



**Texto de Discusión del Sector Eléctrico No. 64**

# **Integración eléctrica internacional de Brasil: Antecedentes, situación actual y perspectivas.**

**Nivalde de Castro**

**Roberto Brandão**

**Rubens Rosental**

**Paola Dorado**

Río de Janeiro

Agosto de 2015

## Índice

Índice .....	2
1. Introducción .....	3
2. El sistema eléctrico brasileño .....	5
2.1 La matriz eléctrica de Brasil .....	5
2.2. Potencial energético y perspectivas de la matriz eléctrica.....	9
2.3 Características del Modelo del Sector Eléctrico Brasileño .....	15
3. El modelo de comercialización de Brasil.....	18
4. La integración eléctrica: ¿un mercado eléctrico en América del Sur?.....	21
5. Experiencias de integración y el modelo de comercialización brasileño .....	23
6. Perspectivas para la importación y exportación de electricidad de Brasil.....	27
7. Conclusiones.....	28
Anexo Proyectos de Integración Eléctrica Internacional de Brasil.....	32
1 - Central Hidroeléctrica Binacional de Itaipú: Paraguay - Brasil.....	32
2 - Estación Conversora de Garabí y Central Termoeléctrica AES Uruguayana: Argentina - Brasil.....	33
3 - Estación Conversora de Rivera: Uruguay - Brasil .....	35
4 - Línea de Transmisión de Guri a Roraima: Venezuela-Brasil .....	36
5 - Central térmica de Cuiabá: Bolivia - Brasil.....	37
Bibliografía.....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>

# Integración eléctrica de Brasil en América Latina: Antecedentes, situación actual y perspectivas<sup>1</sup>.

Nivalde José de Castro<sup>2</sup>

Roberto Brandão<sup>3</sup>

Rubens Rosental<sup>4</sup>

Paola Dorado<sup>5</sup>

## 1. Introducción

Durante mucho tiempo, la integración eléctrica ha sido un tema bastante discutido e incentivado a nivel mundial ya que proporciona ventajas considerables para los países involucrados, tales como: el uso más eficiente de los recursos naturales para la producción de electricidad, la reducción de los precios de la energía eléctrica en el mercado mayorista y, sobretodo de su volatilidad, los incentivos a la eficiencia energética a través del aumento de la competencia y el incremento de la confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio.

Para aprovechar esos y otros beneficios de la integración muchos países, principalmente de Europa, han optado por crear mercados eléctricos regionales en los cuales existe competencia en la compra y venta de electricidad. No obstante, en América del Sur la configuración de un mercado eléctrico regional que siga la estructura establecida en Europa es una opción que aún parece lejana, dadas las asimetrías económicas y sociales y, principalmente, debido a la adopción de reglas y normas de comercialización de energía diferentes entre los países suramericanos, que dificultan en mayor medida el proceso de integración regional.

A pesar de dichas dificultades, el gobierno brasileño ha construido y mantenido interconexiones de energía eléctrica con Paraguay (hidroeléctrica binacional de Itaipú), Argentina (estación convertidora de Garabí), Uruguay (estación convertidora de Rivera) y Venezuela (Línea de Transmisión de Roraima – Guri)<sup>6</sup>. Tales proyectos han

---

<sup>1</sup> ISBN: 978-85-7773-871-7

<sup>2</sup> Profesor del Instituto de Economía de la Universidad Federal de Río de Janeiro (UFRJ) y coordinador del Grupo de Estudios del Sector Eléctrico (GESEL)

<sup>3</sup> Economista e investigador del GESEL-UFRJ.

<sup>4</sup> Profesor e Investigador del GESEL-UFRJ.

<sup>5</sup> Economista e Investigadora del GESEL-UFRJ.

<sup>6</sup> Anexo se encuentra el análisis de estos proyectos de integración eléctrica entre Brasil y Argentina, Paraguay, Venezuela y Uruguay.

sido desarrollados para atender soluciones puntuales y/o aprovechar oportunidades específicas, sin contar con el apoyo de una política estratégica de integración energética entre Brasil y los demás países de la región.

