidroeléctricas¹⁷³ (Castro, 2007).

La capacidad brasileña para garantizar el abastecimiento de energía eléctrica de forma económica y sustentable sobre la base de fuentes energéticas nacionales se vio impulsada recientemente por dos refuerzos importantes, que aún no se contemplaron en los estudios de planificación energética. El primero de ellos fue el descubrimiento de grandes volúmenes de gas natural, tanto dentro del territorio (*on-shore*) como en ultramar (*off-shore*), que aumentarán rápidamente la oferta de este mineral y crearán una oportunidad real de avanzar en la generación térmica a gas nacional en la matriz eléctrica.

Aun sin considerar estos descubrimientos, el balance entre oferta y demanda de gas realizado por el PDE 2020 ya prevé un gran excedente en los últimos años de la década. La EPE (EPE 2011b) proyecta un aumento de la oferta de gas de más del 70% en una década, que se incrementaría de 110 millones a 190 millones de metros cúbicos por día, sin aumentar las importaciones. Con relación a la demanda de gas para todo tipo de uso (industrial, residencial, vehicular y de generación térmica), en un escenario de consumo más elevado (un año de bajísima hidrología, en que las térmicas a gas se deban accionar continuamente), el consumo doméstico podría llegar a 170 millones de metros cúbicos por día, lo que se aproximaría a los 120 millones de metros cúbicos por día en años de hidrología dentro del promedio histórico. Esto dará como resultado un excedente de gas de entre 20 y 70 millones de metros cúbicos por día hacia fines de la década.

Cabe destacar que la oferta de gas asociado al petróleo o a grandes volúmenes de condensados tenderá a crecer en consonancia con la producción de estos minerales, sin que esta oferta esté necesariamente vinculada a la demanda interna de gas. Dentro de esta lógica, los nuevos

¹⁷¹ La explotación comercial de los yacimientos PRESAL de petróleo y gas, descubiertos a partir de 2007 en la plataforma oceánica continental convertirá al Brasil en un exportador neto de energía, en productos tales como petróleo, gas y sus derivados.

¹⁷² De acuerdo con la EPE (2011b), el consumo de energía eléctrica del SIN en 2020 será de 659 TWh, en comparación con los 441 TWh verificados en 2010.

¹⁷³ Las principales hidroeléctricas en construcción son las de Santo Antônio (3.150 MW) y Jirau (3.750 MW), ambas en el río Madeira, Belo Monte (11.233 MW) en el río Xingu y Teles Pires (1.820 MW) en el río del mismo nombre. Existen también varios proyectos en etapa de licenciamiento ambiental, el más importante de ellos es el complejo de Tapajós, con una capacidad de más de 11.000 MW. Se estima que el potencial hidroeléctrico en la cuenca del Amazonas es de más de 100.000 MW, magnitud que determina la prioridad de la política energética gubernamental por mantener un intenso ritmo de inversiones en hidroelectricidad en esta región. Esta decisión queda condicionada a la obtención de licencias ambientales en plazos concomitantes con la necesidad de responder al crecimiento de la demanda.

descubrimientos pueden producir un aumento aún mayor de la oferta de gas que lo estimado por la EPE, lo que ampliaría aún más el excedente. Parte de este gran excedente de gas puede exportarse como GNL, una solución onerosa, aunque viable y condicionada a la dinámica del mercado internacional.

Por consiguiente, el incremento de la generación eléctrica a gas natural se convierte en una alternativa factible, pero condicionada a que los poseedores de concesiones de explotación de campos de gas acepten contratos de suministro a precios bajos, para que los proyectos de térmicas a gas se vuelvan competitivos en las nuevas licitaciones de energía¹⁷⁴. El sector eléctrico brasileño es un cliente de envergadura para los productores de gas, ya que provee contratos de compra de energía eléctrica a largo plazo, asociados a contratos también a largo plazo para el suministro de gas¹⁷⁵. Por lo tanto, existe un amplio espectro de oportunidades para el crecimiento de la oferta de esta fuente en las licitaciones. Como ejemplo concreto, en la licitación realizada en agosto de 2011 para la compra de energía de nuevos proyectos a partir de 2014 (denominada licitación A-3), dos termoeléctricas a gas, ambas pertenecientes a grupos económicos con concesiones para la explotación de yacimientos de gas (el grupo privado EBX y la empresa estatal Petrobras) obtuvieron contratos al ofertar energía eléctrica a precios competitivos (64 dólares por MWh al cambio del día de la licitación)¹⁷⁶.

El otro nuevo factor que concierne al potencial de generación brasileño es el "surgimiento" de la energía eólica. Brasil comenzó a explotar su gran potencial eólico solo a partir de 2005, y la reducción de costos ha superado las previsiones más optimistas. En las licitaciones realizadas en 2010, la contratación de energía eólica se realizó a 74 dólares por MWh para los mejores proyectos, precio que, en aquel período, se consideró sorprendentemente bajo. En la licitación realizada en agosto de 2011, el valor de la energía eólica descendió a un precio medio de 64 dólares por MWh, límite que permite que esta fuente sea competitiva hasta con generación hídrica de mediano porte.

Como resultado de las recientes licitaciones, el Brasil ya ha contratado cerca de 7.000 MW de capacidad instalada de fuente eólica para que entren en funcionamiento hasta 2014¹⁷⁷. Es importante señalar que la capacidad instalada en 2010 no alcanzaba los 1.000 MW. Debido al escenario de precios actual y al potencial eólico existente, la tendencia es que el ritmo de contratación continúe creciendo durante los próximos años, lo que permitirá un mayor avance de la participación de la energía eólica en la matriz de generación que lo previsto por el PDE 2020 (EPE, 2011b).

El aumento de la participación de este tipo de energía en la matriz eólica brasileña se dará exclusivamente a través de los mecanismos propios del mercado, sin la ayuda de una tarifa *feed-in* como sucede en otros países (Castro *et al.*, 2010). Algunos estudios recientes sobre el potencial eólico brasileño realizados bajo nuevos parámetros tecnológicos, pero que aún no fueron divulgados oficialmente, prácticamente duplican este valor. En 2001, el potencial se había estimado en 143 GW, sobre la base de tecnología de torres de 45 metros y aerogeneradores de pequeña capacidad. En caso de que se confirmen los nuevos valores, el potencial eólico brasileño será superior al potencial hídrico, y gran parte de este potencial podrá explotarse por mérito económico.

Además de las opciones de generación hídrica, eólica y de gas, el Brasil cuenta con otra opción de costos competitivos. Se trata de la cogeneración a partir de la biomasa residual de la caña de azúcar, con un potencial medio estimado en más de 14.000 MW hasta 2020, según un estudio de Castro *et al.* (2010).

Con estas estimaciones, se puede concluir que el Brasil posee un potencial capaz y suficiente para garantizar el autoabastecimiento de energía en un horizonte de 10 a 20 años, con la posibilidad de

¹⁷⁴ Véase un análisis más detallado de esta cuestión en Castro y Timponi (2009).

¹⁷⁵ Estos contratos poseen normalmente 15 años de duración.

¹⁷⁶ En el caso del Grupo EBX (que actúa a través de sus subsidiarias de petróleo OGX y de generación de energía MPX), el gas proviene de los campos del sur del estado de Maranhão, y aún no se dimensionaron completamente. La opción del grupo EBX fue vender gas en contratos a largo plazo para la generación térmica al estilo boca de pozo, en vez de invertir en logística para transportar el gas desde una región remota y sin potencial para consumo local.

¹⁷⁷ Dentro de este valor no están computados cerca de 1.000 MW contratados en la licitación A-5 (energía disponible en 2016) realizado el 20 de diciembre de 2011 a un precio promedio en moneda nacional aproximadamente un 5% superior al de la licitación A-3, efectuada en agosto de 2011.

mantener el predominio de las fuentes renovables en la matriz y a costos extremadamente competitivos en términos internacionales.

Cabe destacar que no existe en el PDE 2020 (EPE, 2011b) una previsión sobre incrementos de la importación de energía eléctrica. Sin embargo, esta posición no significa que no puedan desarrollarse proyectos internacionales que involucren la importación de energía generada en países vecinos¹⁷⁸. Estos proyectos podrán incorporarse a la planificación, pero estarían directamente condicionados a negociaciones que posibiliten la contratación de energía firme por parte del mercado brasileño. Hasta el presente, no hay estudios consistentes que vuelvan viables contratos de importación a mediano y largo plazo en el actual ambiente regulatorio brasileño y, a la luz de la infructuosa experiencia del contrato de importación de energía firme realizado con la Argentina, tampoco se prevé ni a corto ni a mediano plazo un gran interés por parte del Brasil en importar este tipo de energía, a no ser que se establezcan proyectos binacionales como la exitosa experiencia de Itaipú Binacional. De todos modos, como las negociaciones sobre eventuales proyectos de importación de energía exceden la esfera de competencia de la EPE, no figuran dentro de la planificación del sector eléctrico.

3. Características del modelo del sector eléctrico brasileño

Para comenzar, debe señalarse que las condicionantes institucionales, regulatorias y comerciales revisten gran importancia al momento de concretar la explotación del potencial energético nacional. No basta con que un país posea un gran potencial energético, también es necesario que los acuerdos institucionales, regulatorios y comerciales sean mínimamente consistentes. En este aspecto, el pronóstico para el Brasil es positivo. El modelo del sector brasileño, aprobado en 2004, se ha mostrado eficiente y demostró su capacidad para garantizar el equilibrio dinámico entre la oferta y la demanda de energía eléctrica a bajo costo y con parámetros ambientales que mantienen a la matriz eléctrica brasileña como una de las mejores del mundo.

Las llamadas licitaciones de energía nueva, creadas con el nuevo modelo de 2004, son subastas públicas en torno a contratos de energía a largo plazo¹⁷⁹ (hasta 30 años para las centrales hidroeléctricas y 15 para las termoeléctricas) con el fin de satisfacer al mercado regulado¹⁸⁰. En consonancia con estas licitaciones, el BNDES ofrece financiación a largo plazo en la modalidad de *project finance* para todos los proyectos ganadores, y acepta como principal garantía el flujo de caja proveniente de los contratos de compra y venta de energía eléctrica a largo plazo¹⁸¹. Este modelo de negocio atrajo el interés de inversores de tal forma que, en todas las licitaciones realizadas a partir de 2004, la oferta de proyectos de energía eléctrica, medidas en MW, fue muy superior a la demanda estimada de energía de las distribuidoras, lo que dio como resultado precios más bajos para la energía de los nuevos emprendimientos, de acuerdo con lo que se puede corroborar en el Gráfico 21.