Así mismo, existen algunos proyectos de integración eléctrica que aún están en etapa de discusión, de los cuales es posible destacar: la construcción de la nueva estación convertidora y la línea de transmisión para reforzar la capacidad de intercambio de energía entre Uruguay y Brasil; la construcción de dos centrales hidroeléctricas binacionales, Garabí y Panambí en el río Uruguay, ubicadas en la frontera entre Brasil y Argentina, que actualmente se encuentra en la fase de estudios ambientales y de ingeniería; la edificación de una hidroeléctrica binacional con Bolivia en el río Madera que aún está en el proceso de discusión inicial; las hidroeléctricas en Perú para abastecer el mercado interno, generando excedentes de energía que podrían ser exportados al mercado brasileño, bajo los términos del Tratado firmado entre Brasil y Perú en 2010<sup>7</sup>; y la construcción de hidroeléctricas en Guyana y Bolivia que también están en una fase de análisis preliminar deben exportar parte de la energía producida al mercado brasileño.

Por consiguiente, el objetivo del presente estudio es comprender, delimitar y analizar el proceso de integración eléctrica de la región, tomando como eje central de análisis la relación de Brasil con los demás países del cono sur. Para ello, este trabajo ha sido organizado en seis secciones, incluyendo esta introducción. La segunda sección examina las características más importantes de la matriz eléctrica brasileña y su potencial para la generación de electricidad a partir de recursos locales, así como las principales limitaciones del marco regulatorio y comercial del país. En la tercera sección, se explica en qué consiste el modelo comercialización brasileño. En la cuarta sección se pretenden mostrar las restricciones impuestas por el modelo de comercialización de Brasil ante una plena integración de los mercados, como es el caso del modelo practicado en Europa. La quinta sección describe la experiencia brasileña de integración eléctrica, mientras que en la sexta sección se evalúa el potencial de importación y exportación de energía eléctrica en el ámbito regional actual.

Finalmente, se presentan las conclusiones del estudio que, a nivel general, muestran la integración regional con la participación directa de Brasil como la opción más factible para los proyectos binacionales e intercambios de excedente de corto plazo, debido a las diferencias entre el modelo de comercialización de electricidad utilizado

---

<sup>7</sup> Este documento está disponible en la página web del Ministerio de Energía y Minas de Perú: <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Electricidad/acuerdo%20peru%20brasil%2016%20julio%202010.pdf>

en Brasil y los modelos de los países fronterizos. De forma complementaria, en anexo, se desarrolla una síntesis analítica sobre las diversas experiencias de integración eléctrica entre Brasil y los países vecinos.

## 2. El sistema eléctrico brasileño

Esta sección tiene como propósito mostrar las principales características del sistema eléctrico brasileño, a través del análisis detallado de la matriz eléctrica, las perspectivas de expansión y el modelo de regulación vigente desde 2004, que son considerados elementos fundamentales para evaluar las posibilidades de integración eléctrica entre Brasil y América Latina.

### 2.1 La matriz eléctrica de Brasil

La capacidad total instalada del Sistema Eléctrico Brasileño - SEB - fue de 139,8 GW en 2014 (MME, 2015) mientras que la capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional<sup>8</sup> - SIN- para ese mismo año fue de 128,4 GW<sup>9</sup>, en donde 73,1% de la capacidad pertenece a las hidroeléctricas.

**Tabla 1: Capacidad instalada de generación eléctrica de Brasil por fuente en 2014**  
(% del Total)

Fuente	SIN	Sistemas Aislados	Auto-producción	Total Brasil
Hidráulica	73,1	21,7	8,8	68,0
Nacional	68,7	6,3	8,8	63,8
Importada	4,4	15,4		4,2
Térmica	21,5	78,3	91,2	27,1
Nuclear	1,5			1,4
Eólica	3,8		0,015	3,5
Solar	0,009		0,038	0,011
Total	100,0	100,0	100,1	100,0
<b>Total (GW)</b>	<b>128,4</b>	<b>1,3</b>	<b>10,1</b>	<b>139,8</b>

Fuente: Ministerio de Minas y Energía (2015, p. 10)

<sup>8</sup> El Sistema Interconectado Nacional (SIN) interconecta los grandes centros de consumo, así como las cuencas donde están ubicados los principales emprendimientos hidroeléctricos.

<sup>9</sup> El resto de la capacidad instalada se divide entre 1,3 GW de sistemas aislados y 10,1 GW pertenecientes a las instalaciones privadas destinadas a la autoproducción, primordialmente, en establecimientos industriales.

La producción total del mercado eléctrico brasileño fue de 624,2TWh en 2014, de los cuales 566,7TWh fueron dirigidos al SIN (MME, 2015). El análisis de la participación de las diferentes fuentes en la producción de electricidad, muestra el papel preponderante de la energía hidroeléctrica en el suministro de la carga del SIN, incluso ante el cambio de paradigma de la matriz eléctrica y de la crisis hidrológica que viene atravesando el sector desde 2012. De acuerdo con los datos de la Tabla 2, el 71% de la energía producida para el SIN en 2014 era de naturaleza hídrica, mientras que las termoeléctricas contribuyeron con el 24,1% de la energía, lo cual evidencia su elevada importancia en la matriz eléctrica. También vale la pena resaltar que, en ese mismo año, la energía eólica representó el 2,2% del suministro del SIN y la generación nuclear aportó el 2,7% de la energía del sistema.

**Tabla 2: Producción eléctrica por fuente en 2014**  
(% del Total, TWh)

Fuente	SIN	Sistemas Aislados	Auto-producción	Total Brasil
Hidráulica	71,0	27,5	6,5	65,2
Nacional	65,2	11,6	6,5	59,8
Importada	5,8	15,9	-	5,4
Térmica	24,1	72,5	93,5	30,3
Fósil	20,1	71,8	49,1	22,9
Renovable	4,1	0,7	44,3	7,4
Nuclear	2,7	-	-	2,5
Eólica	2,2	-	-	2,0
Solar	0,002	-	0,010	0,003
Total	100,0	100,0	100,0	100,0
<b>Total (TWh)</b>	<b>566,7</b>	<b>5,3</b>	<b>52,2</b>	<b>624,2</b>

Fuente: Ministerio de Minas y Energía (2015, p. 7)

En los años de hidrología normal, el sistema eléctrico brasileño se caracterizaba por satisfacer el consumo, casi exclusivamente, a través de centrales hidroeléctricas, otras plantas de energía con costos variables nulos (cogeneración y generación eólica) y plantas que tienen contractualmente una producción mínima, como las centrales nucleares (Angra I y Angra II) y las termoeléctricas con contratos *take-or-pay* para la compra de combustible, dejando la mayor parte del parque térmico como reserva del sistema. Sin embargo, como se observa en la Tabla 3, la producción térmica ha sido más representativa desde 2012, debido a un factor coyuntural y a un componente estructural.

El factor coyuntural se refiere a la crisis hidrológica por la que está pasando Brasil desde finales de 2012, lo que obligó al Operador Nacional del Sistema Eléctrico Brasileño (ONS) a despachar todas las centrales termoeléctricas (CT) por un largo período de tiempo. En muchos casos, el tiempo de accionamiento de las CT, que en la mayoría de los casos fueron contratadas para operar como reserva para la generación hidráulica, superó considerablemente las expectativas. Entre 2012 y 2014, las plantas

de energía contratadas en las subastas de 2007, superaron la proyección inicial de activación para la duración total del contrato de 15 años, lo cual produjo problemas técnicos de operación y mantenimiento (CASTRO *et al*, 2014).

El componente estructural está relacionado con un cambio en la distribución de la matriz de generación eléctrica, a partir de la disminución de la participación de la energía hidroeléctrica en el mix de generación. Dicho cambio refleja, por un lado, las dificultades que ha enfrentado el gobierno para obtener permisos ambientales con el fin de construir nuevas centrales hidroeléctricas y, por otro lado, el predominio reciente de proyectos hídricos a filo de agua, que tienen embalses con capacidad de almacenamiento para pocos días.

Las centrales a filo de agua tienen un impacto ambiental menor, pero disminuyen la posibilidad de ajustar la oferta hídrica durante todo el año ya que la capacidad de almacenamiento de energía del sistema se ve reducida con relación a la carga. Esta disminución en la capacidad de regulación del sistema evidencia la necesidad de diversificar el parque hidráulico, principalmente, para satisfacer la demanda durante el periodo seco del año (Castro *et al*, 2012). Así, la matriz energética brasileña necesita fuentes de energía complementarias y, de acuerdo con la Tabla 3, tiende a tener una participación mayor de otras fuentes de energía en la producción anual, entre las que se destacan las centrales termoeléctricas con combustibles fósiles.