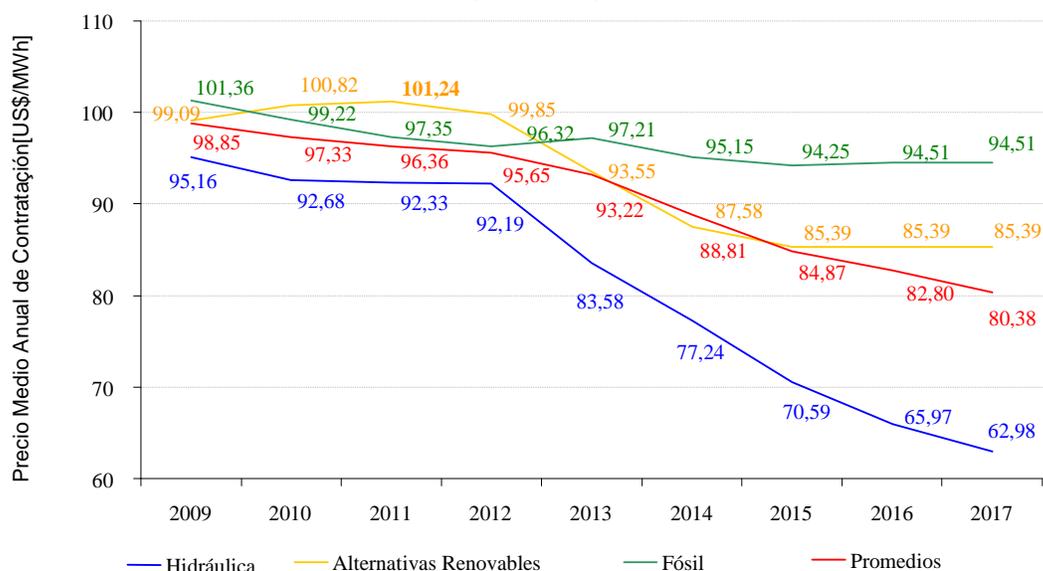
¹⁷⁸ Desde el punto de vista de la mecánica de la planificación, en un plazo de diez años será fácil incluir una previsión para la importación de energía, en caso de que los proyectos avancen. Cada año, la EPE rediseña la planificación teniendo en cuenta los próximos diez años. En los cinco primeros años, el horizonte ya se encuentra definido, debido a que existen proyectos ya contratados en licitaciones de energía nueva. En lo que respecta a los últimos cinco años, la planificación puede modificarse de forma sustancial a medida que se presenten hechos nuevos o que se definan nuevas normativas.

¹⁷⁹ Hasta 30 años para las centrales hidroeléctricas y 15 años para las termoeléctricas.

¹⁸⁰ Véase un examen detallado sobre licitaciones de energía y su rol en el modelo del sector brasileño en Tolmasquim, 2011; D'araujo, 2009 y Castro, 2005, entre otros.

¹⁸¹ Desde 2003 a 2011, el BNDES financió más de 350 proyectos con préstamos por el valor de 44.500 millones de dólares. Estos proyectos representaron un total de 90.000 millones de dólares en inversiones.

GRÁFICO 21
BRASIL: PRECIOS MEDIOS DE CONTRATACIÓN DE LAS LICITACIONES DE ENERGÍA
NUEVA. 2005-2011^a
(En dólares)



Fuente: EPE.

^a Valores referentes hasta agosto de 2011.

El modelo de contratación de energía por licitaciones demostró ser un instrumento flexible y de gran importancia para la planificación de la expansión de la generación¹⁸². El gobierno puede dirigir la contratación de los nuevos emprendimientos hacia un perfil considerado deseable, de acuerdo con la matriz energética definida por los estudios de planificación, que involucran los próximos diez años o más. Las reglas del pliego de cada licitación pueden redactarse de tal forma que limiten o estimulen la disputa entre las diversas fuentes energéticas e inclusive entre fuentes energéticas iguales. Por ejemplo, las centrales termoeléctricas que funcionan a petróleo y carbón que, en la óptica de la política y planificación energética, ya tenían participación suficiente en la matriz, fueron simplemente excluidas de las licitaciones de energía nueva entre 2009 y 2011 mediante cláusulas restrictivas en los pliegos. Por otro lado, se realizaron licitaciones exclusivas para la generación eólica y a partir de biomasa. En este sentido, las licitaciones sirven como instrumentos valiosos de política y planificación energética, pues permiten una mayor contratación de fuentes renovables, atraen hacia esas fuentes el interés de emprendedores tradicionales y de nuevos inversores, estimulan la competencia y logran menores costos para las nuevas contrataciones.

La política energética también se articula con la política industrial y los proyectos de generación eólica son una muestra de ello. La obtención de financiación a largo plazo en el BNDES está condicionada a la compra de equipos con índices de nacionalización preestablecidos. Por ejemplo, el mayor volumen de energía eólica contratada impulsó la instalación en el país de los principales productores de equipos eólicos del mundo, lo que incrementa la competencia y contribuye a la disminución de los costos de esta fuente en las licitaciones de energía nueva.

Por ende, la abundancia de alternativas para la generación de energía eléctrica a partir de recursos naturales nacionales y la consolidación de un modelo que posibilita concretar proyectos a bajo costo permiten que la integración eléctrica del Brasil con otros países no sea una cuestión urgente para el sector eléctrico nacional, como sí lo fue en el pasado. Los proyectos de integración que prevean la importación de energía generada en otros países de la región solo se justificarán si presentan costos y condiciones comparables con los de la generación brasileña.

¹⁸² Véase un análisis más minucioso de esta cuestión en Castro, Brandão y Dantas (2011).

Como contrapartida, y debido a sus características y estatus económico, existe una oportunidad para que el Brasil consolide su rol como exportador de energía, aunque solo en una modalidad interrumpible, como ha sucedido en los últimos años en el comercio de excedentes de energía eléctrica con la Argentina y el Uruguay.

B. Integración eléctrica e internacionalización económica

En esta sección se intenta examinar las principales características y condicionantes del doble movimiento de integración eléctrica e internacionalización de grupos empresariales brasileños.

Durante el gobierno de Luiz Inácio Lula da Silva se buscó estructurar una nueva dinámica para el proceso de integración eléctrica brasileña, diferente a la lógica de los proyectos de integración del pasado. Las conversoras de Garabí, la interconexión Guri-Roraima y el principal proyecto de integración eléctrica de América Latina, Itaipú Binacional, fueron proyectos cuyas principales motivaciones albergaron una combinación de intereses diplomáticos, económicos y energéticos. Entre los aspectos económicos y energéticos de la etapa anterior, destacaba la necesidad de asegurar la disponibilidad de energía a bajo costo en un escenario en que el Brasil presentaba un balance energético crónicamente deficitario.

Tanto la realidad como el escenario energético brasileño cambiaron de forma radical a partir de 2001, con la crisis de racionamiento, como se mostró en la sección anterior. Sin embargo, en un plazo relativamente breve, la integración eléctrica puede desempeñar un rol relevante en un proceso más amplio de internacionalización económica regional del Brasil¹⁸³.

De acuerdo con Biato y Castro (2011), la integración eléctrica regional debe analizarse en el contexto del proceso de internacionalización económica del Brasil en América Latina. El interés brasileño en una mayor integración económica corrobora la decisión política y estratégica gubernamental de priorizar el sector eléctrico como uno de los vectores de expansión y fortalecimiento de la actuación de empresas brasileñas en el exterior.

Bajo una óptica más general, la política económica y la diplomacia brasileñas apoyan la internacionalización de cualquier empresa instalada en el país, independiente de que sea o no controlada por brasileños. El BNDES ofrece financiación para actividades en el exterior de las grandes constructoras nacionales (Odebrecht, Camargo Correa, Andrade Gutierrez y OAS, entre otras), pero también apoya a empresas de capital extranjero como, por ejemplo, IMPSA, Siemens y Alston, siempre que estas actividades involucren la exportación de bienes y servicios producidos por sus subsidiarias en el país.¹⁸⁴

De esta forma, la dinámica y prioridad estratégica gubernamental en lo que respecta a la integración e internacionalización económica permiten identificar cuatro movimientos dirigidos al proceso de integración eléctrica.

El primero de ellos guarda relación con la exportación (e importación) de energía eléctrica de carácter interrumpible, sin contratos a largo plazo y aprovechando las oportunidades a corto plazo, con reglas relativamente simples de comercialización. Esta modalidad de integración ha sido adoptada con la Argentina y el Uruguay, y existen condiciones para su expansión debido a la creciente disponibilidad de oferta excedente del Brasil y de la falta de inversiones a largo plazo por parte de los países vecinos.

¹⁸³ Escapa al alcance de este estudio el análisis del movimiento de internacionalización de los grupos empresariales del sector de la construcción que han diseñado y desarrollado proyectos de centrales hidroeléctricas en países de América Latina. Es el caso del Grupo Odebrecht en el Perú y Honduras, de la empresa Camargo Correa en República Bolivariana de Venezuela (República Bolivariana de) y Andrade Gutiérrez y OAS en otros países. Esta estrategia busca obtener contratos de construcción de hidroeléctricas para atender al mercado interno de los respectivos países.

¹⁸⁴ Además de la financiación a las actividades en el exterior de empresas con operación en el Brasil, el gobierno también apoyó, incluso con aportes de capital de riesgo, el fortalecimiento de grupos brasileños interesados en desarrollarse internacionalmente. Entre los principales casos recientes es posible citar el aporte de capital del BNDESPar (subsidiaria del BNDES para operaciones de mercados de capitales que involucran, sobre todo, capital riesgo) para fortalecer los frigoríficos JBS y Marfrig, con el fin de volverlos competitivos a escala mundial.

El segundo movimiento representa a las centrales hidroeléctricas binacionales, sobre la base del mejor y mayor ejemplo de integración energética de América Latina: Itaipú Binacional. Las dimensiones del mercado eléctrico brasileño y los fundamentos del modelo del SEB permiten ofrecer garantías seguras para los préstamos, al mismo tiempo que favorecen la importación de los excedentes, en caso de que exista esta disponibilidad, como sucede con el Paraguay.

En el tercer movimiento se buscaría un objetivo de más largo plazo: la creación de un mercado de energía tal como existe hoy en la Unión Europea. La dificultad para implementar este mercado integrado se debe, en primera instancia, a las diferencias del modelo de estructuración brasileño en comparación con el de los otros países.

El cuarto movimiento está directamente relacionado con la integración e internacionalización económica. Se trata de inversiones de grupos brasileños en el sector eléctrico de otros países con los que el Brasil comparte o no fronteras. Este proceso ya está en curso e involucra principalmente inversiones en la construcción de centrales hidroeléctricas y líneas de transmisión realizadas por grupos brasileños, sobre todo en el segmento de la construcción pesada y en el del sector eléctrico, donde sobresale el potencial de participación de Eletrobras. Este movimiento deberá también darse en la modalidad de adquisición de activos de generación, transmisión y distribución por grupos nacionales.

Estos cuatro movimientos de integración eléctrica se analizarán en esta y en las próximas secciones.

1. Rol de Eletrobras en la integración eléctrica

La capacidad de actuación de Eletrobras, el mayor grupo del sector eléctrico, se encontraba legalmente restringida al territorio nacional desde su creación en 1962, incluyendo el impedimento de actuar a nivel internacional¹⁸⁵. En abril de 2008, con la promulgación de la ley n° 11.651, Eletrobras fue autorizada para operar en el exterior, lo que representó un cambio fundamental en la estrategia del grupo.