**Tabla 3: Generación de energía eléctrica despachada o programada por la ONS para el SIN (2005-2014).**

Año	Hidráulica (%)	Térmica (%)
2005	92,4	5,1
2006	91,8	4,8
2007	92,8	4,3
2008	88,6	8,1
2009	93,3	3,7
2010	88,8	7,9
2011	91,2	5,3
2012	85,9	10,4
2013	78,7	17,7
2014	73,0	23,0

Fuente: ONS (2015, a). Histórico de operación.

Con relación al sistema de transmisión brasileño, éste tiene más de 100 mil kilómetros de líneas eléctricas y fue construido para optimizar la producción hidroeléctrica a través del intercambio de grandes cantidades de energía a largas distancias. La Figura 1 muestra los centros de carga y las cuencas hidrológicas más relevantes que están siendo explotadas actualmente junto con sus principales interconexiones.

Dicho sistema de transmisión permite aprovechar la gran diversidad hídrica existente en el país. Así, el ONS puede utilizar con mayor intensidad las cuencas, que en ciertas épocas del año tienen abundantes recursos hídricos, para ahorrar el agua de los embalses de otras centrales hidroeléctricas y reducir la necesidad de activar las plantas termoeléctricas. De esta forma, en la medida en que las hidroeléctricas a filo de agua de la región amazónica se vayan integrando al parque generador eléctrico simultáneamente con el aumento de la demanda, el ONS tendrá que operar las represas existentes promoviendo una variación mayor del nivel de estos embalses en períodos cortos de tiempo (CASTRO et al, 2012) y habrá una necesidad más grande por fuentes energía complementarias al parque hídrico.

En la Figura 1, también se puede observar el esquema de las principales cuencas hidrográficas con proyectos hidroeléctricos, los ejes de transmisión más importantes y las interconexiones de Itaipu Binacional –que tiene una participación relevante en el mercado eléctrico brasileño<sup>10</sup>– con Argentina, a través de la estación convertora de Garabí, y Venezuela.