Hasta el inicio de la reforma de la década de 1990, que liberó el sector eléctrico, Eletrobras detentaba una posición centralizadora y verticalmente integrada al sector eléctrico brasileño, como sucedía con las empresas estatales del sector eléctrico en la casi totalidad de los países de América Latina. La empresa estaba a cargo, a través de sus subsidiarias operativas, de la generación y transmisión de energía eléctrica, además de la operación del sistema eléctrico y de la planificación de su expansión. También era responsable de la gestión de fondos sectoriales y de la implementación de diversos programas gubernamentales en el sector eléctrico. Uno de los principales objetivos de la reforma de los años noventa era la privatización total de esta empresa, lo que hizo que el grupo perdiera las funciones de operación del sistema eléctrico y de planificación, que quedaron a cargo del ONS y de la EPE. Además, una pequeña porción de sus activos de generación ubicados en la región sur del país fue adquirida por Tractebel del Grupo Suez.

No obstante, la grave crisis de racionamiento de 2001 y 2002 provocó la cancelación de los planes de privatización del resto de los activos de Eletrobras y de los grupos estatales de los Estados Federales (CEMIG, COPEL, CELESC). En el diagnóstico de las causas del racionamiento se destacan la pérdida de la capacidad de planificación y la insuficiencia de inversiones en la generación y transmisión (Kelman, 2001; Castro y Silva Leite, 2009). Luego de 2003, ya en el gobierno de Luiz Inácio Lula da Silva, Eletrobras asumió un papel estratégico, transformándose en un instrumento de la política energética gubernamental, participando activamente de las licitaciones de energía y de las líneas de

¹⁸⁵ En lo que respecta a la actuación internacional, la mayor empresa brasileña del sector energético es Petrobras, de propiedad del estado y que lleva a cabo operaciones de exploración, desarrollo y producción de petróleo, así como de refinación y mercadotecnia en diversos países. Debido a que el Brasil es un gran importador de petróleo, Petrobras debió internacionalizarse. A partir del incremento de la producción nacional, la internacionalización se debió a razones estratégicas, en búsqueda de oportunidades a partir de su experiencia y creciente dominio tecnológico. Sin embargo, las necesidades de invertir para el desarrollo de los gigantes campos del Presal, sumado a los ambiciosos proyectos en curso para la ampliación del potencial brasileño de refinamiento, con seguridad restringirán significativamente el ímpetu y la capacidad de sus inversiones en el exterior.

transmisión y ocupando con mayor frecuencia la posición de inversora minoritaria en asociación con empresas privadas (Castro y Brandão, 2008; Castro y Bueno, 2007).

Entre las inversiones realizadas por Eletrobras en asociación minoritaria con agentes privados se destacan la construcción de las grandes centrales hidroeléctricas de Santo Antônio, Jirau, Teles Pires, Belo Monte y del sistema de transmisión del río Madeira. En los proyectos en curso, Eletrobras solo actúa como única inversora en la central termonuclear de Angra III (1.400 MW), pues se trata de una actividad que, por la Constitución brasileña, solo puede ser llevada a cabo por una empresa estatal.

La estrategia trazada por el gobierno de Luiz Inácio Lula da Silva para Eletrobras consistía en convertirla en un instrumento de la política energética, movilizándolo su capacidad financiera para competir en igualdad de condiciones en las licitaciones de nuevos proyectos y, sobre todo, asociarla con grupos privados para aumentar la competitividad en licitaciones de grandes emprendimientos, con el fin de alcanzar tarifas razonables, uno de los dos objetivos centrales del nuevo modelo.

Como contrapartida, la asociación de Eletrobras en los grandes proyectos causó una progresiva pérdida de su importancia relativa en el sector eléctrico brasileño. Esto sucede, por un lado, porque Eletrobras pierde gradualmente participación en el mercado, debido a que asume una participación minoritaria en los grandes proyectos. Por otro lado, la actuación de la empresa en licitaciones de emprendimientos de menor porte, en los que siempre hay una intensa competencia, ha sido más discreta.

En esta línea, de acuerdo con Castro y Gomes (2008), la internacionalización de Eletrobras significa el inicio de una nueva área de actuación, en la que su condición de estatal brasileña se constituye en una ventaja competitiva. Asimismo, la participación de esta empresa en un proyecto de inversión en el exterior es un factor mitigador de riesgos. La actuación en sintonía con el gobierno, el acceso a fuentes de financiación tanto dentro (BNDES) como fuera del país en condiciones más favorables, y la capacidad de integrar los agentes de la cadena productiva del sector eléctrico le otorgan a la empresa una posición privilegiada, competitiva y estratégica en el doble proceso de integración e internacionalización.

Su participación en oportunidades de negocios con vistas a la integración eléctrica entre los países de América del Sur es uno de los principales focos para su actuación en el exterior, y ya cuenta con oficinas en Lima, Montevideo y Panamá. No obstante, aunque la internacionalización de Eletrobras sea compatible con la propuesta de dar un nuevo impulso a la integración eléctrica en América del Sur, el campo de operación de la empresa en el exterior no se reduce a la integración eléctrica. Desde que obtuvo autorización para realizar actividades en el exterior, la empresa ha proyectado negocios en países de América Latina que no comparten fronteras con el Brasil, así como con los Estados Unidos de América, África y Europa, y se ha enfocado en establecer vínculos comerciales relacionados con la generación con fuentes renovables y, en menor grado, con el segmento de transmisión. Por ejemplo, Eletrobras participó de forma activa en el proceso de compra de una cuota del control accionario de EDP (Energías de Portugal, empresa dedicada a la distribución y generación hídrica y eólica en varios países, incluido el Brasil), aunque fue superada por el grupo chino Three Gorges. Además de estos, ha proyectado otros negocios vinculados a la transmisión a larga distancia y en parques eólicos en los Estados Unidos de América, a la construcción de la hidroeléctrica de Tumarín en Nicaragua y del complejo de hidroeléctricas en el Perú. Estos son ejemplos de inversiones y adquisiciones sin relación directa con la integración energética, *stricto sensu*.

En síntesis, el papel del Brasil en inversiones en el sector eléctrico en el exterior reposa sobre cuatro pilares básicos de la cadena productiva:

- i. Eletrobras: capital de riesgo y especialización en el negocio de la energía eléctrica. Principal instrumento del gobierno brasileño para la integración eléctrica *latu sensu*;
- ii. BNDES: financiación;
- iii. Constructoras nacionales: capacidad y conocimiento en la construcción de hidroeléctricas y líneas de transmisión; y
- iv. Empresas de bienes de capital: condiciones para ofrecer los equipos necesarios.

Las inversiones en generación hídrica son más atractivas para los grupos empresariales brasileños y para las multinacionales que actúan en el mercado brasileño porque poseen conocimientos específicos y capacidad de inversión en un ambiente muy competitivo, como lo es el mercado nacional. Además, el Brasil presenta dimensiones y escalas productivas significativamente mayores que otros países de América Latina. De acuerdo con lo señalado por Castro (2010), aún existe un gran potencial hidroeléctrico que no se ha explotado en América Latina, al mismo tiempo que el sector eléctrico de la mayoría de estos países se encuentra en situación de crisis endémica, con un precario e inestable equilibrio entre oferta y demanda de energía eléctrica y una creciente dependencia a la generación a partir de combustibles fósiles, inclusive en países donde estos insumos son importados.

2. La lógica económica de la integración eléctrica desde la óptica brasileña

A partir de los argumentos y análisis realizados, es posible afirmar que para el Brasil, el impulso a la integración eléctrica con los países vecinos en el escenario actual no deriva de la necesidad de asegurar la provisión de energía eléctrica a bajo costo. La principal motivación está asociada a la decisión política estratégica de convertir al sector eléctrico en uno de los vectores de movimiento doble y convergente: integración económica e internacionalización de las empresas brasileñas.

Es cierto que, más allá de la carencia o abundancia de recursos energéticos en un país, existen sólidas motivaciones técnicas y económicas que recomiendan la integración internacional entre sistemas eléctricos. Por ejemplo, la integración de matrices de generación y de perfiles estacionales de consumo diferentes permite la optimización del conjunto de recursos disponibles y ofrece beneficios para las partes involucradas. Incluso el simple uso compartido de recursos puede permitir ahorros y reducir, por ejemplo, la necesidad global de reserva o de mantener infraestructuras replicadas para la liquidación financiera y para la gestión de contratos o de derivados. Argumentos como éstos son el fundamento de las normativas europeas destinadas a construir, a través del fortalecimiento de los mercados regionales de energía y de la armonización de prácticas regulatorias y comerciales, un futuro mercado europeo de energía eléctrica.

No obstante, los beneficios técnicos de la integración eléctrica solamente se maximizarán si es posible establecer reglas comerciales homogéneas y sólidas. La armonización, o al menos la compatibilización, de normas regulatorias y de reglas comerciales es el presupuesto básico para una optimización conjunta de los recursos eléctricos entre países. El paradigma de la integración de los mercados de energía son los mercados regionales europeos, como, por ejemplo, el Nordpool (Suecia, Noruega, Finlandia y Dinamarca) y el Mibel (Portugal y España), donde la asignación de los recursos eléctricos se realiza mediante un proceso de licitaciones diarias¹⁸⁶.

De acuerdo con Castro, Brandão y Dantas (2011), una operación integrada del sector eléctrico de varios países tiende a producir una asignación de recursos más eficiente de la que sería posible si los mercados nacionales permanecieran aislados. La propia estructuración del sector eléctrico brasileño, de dimensiones continentales, que integra en un único sistema eléctrico más de 2.400 centrales generadoras de energía eléctrica, con 116.000 MW de capacidad instalada y 100.000 km de líneas de transmisión de alta tensión, es una prueba de cómo la integración genera sinergia y economías de escala. Pese a ello, debido a las asimetrías económicas, energéticas y regulatorias en América del Sur, no es posible esperar una sustancial convergencia de las reglas comerciales a mediano plazo, lo que limita la factibilidad de un mercado regional de energía similar al Nordpool o al Mibel. Entre los factores de asimetría y que producen obstáculos, se destaca la práctica común en varios países latinoamericanos de aplicar subsidios e imponer precios administrados a la energía eléctrica o a los insumos energéticos.

Otro factor contrario a la integración plena entre los sistemas eléctricos es la necesidad de someter la seguridad energética interna a factores que escapan al control nacional. En una integración energética a gran escala, eventuales vicisitudes de los países vecinos pueden amenazar el abastecimiento

¹⁸⁶ Las licitaciones determinan el precio de la energía y la generación de cada planta de los países involucrados. Se trata de un proceso de asignación de recursos a través del mercado competitivo, en el que cada país tiene acceso integral al conjunto de recursos de generación disponibles, respetando, naturalmente, las limitaciones eléctricas de la transmisión.

local de energía, como sucedió con el comentado caso de Chile cuando, debido a una insuficiencia de producción de gas natural en la Argentina, la exportación fue restringida, lo que provocó graves consecuencias en el suministro y seguridad del sistema eléctrico.

En lo que se refiere específicamente a la posición del Brasil frente al proceso de integración eléctrica regional, cabe destacar que el modelo comercial del sector eléctrico brasileño representa una traba a la formación de mercados integrados tal como sucede en Europa. De acuerdo con el análisis que se desarrollará en la próxima sección, el modelo comercial brasileño es, al mismo tiempo, extremadamente exitoso e idiosincrático. La estructuración de este modelo responde a la comercialización de energía eléctrica mediante mecanismos de mercado, en un sistema con predominio nítido de la generación hídrica. Se trata de un sistema que fue concebido en formato cerrado, planificado y operado de forma optimizada y centralizada.

El modelo comercial brasileño contempla tanto la importación como la exportación de energía eléctrica, que desde hace tiempo se practica con Paraguay, Argentina, Uruguay y Venezuela (República Bolivariana de). Sin embargo, impone condiciones al comercio internacional de energía que restringen las posibilidades de construir una integración completa de mercados al estilo Nordpool o Mibel.

El pronóstico de dificultades y limitaciones relacionadas con la posibilidad de la implementación, aunque sea largo plazo, de un verdadero mercado integrado de energía en América del Sur no equivale, sin embargo, a una visión negativa sobre las perspectivas del comercio regional de energía eléctrica. Los beneficios de la intensificación de los intercambios de excedentes de energía, que ya se dan por parte de Brasil con Argentina, Uruguay y Venezuela (República Bolivariana de) (República Bolivariana de), son técnica y económicamente demostrables. Con voluntad y determinación política de las partes involucradas, se podrán llevar a cabo con éxito emprendimientos que promuevan el comercio regional de energía eléctrica, tales como los proyectos que se han discutido y citado en la introducción.

C. El modelo comercial brasileño

El modelo comercial brasileño, a diferencia del resto de los países de la región, no compra ni vende energía física. Todos los consumidores, cautivos y libres, se ven obligados a contratar energía por medio de un mecanismo estrictamente financiero que no involucra la entrega física de energía por parte de la empresa de generación. Ningún agente del sector eléctrico compra o vende la energía propiamente dicha, sino que todos ellos firman contratos que representan una garantía de suministro de energía.

Tómese como ejemplo un consumidor industrial que actúa en el mercado libre. Este agente consumidor estará sujeto a multas si consume un volumen de energía de la red superior a la cantidad de contratos de "energía garantizada" (o, en la jerga brasileña, "garantía física") que él firmó. Por otro lado, un agente generador que no disponga de contrato no podrá vender energía a este consumidor aunque su usina esté ociosa y lista para ofertar energía. La lógica que subyace a esta regla de mercado es que la responsabilidad de satisfacer la demanda del consumidor no es del generador individual, que no tiene ningún poder de gestión sobre su unidad generadora de energía, sino del sistema, operado de forma centralizada y optimizada por el Operador Nacional del Sistema (ONS)¹⁸⁷.

¹⁸⁷ La gestión centralizada y optimizada de los recursos hídricos de un sistema con la escala y dimensión del brasileño permite reducir la dependencia que la generación hídrica posee con las incertidumbres de la hidrología local y, con ello, hace posible atender a una carga superior a la que un sistema sin coordinación lograría suministrar confiablemente. El sistema hídrico brasileño abarca 956 hidroeléctricas, ubicadas en decenas de cuencas hidrográficas, distribuidas en un área geográfica de dimensión continental que incluye varios sistemas climáticos distintos. La operación optimizada de este conjunto de usinas y el recurso eventual para la generación térmica complementaria permiten ganancias económicas mensurables, además de garantizar la atención a una carga global mucho mayor que la suma de las cargas que cada uno de los generadores hídricos lograría atender de manera separada. Por esta razón técnica, el Brasil mantuvo la gestión centralizada y optimizada de los recursos de generación y transmisión, inclusive luego del fin del modelo estatal del sector eléctrico.

Este modelo comercial *sui generis* fue creado para responder a las singularidades del sistema eléctrico brasileño, predominantemente hidroeléctrico, en un ambiente de negocios que, a partir de los años noventa, atravesó por un proceso de liberalización, con la introducción de mecanismos de mercado en la comercialización de energía¹⁸⁸. El problema que debió ser afrontado y resuelto en un contexto de reglas del mercado, guarda relación con el perfil de precios de la energía a corto plazo en un sistema que, como el brasileño, produce electricidad esencialmente a costos fijos: hidroeléctricas, básicamente, pero también la generación eólica, la cogeneración, la generación térmica con contratos *take or pay* y, en menor medida, la generación nuclear.

Es fácil demostrar a través de categorías elementales de la microeconomía la configuración de un precio igual a cero para aquellas industrias donde predomine la producción basada en costos fijos y cuyos productos se comercialicen en un mercado competitivo. Los precios serán nulos porque: i) en mercados competitivos, el precio siempre se iguala al costo marginal del productor menos eficiente; y ii) el costo marginal de una industria que produce solo con costos fijos es, obviamente, nulo. Por ello, dada las características del sistema eléctrico brasileño, si un mercado de energía a corto plazo fuera la base del modelo de comercialización, los precios serían, la mayor parte del tiempo, muy bajos e inclusive nulos y sufrirían un alza solo en momentos de escasez de agua. Si los ingresos de los agentes generadores tuvieran como base precios de mercado formados de esta manera, no serían suficientes para cubrir los costos durante largos períodos, siempre y cuando la hidrología fuera favorable como para permitir el abastecimiento pleno del consumo solo por generadores con estructura de costos basada en costos fijos. Como consecuencia, la actividad económica de la generación operaría con una fuerte inestabilidad, con el equilibrio económico y financiero amenazado y con la eliminación de cualquier incentivo destinado a inversiones en nuevas instalaciones de generación.

El sector eléctrico brasileño logró aprender estos principios en la práctica, con la crisis de racionamiento del período 2001-2002. Durante la época de la reforma liberal de los años noventa, se imaginaba que el mercado de energía podría funcionar en el Brasil de forma análoga a los mercados europeos, que posee un sistema eléctrico donde predomina la generación térmica basada en combustibles fósiles, es decir, de generación con costos marginales significativos. En esos sistemas, el precio que resulta de la comercialización de energía en un mercado físico permite la remuneración adecuada de un generador eficiente y puede dar las señales correctas para dirigir las inversiones hacia la expansión de la capacidad instalada. El intento de convertir al mercado físico de energía en el referente de precios en el Brasil no tuvo el éxito esperado. El resultado concreto fue una falta total de estímulo a la inversión, que culminó en 2001, con una crisis de abastecimiento y un racionamiento compulsivo del 20% de la carga para todos los consumidores cautivos y libres, en un año en que la hidrología fue a penas moderadamente insuficiente.

Los problemas en el diseño del mercado brasileño de energía se corrigieron con la reforma de 2003-2004. El nuevo modelo que surgió garantiza y estimula las condiciones de competencia en la generación de energía, además de trasladar la competencia desde el mercado físico de energía hacia un mercado por contratos financieros de "garantías físicas"¹⁸⁹. Las licitaciones de energía nueva son tan dinámicas que el precio de los contratos a largo plazo tiende a converger con el costo promedio de la energía, situación que, como se analizó, nunca estaría garantizada si el referente de precios fuera un mercado físico a corto plazo. Por otro lado, al ofrecer contratos a largo plazo con ingresos altamente

¹⁸⁸ En el modelo que estuvo vigente hasta el inicio de la década de 1990, la lógica económica era la de la remuneración garantizada para las empresas del sector (la tarifa era calculada con el fin de cubrir los costos operativos y compensar adecuadamente el capital invertido) y no la lógica de la remuneración como resultado del funcionamiento del mercado.

¹⁸⁹ La reforma se realizó tomando los recaudos necesarios para que el precio de la energía física a corto plazo, que refleja la necesidad de accionar, en un momento dado, más o menos termoeléctricas y que en un sistema con las características del brasileño, tiende a estacionarse por debajo del costo promedio de producción de la energía durante largos períodos, no influenciara el precio de los contratos de energía a largo plazo. Por un lado, existe la obligación de que el 100% del consumo de los agentes esté incluido en contratos financieros de "garantía física". Por el otro, toda la necesidad de energía del mercado regulado (75% del mercado total) debe estar contratada a largo plazo (hasta 30 años). La contratación para el mercado cautivo se realiza a través de licitaciones de energía nueva organizadas por el gobierno en nombre de las distribuidoras, lo que crea una estructura de compra de oferta única.

previsibles e indexados a la inflación, las licitaciones de energía nueva comenzaron a atraer la atención de emprendedores, con resultados efectivos para la racionalidad tarifaria.

Dada la especificidad y diferenciación del modelo brasileño en relación con los países de la región, su característica principal, la "garantía física", merece un análisis más profundo. Los contratos no son contratos de energía, sino de garantía de energía. Cada central eléctrica, independiente de la fuente, recibe del Ministerio de Minas y Energía certificados que pueden comercializarse con consumidores a través de contratos. Estos certificados representan, por lo general, solo una fracción de la energía que la central eléctrica puede producir. La cantidad de certificados que cada central eléctrica recibe se calcula con una metodología oficial que consiste en un modelo del funcionamiento optimizado del Sistema Interconectado Nacional, con todas las instalaciones ya contratadas y los nuevos proyectos que desean inscribirse en una licitación. El objetivo del modelo es, en una primera etapa, calcular cuál es la mayor carga (carga crítica, o garantía física del sistema) que el sistema puede satisfacer de acuerdo con un criterio de seguridad (riesgo de déficit del 5% en un determinado año) y operado en condiciones económicas¹⁹⁰. En un paso siguiente, la carga crítica del sistema se divide entre todas las unidades productivas modeladas. La cuota que cabe a cada una de ellas es su garantía física, que corresponde a los certificados de energía que pueden comercializarse, vía contratos, con los consumidores¹⁹¹.

Los contratos financieros tienen como base una fracción de la capacidad del sistema brasileño para garantizar la atención a la carga. Como los consumidores deben adquirir contratos de energía con gran anticipación, sobre todo los consumidores cautivos, cualquier crecimiento proyectado de la demanda de energía eléctrica conduce a la necesidad de expandir el volumen total de certificados de energía, lo que solo puede realizarse al contratar la construcción de nuevas centrales eléctricas que, a su vez, permitirán al sistema satisfacer a esta nueva carga de modo seguro.

Este diseño comercial se mostró adecuado y eficiente, pues garantiza el correcto funcionamiento del sector eléctrico brasileño, al mismo tiempo que brinda señales económicas destinadas a las necesidades de expansión de la capacidad instalada y permite promover la expansión a bajo costo.

Sin embargo, se trata de un sistema comercial basado en un concepto, el de "garantía física", que solo posee consistencia si el parque generador se representa como un sistema cerrado, que opera centralmente optimizado. Ningún otro país de América Latina ha adoptado un modelo comercial análogo al del Brasil.

En los países vecinos, la contratación a largo plazo es generalmente opcional y no obligatoria. Asimismo, los contratos son de energía (y, eventualmente, también de potencia) y no de "garantía física". Finalmente, los precios a corto plazo son, de modo general, representativos del costo de la energía, al contrario de lo que sucede en el Brasil, donde los precios a corto plazo tienden a estacionarse en límites demasiado bajos durante períodos extensos, reflejo del nivel de hidrología o energía natural afluyente (ENA) y de la cantidad de agua almacenada en las reservas de las centrales hidroeléctricas.

Debido a estas características técnicas y comerciales del sistema brasileño, la integración eléctrica con los países vecinos no podría tomar la forma, como en Europa, de un mercado de energía común responsable de definir la generación de cada central, el precio de la energía y los intercambios. En verdad, el modelo brasileño ni siquiera tendría sentido si no fuera posible representar los recursos de generación y la carga a satisfacer como un sistema cerrado y optimizado de forma centralizada.

¹⁹⁰ La determinación de la carga crítica o garantía física del sistema es un problema característico de sistemas hídricos puros o de sistemas dominados masivamente por la generación hídrica. En un sistema térmico el problema de la garantía del suministro es mucho más simple. Las termoeléctricas son, por su naturaleza, controlables, y pueden generar siempre que se las accione. Por ello, en los sistemas térmicos es posible garantizar la atención de una carga que corresponde a la capacidad instalada total menos un margen de seguridad. Esto no se aplica a los sistemas hídricos, pues la generación de las hidroeléctricas está inherentemente sujeta a incertidumbres. Aunque sea posible estimar con alguna precisión la producción promedio de un aprovechamiento hídrico a largo plazo, la producción de energía a largo plazo (y, por lo tanto, la garantía de suministro) se encuentra siempre condicionada a la hidrología local.

¹⁹¹ Véase en el estudio de Castro y Brandão (2010) un examen más profundo sobre estas cuestiones.

D. Experiencias de integración y el modelo comercial brasileño

Las experiencias de integración eléctrica del Brasil con sus vecinos fueron concebidas en sus aspectos operativos y comerciales para funcionar adecuadamente en el modelo brasileño, caracterizado por la operación centralizada y optimizada de los recursos de generación. Por ejemplo, Itaipú Binacional forma parte de la utilización optimizada del sistema brasileño, que no solo contempla el abastecimiento del mercado nacional, sino también las necesidades de energía del Paraguay, que posee reglas de mercado diferentes a las de Brasil.

A su vez, el contrato original de importación de energía de la Argentina a través de la empresa CIEN también se encajaba dentro del modelo brasileño, y estaba representado para el operador del sistema (ONS) en la optimización del sistema como una "técnica de frontera", que se accionaba cuando la situación hidrológica requería complementación de energía térmica. En las ocasiones en que el Brasil no necesitara de la energía, es decir, en hidrológicas favorables, las centrales argentinas a gas asociadas al contrato de CIEN quedaban liberadas para abastecer al mercado argentino.

En ambos casos, Itaipú Binacional y CIEN, la importación de energía fue posible debido un diseño comercial que hacía que el exportador se adecuara a la lógica de funcionamiento del sistema brasileño. No obstante, las experiencias más recientes de comercio de energía con la Argentina y el Uruguay siguen otra lógica.

Cuando la importación de la Argentina vía CIEN se interrumpió unilateralmente a causa de una crisis energética en ese país que se prolonga hasta la actualidad y que provocó la caída de contratos de exportación (pactados a 20 años) a empresas distribuidoras brasileñas, los conversoras de Garabí comenzaron a utilizarse ocasionalmente para la exportación de energía desde el Brasil hacia la Argentina y, también esporádicamente, hacia el Uruguay, a través del sistema de transmisión argentino. En 2004 se exportó energía en carácter de emergencia, para garantizar el suministro al sistema argentino. En los años siguientes se estableció un comercio ocasional de energía, aprovechando la interconexión de gran envergadura existente, centrado en la exportación de energía del Brasil hacia el mercado argentino debido a la crisis endémica que el sector eléctrico de ese país enfrentaba por el desequilibrio entre oferta y demanda.

Es posible observar que las exportaciones de energía del Brasil hacia sus vecinos del MERCOSUR alternaron tres modelos comerciales:

El primer tipo de exportación involucra la realización de una licitación con la participación de los generadores térmicos brasileños que no estén siendo utilizados por el ONS en ese momento. La exportación está sujeta a las condiciones de tráfico de la red en el Brasil. Por ejemplo, las generadoras ubicadas en el sudeste o en el nordeste del Brasil solo pueden exportar si el sistema de transmisión tiene la capacidad para transferir la energía al sur del país, desde donde se realizará la exportación. Un factor diferencial importante es que los generadores térmicos no necesitan ofrecer en la licitación para la venta en la Argentina o el Uruguay los mismos costos variables que rigen en el mercado brasileño. De ese modo, los precios reflejan oportunidades dictadas por el mercado importador y son negocios entre agentes privados, puesto que no existe información oficial y pública disponible sobre los valores monetarios de estas operaciones. La única información conocida es que los precios de exportación son mayores a los del mercado brasileño.

El segundo tipo de exportación incluye el envío de energía de origen hídrico en los meses más fríos del año (junio y julio), cuando el consumo de energía en la Argentina aumenta, para una posterior devolución de la misma cantidad física de energía un poco después (agosto y setiembre), cuando las temperaturas en ese país comienzan a elevarse, al mismo tiempo que el Brasil sale del período seco más crítico. Otros esquemas de comercio similares se han practicado también con el Uruguay, utilizando el pequeña conversora de Rivera o pasando a través del sistema de transmisión argentino.

Finalmente, el Brasil puede exportar, para su posterior devolución, energía hídrica correspondiente a vertimientos turbinables. Estos vertimientos se dan en situaciones de hidrológica favorable, cuando las reservas de las centrales hidroeléctricas no poseen más capacidad de almacenar agua. En esos períodos, el

sistema necesita verter agua. Esta agua puede ser sometida a turbinas y exportada a un país vecino y, cuando esto sucede, la cantidad exportada se contabiliza para su posterior devolución.

Todas estas modalidades de exportación de energía practicadas con la Argentina y el Uruguay son ocasionales. No existe ningún compromiso brasileño de contrato de energía firme para exportar cantidades garantizadas de energía. Son contratos puntuales y temporarios.

Las licitaciones semanales de exportación se encuentran siempre subordinadas a la optimización del modelo brasileño: la mayor parte del tiempo son solo los generadores térmicos no programados por el ONS los que se encuentran habilitados para exportar. En las demás ocasiones, cuando existe exportación de energía hídrica, toda el agua consumida para la exportación de energía se repone con la posterior devolución de energía. No se trata de compra y venta de energía en el sentido estricto del término, sino de una modalidad de préstamo, de intercambio, para su posterior devolución, sin que ello implique una transacción de energía.

Se destaca el hecho de que el comercio de energía con la Argentina y el Uruguay se produce de forma eventual y puntual. La mayor parte del tiempo las interconexiones existentes permanecen ociosas.

En el cuadro 14 se presentan los valores físicos de las importaciones y exportaciones de energía entre el Brasil y la Argentina y el Uruguay desde 2000 a 2011. Se puede observar que entre 2001 y 2002 el volumen importado fue sustancial, debido a la necesidad de superar el grave período de insuficiencia de capacidad de generación y escasez hídrica en el Brasil, lo que abrió la posibilidad de exportar energía de origen térmico al Brasil. Entre 2002 y 2003, luego de la crisis de racionamiento, y al producirse un excedente de energía en el país, el volumen de importación se redujo bastante. En 2004, año de la crisis energética en la Argentina, hubo una inversión destinada al intercambio, con exportaciones sustanciales hacia ese país en los meses más fríos. A partir de entonces se percibe la configuración de un patrón de exportación por parte del Brasil de volúmenes relativamente pequeños de energía, seguidos frecuentemente por una devolución de energía en los meses siguientes.

CUADRO 14
BRASIL: INTERCAMBIOS CON LA ARGENTINA Y EL URUGUAY, 2000-2011
(Saldos en GWh)

Mes	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Ene	-32	-213	-381	-27	-28	176	42	8	4	7	-0	1
Feb	-30	-35	-31	-27	-27	257	-20	12	0	135	-6	8
Mar	-30	-252	-34	-27	-3	60	380	-13	0	326	0	12
Abr	-43	-358	-45	-29	99	-234	270	-24	17	114	11	19
May	-159	-772	-39	-32	266	-116	-9	136	359	108	10	165
Jun	-430	-740	-69	-32	289	4	-9	434	735	198	195	630
Jul	-722	-110	-39	-30	201	10	-36	679	-160	239	488	680
Ago	-787	-462	-33	-32	225	5	-6	737	-34	175	452	624
Set	-343	-722	-30	-31	68	-26	-22	-58	-233	-82	117	306
Oct	-99	-38	-30	-32	-31	-19	-32	-49	-7	-135	0	17
Nov	-273	-401	-29	-30	-31	-1	-31	-13	0	-2	-2	40
Dic	-689	-165	-30	-31	-32	4	-24	0	3	-2	-9	nd
Saldo Anual	-3.636	-4.266	-791	360	995	121	503	1.848	683	1.080	1.257	2.500

Fuente: Operador Nacional del Sistema (ONS). Historial de operación. Disponible en la página web www.ons.org.br

Cabe observar que no hay indicios oficiales de una negociación política de alto nivel en torno al comercio de excedentes de energía en el cono sur. Las reglas de comercialización internacional adoptadas se desarrollaron con el fin impactaran mínimamente en las reglas internas de comercialización de energía internas existentes, lo que culminó generando una serie de inconvenientes.

En el Brasil se adoptó el principio de que, ni la exportación de excedentes, ni las eventuales importaciones, deben afectar contratos firmados o directos provenientes de relaciones contractuales en el mercado nacional. De esa forma, la exportación solo puede realizarse con recursos que efectivamente estén ociosos a partir de la optimización del despacho, que, es de relevancia destacar, no considera la posibilidad del comercio internacional. Por ejemplo, no existe manera de accionar para exportación un generador térmico ocioso que se encuentre distante de las interconexiones internacionales, si las interconexiones entre los subsistemas brasileños están programadas para que se las utilice plenamente. Esto sucede porque aunque el importador extranjero esté dispuesto a pagar, no existe modo de calcular un precio para desplazar a los generadores ya programados, liberando la red interna brasileña.

Con respecto a la importación, se observa una situación más complicada. La importación de excedentes de energía por agentes brasileños es muy difícil de incorporar en el modelo de acuerdo comercial actual. La única excepción es el intercambio de vertimientos que pueden ser sometidos a turbinas para su posterior devolución, sin que exista una transacción en dinero. La importación propiamente dicha de excedentes de energía no está prevista, porque la optimización de la generación se realiza siempre simulando el funcionamiento de un sistema cerrado. Al tomar esta optimización como referencia, toda importación alteraría necesariamente de la orden de mérito de utilización de un generador con "derecho a generar". Para preservar este derecho no existe ningún mecanismo comercial que permita importar excedente de energía, inclusive si fuera posible comprar energía a precios más bajos que los de la generación térmica nacional en uno de los países vecinos.

Evidentemente, tales dificultades podrían subsanarse si hubiera voluntad política para negociar reglas comerciales que posibiliten y estimulen el comercio de excedentes de energía a través de interconexiones existentes. Pero las evidencias disponibles indican que no se realizaron hasta el momento negociaciones políticas de alto nivel para crear un marco comercial, por ejemplo, entre los países del cono sur, que busque crear condiciones que posibiliten que los intercambios sean más frecuentes y provechosos para todos.

E. Perspectivas para la importación y exportación de energía eléctrica por parte del Brasil

Por exportación de energía firme se entiende a aquellos contratos en los que la exportación se trata de forma equivalente al consumo local, de manera tal que, ante la eventualidad de un racionamiento en el país exportador, las exportaciones posean el mismo tratamiento que el consumo interno, es decir, sean limitadas en la misma proporción impuesta al mercado interno. Por su parte, la comercialización internacional de excedentes es una transacción ocasional, puntual, que ya sea para la exportación o importación, se da en función de las conveniencias y oportunidades de precio del momento, sin que exista compromiso de exportar o importar a mediano o largo plazo volúmenes de energía predeterminados.

1. Importación y exportación de energía firme

Para que la exportación de energía mediante contratos a largo plazo al mercado eléctrico brasileño pueda concretarse, también será necesario elaborar un acuerdo técnico y comercial capaz de equiparar la importación por parte del Brasil a una central eléctrica que opere de forma optimizada dentro del sistema brasileño.

En principio, la exportación de energía hídrica al sistema interconectado brasileño necesitaría responder al mismo modelo de Itaipú Binacional, central eléctrica operada con la lógica del modelo brasileño. No se observan grandes problemas relacionados con el uso de este modelo en los proyectos de centrales binacionales que están en estudio con la Argentina y Bolivia (Estado Plurinacional de) (Estado Plurinacional de), sobre todo en la cuota de los 50% brasileños. Pese a ello, fuera de estos ejemplos, un acuerdo técnico y comercial de este tipo podría encontrar restricciones para su aceptación en el caso de emprendimientos ubicados en el espacio territorial de los países vecinos como, por ejemplo, en el Perú.

Construir una central hidroeléctrica dedicada en todo o en parte a la exportación al Brasil y despacharla de acuerdo con la lógica de operación del sistema brasileño probablemente implicaría imponer algún tipo de ponderación y restricción a las necesidades locales de optimización de energía. Para considerar la demanda local del país exportador, realizando una optimización conjunta, donde a veces el sistema brasileño tendría que enviar energía para compensar situaciones adversas de la hidrología local, sería necesario que los consumidores del país vecino fueran, de hecho, parte del mercado brasileño, con la posibilidad de que ellos también adquieran contratos financieros basados en "garantía física". A pesar de que esta hipótesis, que equivale a la adopción por parte de otro país del modelo comercial brasileño, no pueda ser totalmente descartada, es poco probable que se concrete a corto o mediano plazo.

En el caso de la exportación de energía térmica a Brasil, sería posible estructurar un modelo contractual análogo al esquema original de importación de la empresa CIEN, pero obviamente con una seguridad jurídica de los contratos. Para ello, desde el punto de vista formal y contractual, bastaría la firma de un tratado internacional que eleve la comercialización de energía a un nivel de relación entre Estados y no entre empresas, como fue el caso de CIEN. Esta exigencia buscaría evitar la repetición del malogrado y traumático caso del contrato de importación de energía de CIEN con la Argentina. Sin embargo, de acuerdo con lo ya analizado, no existen previsiones para que el Brasil importe energía de fuente térmica de los países vecinos frente a las perspectivas de un excedente en la oferta doméstica de gas a partir de la segunda mitad de la década actual.

En lo que se refiere a la exportación de energía firme por parte del Brasil, el único proyecto conocido pertenece a la empresa Tractebel, del Grupo Suez, y consiste en la construcción de una termoeléctrica a carbón en Candiota, en el estado de Río Grande do Sul, en una región donde se encuentran los yacimientos de este mineral, dedicada exclusivamente a la exportación de energía eléctrica al mercado uruguayo. Este ejemplo muestra los problemas que el modelo brasileño impone a los proyectos de comercio internacional de energía. Es fácil demostrar que la operación combinada y optimizada del sistema brasileño con otros países sería una solución más económica que la construcción de una térmica exclusivamente dedicada a abastecer al mercado uruguayo. No obstante, en el mercado eléctrico del Uruguay se comercializa energía y no "garantía física", lo que muestra las dificultades existentes en compatibilizar ambos conceptos y modelos. Por ello, las discusiones giran en torno a la posible construcción de una central eléctrica destinada a la exportación que no estaría subordinada a las decisiones del despacho de carga del Brasil.

2. Importación y exportación de energía excedente por parte del Brasil

En función de las asimetrías económicas, energéticas y políticas entre el Brasil y los países de la región, las mayores y más rápidas oportunidades para la integración y comercio internacional de energía eléctrica que involucran al Brasil se encuentran en la importación y exportación de excedentes. Los esquemas contractuales actuales de comercialización de energía adoptados por este país con la Argentina y el Uruguay poseen exactamente esta lógica de intercambio de excedentes y podrían ampliarse, ya que la infraestructura de transporte hacia el mercado argentino ya existe y se está construyendo una interconexión de gran porte con el Uruguay.

Las exportaciones tenderían a ocurrir más del Brasil hacia los países vecinos, que en este momento poseen estrechos balances entre oferta y demanda de energía¹⁹². Esta tendencia se ve corroborada por el hecho que en esta década se prevé un potencial significativo de exportación de energía hídrica de vertimientos turbinables. De acuerdo con simulaciones realizadas a partir del estudio de la EPE (PDE 2020), estos vertimientos se volverán cada vez más frecuentes en los próximos años, sobre todo durante el primer trimestre de cada año, a partir de la puesta en funcionamiento de las grandes hidroeléctricas de pasada (es decir, sin reservas de gran volumen) de la región amazónica. Esta energía podrá exportarse a precios muy competitivos si se establece un acuerdo comercial que aproveche estos excedentes ocasionales.

¹⁹² Véase Castro (2010).

Aunque ya existan mecanismos funcionales para el comercio de excedentes utilizando las interconexiones existentes, es esencial crear un marco jurídico, regulatorio y comercial que permita que los intercambios sean más frecuentes e interesantes para todas las partes, y que posibilite que estos intercambios sean de bloques de energía de mayor envergadura y con plazos de contratos más largos.

El desarrollo de negociaciones políticas de alto nivel, en el marco de la estructura institucional existente: MERCOSUR, Unión de Naciones Suramericanas (UNASUR) e Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional Suramericana (IIRSA), son requisitos fundamentales para la creación de un nuevo marco destinado a los intercambios internacionales de energía. Se necesita de voluntad política para crear licitaciones regulares de excedentes de energía que sean consideradas en la programación de la utilización de todas las partes. Solo así será posible superar la actual política brasileña, que solo permite el comercio cuando este es compatible con una optimización de un sistema cerrado, sin comercio internacional.

F. Proyectos de integración eléctrica internacional del Brasil

1. Central Hidroeléctrica Binacional de Itaipú: Paraguay - Brasil

El objetivo inicial de la integración eléctrica entre el Brasil y el Paraguay mediante la construcción de la central hidroeléctrica Itaipú Binacional fue lograr la solución de un problema suscitado por el cuestionamiento de la demarcación de la frontera entre ambos países, en las proximidades del complejo de las cascadas Sete Quedas en el río Paraná. El llamado Salto de Sete Quedas era solamente una atracción turística brasileña y, hasta 1950, su potencial hidroeléctrico nunca había sido estudiado suficientemente, ni formaba parte de la planificación energética del país.

El aprovechamiento del potencial hidroeléctrico fue la solución que se encontró a este problema diplomático. Para ello, se firmó el Acta de Iguazú en junio de 1966, con el objetivo de realizar estudios y relevamientos de las posibilidades económicas de los recursos hidroeléctricos pertenecientes a ambos países.

La construcción de lo que sería la central hidroeléctrica más grande del mundo fue reglamentada con el Tratado de Itaipú de 1973, que creó una entidad denominada Itaipú Binacional, cuya finalidad era construir y aprovechar el potencial hidroeléctrico de la región. Curiosamente, ese año coincidió con la primera crisis del petróleo, cuyas consecuencias dieron mayor importancia estratégica a este emprendimiento. Además, la construcción de Itaipú consolidó y reafirmó la opción brasileña de producir energía por fuente hidráulica, lo que en ese momento representó un incremento aproximado del 50% de toda la capacidad instalada del país.

La empresa Itaipú Binacional está constituida con igual participación de capital por la empresa estatal Eletrobras, del Brasil, y por la estatal Ande, del Paraguay.

La central posee una capacidad instalada de 14.000 MW. Sus dos primeras unidades generadoras entraron en funcionamiento en 1984 y las últimas en 2007. Con las 20 unidades generadoras en actividad y el río Paraná en condiciones favorables, con lluvias en niveles normales en toda la cuenca, la generación puede llegar a 11 TWh por año. La inversión fue aproximadamente de 30.000 millones de dólares (Itaipú, 2011).

Por el Tratado de Itaipú, la energía producida por el aprovechamiento hidroeléctrico debe dividirse en partes iguales entre los dos países, y se les reconoce a cada uno de ellos el derecho inalienable de adquisición de energía no utilizada por el otro país para su propio consumo, no estando en consecuencia permitida la venta de excedentes de energía a otros países. Por su parte, el Brasil se comprometió a comprar toda la energía no consumida por el Paraguay, lo que le permitió a este último asegurar ingresos para toda la energía producida. Debido a las asimetrías económicas entre el Brasil y el Paraguay, el Brasil consume más del 80% de la energía producida por la central.

Recientemente, el gobierno paraguayo ha intentado negociar la eliminación de la cláusula que obliga a una de las partes a ceder toda su producción excedente a precio de costo al otro socio. Paraguay aboga por la posibilidad de vender el excedente a otros países que estarían dispuestos a pagar precios más cercanos a los del mercado internacional y/o de vender directamente al mercado libre de energía

brasileño y no a Eletrobras (que vende exclusivamente al mercado cautivo). El Brasil ha rechazado sistemáticamente aceptar los cambios en esta cláusula del Tratado, cuya validez finaliza en 2023 (Castro y Brandão, 2009). Como resultado de estas negociaciones, en 2011 el gobierno brasileño triplicó el valor de las compensaciones pagadas al Paraguay por su cesión al Brasil del excedente de la energía generada. Las compensaciones aumentaron de 120 millones a 360 millones de dólares por año. Sin embargo, las presiones del Paraguay persisten, lo que ha llevado al gobierno de este país a promover la instalación de empresas electrointensivas con el atractivo de poder acceder a la cuota parte de la energía de Itaipú. La falta de infraestructura, líneas de transmisión y marco legal y regulatorio, entre otros, no permitieron hasta el momento concretar esta alternativa.

Cabe destacar que la ingeniería financiera que posibilitó la construcción de la central hidroeléctrica más grande del mundo en su momento se basó en el servicio por costo. Las deudas quedarán saldadas solo en 2023 y, con ello, los costos del emprendimiento quedarán totalmente amortizados.

2. Conversora de Garabí y CTE AES Uruguayana: Argentina - Brasil

Las primeras tentativas de integración eléctrica entre el Brasil y la Argentina se dieron al comienzo de la década de 1970, con la intención de construir el aprovechamiento hidroeléctrico binacional en Garabí, a semejanza de las experiencias de las binacionales de Itaipú, entre el Brasil y el Paraguay, y Yacretá, entre la Argentina y el Paraguay. El aprovechamiento de Garabí, de acuerdo con el proyecto original, sería una usina de 1.800 MW, situada en las cercanías de las localidades homónimas de Garruchos, en la Argentina y en el Brasil. Los estudios se prolongaron durante la década de 1970 y el estudio de viabilidad del proyecto de Garabí concluyó en 1977. No obstante, las dificultades por las que atravesaron los sectores eléctricos de ambos países en la década de 1980 y la implementación de las reformas liberales de la década de 1990 impidieron la concreción del proyecto. Otro factor que contribuyó a la paralización del proyecto de Garabí fue la prioridad de la política energética argentina de basar la expansión de su capacidad instalada en la generación termoeléctrica a gas natural (Cabral, 2004).

Junto con la central de Garabí, algunos estudios de intercambio de energía entre los sistemas eléctricos de ambos países, realizados al final de la década de 1980 e inicio de la década de 1990, consideraron la posibilidad de instalar una subestación convertora de frecuencia en Garabí, independientemente de la construcción de la hidroeléctrica.

En abril de 1996, se firmó el Protocolo de Intenciones sobre Cooperación e Interconexión Energética entre los dos países. A partir de este protocolo, cobró impulso la construcción de la convertora de frecuencia de Garabí. El objetivo central era la exportación de energía firme al Brasil en base a la generación térmica de energía a partir del gas natural de la Argentina. En junio de 2000 la convertora de Garabí quedó inaugurada. Con la interconexión entre los dos sistemas se abrió la posibilidad de flujo de energía de la Argentina al Brasil mediante su sistema de transmisión asociado de 500 kV. La importación estaba a cargo de la empresa CIEN a través de diversos contratos que sumaban un total de 2.100 MW de energía firme.

En diciembre de 2000, también comenzó a funcionar la central termoeléctrica de Uruguayana, operada con gas natural proveniente de la Argentina. Esta central fue concebida como una central eléctrica de base, es decir, que puede operar en la base del sistema y ser utilizada la mayor parte del tiempo. El suministro de gas proveniente de la Argentina se realizaba mediante un contrato entre las empresas privadas AES Uruguayana del Brasil y la empresa argentina Repsol/YPF.

El contrato comercial entre las dos empresas privadas tenía como base la premisa de oferta firme del gas argentino. Sin embargo, esta premisa no se mantuvo debido a la crisis de abastecimiento de gas en ese país a partir de 2004. Al principio, estas interrupciones sucedían solamente en el período invernal. Este intervalo fue creciendo hasta llegar a la interrupción total, lo que condujo a la paralización de la central en 2009 y obligó a la finalización anticipada de los contratos de la AES Uruguayana con las distribuidoras de energía eléctrica brasileñas. En 2008, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) fijó en cero la energía proveniente de los contratos de AES Uruguayana, permitiendo que las distribuidoras contrataran en régimen especial para cubrir el déficit en el portafolio de contratos.

Las dificultades de abastecimiento de gas alcanzaron también al contrato de importación de energía a través de CIEN, que funcionaba en el sistema eléctrico brasileño como una generadora térmica en la frontera, con capacidad de suministro de energía de 2.100 MW y con 100% de disponibilidad.

En suma, las consecuencias de la falta de disponibilidad de gas para la térmica de Uruguayana y de la energía asociada al contrato de CIEN, representan una reducción de más de 2.500 MW de energía firme para el sistema eléctrico brasileño. Esta pérdida condujo al gobierno brasileño a adoptar, como requisito básico para la comercialización internacional de energía eléctrica, la firma de tratados internacionales aprobados por los respectivos Congresos a fin de garantizar la seguridad jurídica y de suministro. Esta nueva postura del gobierno brasileño fue adoptada para los proyectos de integración energética con el Perú.

En compensación, la convertora de Garabí ha sido utilizada, de forma creciente, en un sentido inverso respecto del originalmente proyectado: exportación de energía interruptible a la Argentina, debido a la crisis energética endémica que este país atraviesa.

3. Convertora de Rivera: Uruguay - Brasil

En 1993, se produjeron negociaciones entre el Brasil y el Uruguay con el fin de concretar proyectos de interconexiones eléctricas que permitieran el mejor aprovechamiento e intercambio de los recursos energéticos de ambos países. En setiembre de 1994, se firmó en la ciudad de Nueva York, el Protocolo al Tratado de Amistad, Cooperación y Comercio entre el Brasil y el Uruguay para la Interconexión Eléctrica. Este protocolo preveía en su artículo II la constitución de un grupo de trabajo binacional para la realización de estudios necesarios para la interconexión e intercambio de energía y para la elaboración de análisis sobre las formas de comercialización y de los marcos jurídicos de referencia para reglamentar las relaciones comerciales concernientes al intercambio de energía eléctrica. En mayo de 1997 se firmó el Memorando de Entendimiento entre el gobierno del Brasil y el del Uruguay sobre interconexión en extra alta tensión entre los sistemas eléctricos de los dos países.

Como resultado de estas negociaciones en 2001, entró en funcionamiento la convertora de Rivera, mediante un acuerdo entre la empresa estatal Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE) y Eletrosul, subsidiaria de Eletrobras, con una capacidad nominal de 70 MW, ubicada en territorio uruguayo e interconectada a la subestación Santana do Livramento 2 en el Estado de Rio Grande do Sul. Esta convertora de frecuencia es de propiedad de UTE y ha sido utilizada para atender situaciones energéticas críticas del Brasil y el Uruguay, así como en oportunidades puntuales para la exportación de energía a la Argentina (ONS, 2011).

Para la exportación de energía con carácter comercial el sistema brasileiro utiliza las centrales termoeléctricas ociosas, de acuerdo con los criterios de despacho de carga del ONS, siendo formalmente Eletrobras el agente de importación y exportación de esta interconexión.

4. Línea de transmisión de Guri a Roraima: República Bolivariana de Venezuela -Brasil

La interconexión Guri - Roraima entre Venezuela (República Bolivariana de) (República Bolivariana de) y el Brasil se construyó con el propósito específico de mejorar la calidad y costo del suministro de la capital del estado de Roraima, Boa Vista. El estado de Roraima era y aún continúa siendo un sistema aislado, sin conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN)¹⁹³. El sistema eléctrico que daba suministro a Boa Vista presentaba costos elevados debido a que sus grupos generadores funcionaban con *fuel oil*. En 1997 se firmó un contrato entre Eletronorte, subsidiaria de Eletrobras y Electrificación del Caroní (EDELCA), empresa venezolana, para la construcción de un sistema de transmisión de 676 km, 485 km de los cuales pertenecen a Venezuela (República Bolivariana de) y 191 km al Brasil. Esta línea de transmisión permitió conectar el complejo hidroeléctrico de Guri - Macágua con la ciudad de Boa Vista. El contrato garantiza la compra de energía durante 20 años, con un monto contratado de 200 MW. En 2001 el sistema entró en funcionamiento, lo que disminuyó los altos gastos en operación,

¹⁹³ La interconexión del Sistema de Roraima al SIN se licitó en 2011.

mantenimiento y favoreció el crecimiento del mercado de energía eléctrica, principalmente con la instalación de industrias en la región. Las inversiones se presupuestaron, en la época del contrato (1997), aproximadamente en 185 millones de dólares, de los cuales 55 millones correspondieron al Brasil y 130 millones a Venezuela (República Bolivariana de) (Eletronorte, 2007).

Como el estado de Roraima no está conectado al SIN, esa interconexión es diferente a la de los otros proyectos de integración eléctrica. Se trata de una conexión a una ciudad del sistema aislado, con un contrato de energía firme que se comercializa en bases seguras y benéficas para ambos países. Hubo problemas en el abastecimiento solamente en 2011, consecuencia directa de la situación crítica de las reservas en Venezuela (República Bolivariana de), pero que fueron negociados dentro de los marcos del propio contrato comercial.

5. Central Térmica de Cuiabá: Estado Plurinacional de Bolivia - Brasil

La central termoeléctrica Governador Mário Covas (CTE de Cuiabá) está ubicada en el estado de Mato Grosso y funciona con gas natural, aunque también puede funcionar con *diesel oil*, como sucedió durante la crisis de racionamiento de 2001-2002. Esta planta representó una inversión aproximada de 750 millones de dólares y posee una capacidad para generar 480 MW. La central forma parte del llamado "Proyecto Integrado Cuiabá", que comenzó a concebirse en 1996, cuando Mato Grosso era aún un estado deficitario en energía eléctrica. En 1997, Eletrobras publicó una licitación internacional en la modalidad de menor precio que fue ganada por la Empresa Produtora de Energia o Pantanal Energia, como se la conoce, al haber ofrecido el precio más bajo para el suministro de energía eléctrica entre todos los participantes.

En junio de 2007, la central de Cuiabá paralizó la generación de energía debido a la reducción de provisión de gas natural por parte de la empresa estatal boliviana YPFB. Las justificaciones que se presentaron al comienzo se basaron en las dificultades de operación que comenzaron con el proceso de nacionalización de las reservas de gas de Bolivia (Estado Plurinacional de) y culminaron con la suspensión de los contratos existentes entre la empresa operadora de la térmica, Pantanal Energia, y una productora privada de gas en Bolivia (Estado Plurinacional de), YPF-Repsol. El gobierno boliviano adujo, como argumento, que el contrato de provisión de gas natural se daba a precios extremadamente bajos, considerados perjudiciales para los intereses del país. Sin el insumo en volúmenes y frecuencias ideales para mantener su funcionamiento, la central dejó de generar energía en 2007.

En marzo de 2011, el gobierno de Bolivia (Estado Plurinacional de), Petrobras y Pantanal Energía, firmaron un acuerdo con el fin de posibilitar la puesta en funcionamiento de la central. Para llevar a cabo el contrato, Petrobras arrendó la central a Pantanal Energia, y quedó con la responsabilidad de proveerla con parte del gas que recibe de Bolivia (Estado Plurinacional de) (2,2 millones de metros cúbicos) y de la venta de la energía eléctrica. Pantanal Energía se convirtió apenas en una prestadora de servicios de Petrobras, quedando a cargo solo de la parte operativa de la central eléctrica. El 13 de setiembre de 2011, la CTE de Cuiabá comenzó a funcionar de nuevo (SindiPetroleo, 2011).

G. Conclusiones

El proceso de integración energética del Brasil, en lo que respecta al sector eléctrico, puede dividirse en dos fases. La primera fase, iniciada en la década de 1970, estaba enmarcada en lo que fue la construcción de, por entonces, la mayor hidroeléctrica del mundo, Itaipú Binacional, y tenía un objetivo doble y estratégico: garantizar un mayor suministro nacional y obtener costos más competitivos en comparación con los vigentes en el mercado nacional.

Es importante destacar que la malograda experiencia de importación de energía térmica a gas de la Argentina, CIEN, inaugurada en 2000, tuvo una lógica diferente. En los años noventa, época en que se concibió este proyecto, el Brasil se encontraba en una situación macroeconómica de crisis y el sector eléctrico había reducido su capacidad para realizar inversiones. Con ello, la importación de energía de la Argentina, país que atravesaba una fase de gran prosperidad económica y que poseía

valiosas reservas de gas, parecía una solución más interesante que movilizar los escasos capitales disponibles en el Brasil para realizar inversiones locales.

La segunda fase del proceso de integración se inicia a partir de 2003-2004, cuando el Brasil redefine su política estratégica de integración económica regional, centrada en América Latina. En esta estrategia se configura otro vector, que es el de la internacionalización de empresas brasileñas, ya sea que posean capitales nacionales o no. En este movimiento doble y convergente, la integración energética se convirtió en uno de los sectores clave de este proceso.

A diferencia de la primera fase de integración, el Brasil no tiene, grosso modo, ninguna necesidad y, por consiguiente, interés en complementar la oferta interna de electricidad, puesto que el sector eléctrico es muy competitivo y el país dispone de recursos naturales abundantes, de mecanismos comerciales y de financiación en moneda nacional capaces de concretar y garantizar la autosuficiencia en términos de energía eléctrica. Este cambio de escenario tuvo varias causas, entre las que se incluyen una mejora en la situación macroeconómica del país y los grandes descubrimientos de petróleo y gas, sobre todo en el Pre-sal.

Es necesario señalar también la profunda reestructuración del sector eléctrico que se llevó a cabo en los años 2003 y 2004. Este proceso incluyó la recuperación de la planificación del Estado, con la creación de la Empresa de Investigación Energética (EPE); el uso de licitaciones de energía nueva como principal instrumento para la expansión de la oferta; la conformación de un nuevo y consistente marco institucional; el fortalecimiento de la agencia reguladora (ANEEL) y la actuación del Banco Nacional de Desarrollo Económico Social (BNDES), que financia proyectos de generación y transmisión a través de operaciones del tipo *project finance*, directamente articulados con las licitaciones. Este nuevo modelo del sector eléctrico permitió que el país volviera gradualmente a explotar el potencial hidroeléctrico, además de dar apoyo a inversiones en energía eólica, biomasa de caña de azúcar y a la generación a partir de gas natural.

Como el modelo comercial se estructuró en función de una característica única y fundamental del sector eléctrico, como es la predominancia de la generación hidroeléctrica en su matriz, el modelo brasileño tiene especificidades que lo distinguen nítidamente de los acuerdos comerciales predominantes en los países de América Latina. Se trata de un modelo en el que no se comercializa energía, sino contratos financieros de "garantía física", donde la central generadora de energía no puede vender energía física y no posee autonomía sobre su propio despacho, que es determinada por el operador nacional del sistema, de acuerdo con una lógica de optimización de las más de 2.400 unidades generadoras de energía eléctrica.

Dada la amplia, variada y abundante disponibilidad de recursos energéticos del Brasil, que le permitirá satisfacer la demanda del mercado interno de energía en las próximas décadas, la integración eléctrica mediante la importación y exportación de energía desde y hacia el Brasil, deberá necesariamente respetar el diseño del modelo comercial brasileño. Las características y especificidades de este modelo determinan condicionantes que deberán considerarse para posibilitar el comercio internacional de energía eléctrica. Esto implica señalar que, a excepción de los proyectos de centrales hidroeléctricas binacionales, como es el caso del proyecto del Madeira Internacional con Bolivia (Estado Plurinacional de) y las hidroeléctricas de Garabí y Panambí con la Argentina, la integración energética mediante proyectos o acuerdos contractuales centrados en la exportación de bloques de electricidad a largo plazo y a precios competitivos para el mercado eléctrico brasileño quedaría condicionada directamente a ajustes regulatorios y comerciales convergentes y adherentes al modelo brasileño.

Estas especificidades tienden a restringir las posibilidades de integración eléctrica de acuerdo con los modelos europeos, como el Nordpool (Suecia, Noruega, Finlandia y Dinamarca) y el Mibel (Portugal y España). En estas condiciones, la dinámica de la integración eléctrica en América del Sur con la participación directa del Brasil queda delimitada a cuatro posibilidades.

La primera y más simple, como se señaló, responde a la construcción de centrales hidroeléctricas binacionales basadas en la exitosa experiencia de Itaipú Binacional. La producción de una hidroeléctrica binacional se reparte en mitades iguales para cada país. También es posible definir en el tratado internacional que respaldará el contrato comercial las condiciones de venta del excedente, como se realizó con el Paraguay.

La segunda alternativa, más compleja y remota, es la construcción de centrales hidroeléctricas (y respectivos segmentos de líneas de transmisión) en países vecinos, con la definición de las condiciones de exportación al Brasil de cuotas de producción que no serán consumidas por el país de origen. Las dificultades son enormes y, como ejemplo, se puede citar que la unidad generadora debería someterse a las reglas comerciales (participar y ganar licitaciones) y a los criterios de despacho de carga centralizado del Brasil.

La tercera posibilidad es la más promisoría a corto y mediano plazo¹⁹⁴. Se trata de la comercialización de excedentes de energía en el formato comercial que Brasil ya viene practicando, aunque de forma esporádica, con la Argentina y el Uruguay¹⁹⁵. Esta posibilidad incluye la venta y compra de energía excedente por medio de contratos de corta duración, que puedan firmarse sin una armonización regulatoria profunda entre los modelos comerciales de los países involucrados. En este tipo de comercio, cada país busca garantizar la seguridad del abastecimiento de su propio mercado, con la posibilidad de contar con excedentes de los países vecinos para asegurar el suministro, aunque sea a costos operativos más elevados. Y, alternativamente, vender excedentes de energía.

Esta vertiente de integración presenta una gran posibilidad de expansión, sobre todo en los países con los que el Brasil ya posee interconexión. Probablemente Brasil ocuparía con mayor frecuencia una posición más de exportador que de importador, dadas las asimetrías de escala con los países vecinos y, sobre todo, debido a las características del modelo brasileño, donde existe un predominio de ociosidad de energía térmica y, ocasionalmente, excedente de energía hídrica. Para ello, se debe trabajar en la creación de un marco legal, institucional, regulatorio y comercial que brinde seguridad jurídica y financiera a las transacciones y facilite el comercio internacional y regular de energía.

La cuarta posibilidad está directamente asociada a la estrategia gubernamental de integración económica e internacionalización de empresas, incluyendo las que operan en el sector eléctrico. Esta estrategia deberá conducir a un aumento de las inversiones brasileñas en el exterior, donde se destaque probablemente la construcción de hidroeléctricas en los países latinoamericanos, con la participación estratégica de la empresa estatal Eletrobras y de los grupos empresariales del sector de la construcción civil. Dentro de esta posibilidad, también se debe destacar la categoría de adquisición de activos existentes en los países de América Latina, derivada de la dimensión económica de los grupos involucrados, sobre todo Eletrobras, y de la experiencia y conocimiento técnico acumulado en el mercado brasileño, incluyendo el apoyo del BNDES. La experiencia reciente del grupo Eletrobras en la disputa con empresas de Alemania y China en la compra de una participación accionaria en la EDP de Portugal sirve de ejemplo sobre las posibilidades que esta vertiente de integración ofrece.

De este modo, los contratos a corto plazo de intercambio de excedentes de energía con los países con los cuales Brasil ya está interconectado y la adquisición de activos en América Latina son las líneas de menor resistencia y más promisorias para la integración eléctrica que pueden transformarse en la base de la aceleración de este proceso en América del Sur.

H. Bibliografía

- Agosin, Manuel and Ricardo Ffrench-Davis (1999), "Managing Capital Inflows in Chile", forthcoming as a book published by Oxford University Press, United Nations University/ World Institute for Development Economics Research (WIDER). [estilo Bibliografía (1ra pag)]
- Camdessus, Michel (1998a), "Opening address at the Annual Meeting of the Board of Governors of the IMF", IMF Survey, vol. 27, 19 October.
- _____ (1998b), "Towards an agenda for international monetary and financial reform", Address to the World Affairs Council, Philadelphia, 6 November.
- Díaz-Alejandro, Carlos F. (1988), Trade, Development and the World Economy, Selected Essays, Andrés Velasco (ed.), Oxford, Basil Blackwell.

¹⁹⁴ Los estudios del CIER ratificaron esta evaluación. (Proyecto CIER 15 Fase II, Resumen Ejecutivo – Informe Final, 2011).

¹⁹⁵ Esta también es la modalidad de comercio de energía que debe llevarse a cabo con más intensidad en Centroamérica, en la fase inicial de la creación de un mercado de energía en la región, con la inauguración del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC).

- Eatwell, John and Lance Taylor (1998), "A Proposal for the Creation of a World Financial Authority", unpublished.
- ECLAC (Economic Commission for Latin America and the Caribbean) (1998a), *América Latina y el Caribe: políticas para mejorar la inserción en la economía mundial*, second version, revised and updated, Santiago, Chile, Fondo de Cultura Económica. An earlier English language version appeared in 1995, *Latin America and the Caribbean: Policies to Improve Linkages with the Global Economy (LC/G.1800/Rev.1-P)*, Santiago, Chile. United Nations publication, Sales No. E.95.II.G.6.
- Eichengreen, Barry (1999), *Toward a New International Financial Architecture: A Practical Post-Asia Agenda*, Washington, Institute for International Economics.
- _____ (1998a), "The Only Game in Town", University of California-Berkeley, November, unpublished.
- _____ (1998b), "Capital Controls: Capital Idea or Capital Folly", University of California-Berkeley, November, unpublished.
- _____ (1996), *Globalizing Capital: A History of the International Monetary System*, Princeton, Princeton University Press.
- Fischer, Stanley (1998), "Reforming world finance: lessons from a crisis", *IMF Survey*, Special Supplement, 19 October.
- Eletrobras/Procel, 2007 Resultados do PROCEL. p.194, Rio de Janeiro.
- Goy, L.; Veríssimo, R.; F. Hernandez, A. (2009) Corte no IPI da linha branca é prorrogado até janeiro de 2010 - *Estadao.com.br*. O Estado de São Paulo, 29 out. Disponível em: <http://www.estadao.com.br/noticias/economia,governo-anuncia-nova-reducao-do-ipi-para-a-linha-branca,458314,0.htm>.
- Guerreiro, A. (2009) Avaliação de Medidas e Políticas de Eficiência Energética. 7. Palestra, Maceió, AL. Disponível em: <<http://www.cbcme.org.br/documentos/AG01.pdf>>.
- Jannuzzi, G. M.; Kozloff, K.; Mielnik, O.; Cowart, R. (2001) *Energia. Recomendações para uma estratégia nacional de combate ao desperdício*, Energy Technology Innovation Project. Brasília: USAID.
- Poder Ejecutivo Federal (2009), Programa Especial de Cambio Climático 2008-2012. p. 112.
- Presidencia de la República (2001), Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, Presidencia de la República, Editor, DOF. p. 45.
- _____ (2009) Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (PRONASE). Presidencia de la República, Editor, DOF. p. 77.
- Sener (1989), Acuerdo por el que se crea la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía.
- _____ (1999) Decreto por el que se crea la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, como órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía, Secretaría de Energía, Editor: México DF. p. 3.
- _____ (2009) Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía: México DF. p. 33.
- _____ (2009) Prospectiva del Sector Eléctrico 2009-2024, Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico, Editor: México. p. 202.
- _____ (2010). Programa de Sustitución de Equipos Electrodomésticos para el Ahorro de Energía Eléctrica, Available from: <http://www.energia.gob.mx/webSener/pse/ant.html>.
- _____ (2010) Información América Latina 31 de Julio de 2010 del Fideicomiso denominado Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, D.T.y.M.A. Dirección General de Investigación, Editor: México DF. p. 1.
- Sousa, H. M.; Leonelli, P.; Pires, C. A. P.; Souza JR, V. B.; Pereira, R. W. L. (2009) Reflexões sobre os Principais Programas Em Eficiência Energética Existentes no Brasil. *Revista Brasileira de Energia*, v. 15, n. 1, p.7-26.
- Vine, E.; Hamrin, J.; Eyre, N.; ET América Latina (2003), Public policy analysis of energy efficiency and load management in changing electricity businesses. *Energy Policy*, v. 31, n. 5, p. 405-430.