**Figura 1: Integración Electro-energética de Brasil (2014)**



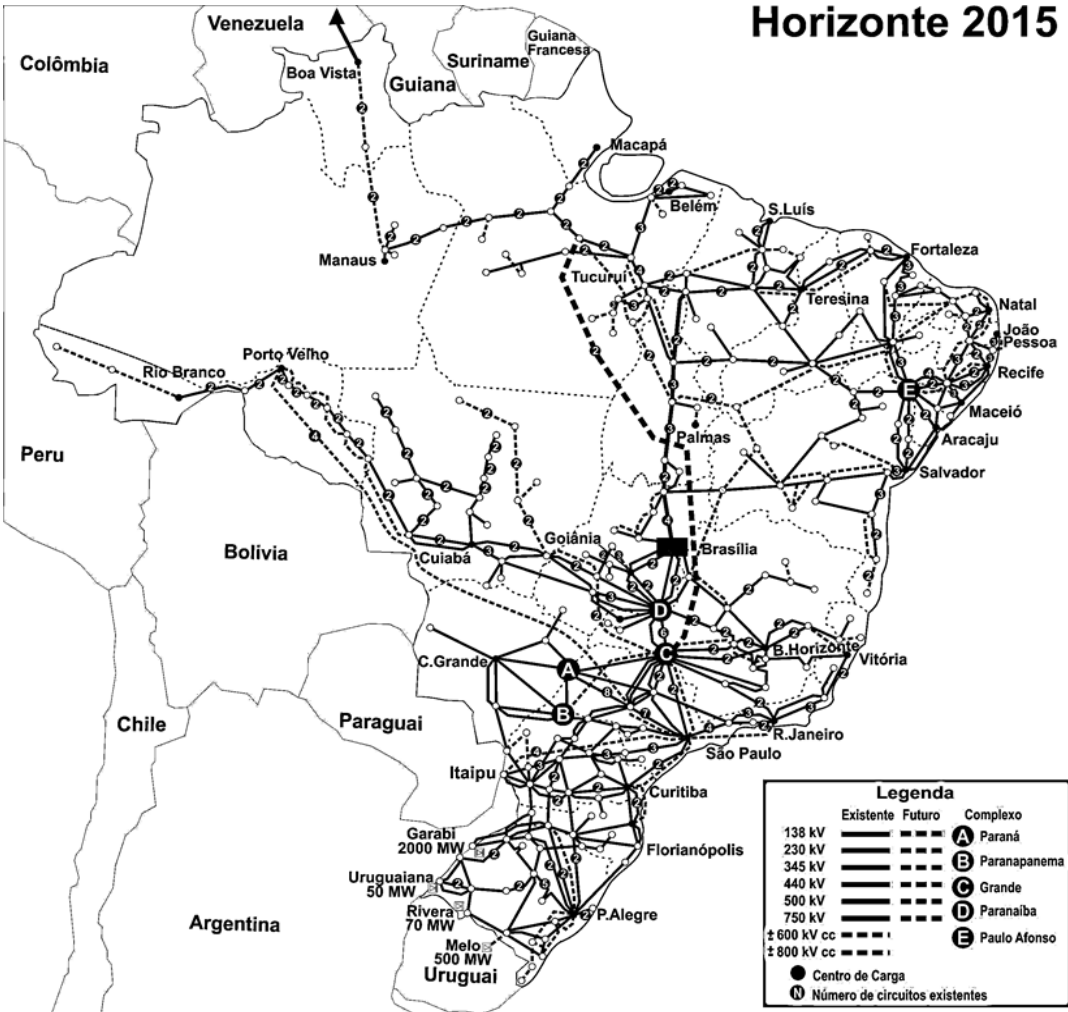
Fuente: ONS (2015, b). Mapas del SIN

<sup>10</sup> En 2014, el 14% de la energía del mercado brasileño fue suministrada por Itaipu Binacional (ITAIPU BINACIONAL, 2015 a).



En la Figura 2 se presenta de forma detallada el sistema de transmisión de alta tensión (denominado Red Básica, operado por el ONS) y se encuentran indicadas las líneas de interconexión internacionales de menor envergadura: Uruguayana (Argentina-Brasil), Rivera-Livramento (Uruguay-Brasil) y Roraima-Guri (Venezuela-Brasil), además de las líneas internacionales que aún deben ser construidas, como Melo (Uruguay-Brasil).

**Figura 2: Red de Transmisión Brasileña (2015)**



Fuente: ONS (2015, b). Mapas del SIN.

**2.2. Potencial energético y perspectivas de la matriz eléctrica**

Durante la década del 70 y gran parte de los 80, la dependencia energética externa de Brasil fue creciendo hasta representar el 46% de las necesidades totales del país (EPE, 2007; p.24). En 2014, la dependencia externa fue del 12,7% del total de energía requerida por el sistema (EPE, 2015; P.102). Aunque esa dependencia de la energía

proveniente de otros países ha disminuido sustancialmente desde las décadas de los 70 y 80, en los últimos cinco años (2010-2014) ha mostrado una tendencia creciente. Como se puede observar en la Tabla 4, hubo un aumento de las importaciones de combustibles entre 2010 y 2014, principalmente, en la importación de gas natural (que creció 53%), y carbón (con un incremento del 23%). Esta tendencia en las importaciones se acentuó aún más a partir de 2012, en gran parte, debido a un mayor despacho de centrales térmicas.

**Tabla 4: Dependencia externa e importación de energía de Brasil (2010 - 2014)**

(10<sup>3</sup> tep)

<b>Importación</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>
Petróleo	17.516	17.140	17.855	20.373	18.082
Gas Natural	11.130	9.223	11.602	14.926	17.001
Carbón	10.867	12.206	11.154	12.044	13.416
Gasóleo	7.638	7.914	8.241	8.501	9.561
Otros	23.595	24.978	31.321	23.751	23.795
<b>Total (10<sup>3</sup> tep)</b>	<b>70.746</b>	<b>71.461</b>	<b>80.173</b>	<b>79.595</b>	<b>81.855</b>
<b>Dependencia externa (%)</b>	<b>7,6</b>	<b>7,9</b>	<b>10,7</b>	<b>14,4</b>	<b>12,7</b>

Fuente: Balanço Energético Nacional 2015 (p. 102, 104)

Con respecto a la energía eléctrica, casi la totalidad de las importaciones corresponde a la compra de una proporción considerable de energía de Itaipu Binacional perteneciente a Paraguay, que en 2014 representó el 5,8%<sup>11</sup> de la energía eléctrica suministrada al SIN (MME, 2015; p.7).

El pronóstico oficial para el sector eléctrico prevé un aumento significativo del consumo en los próximos años<sup>12</sup>, que será atendido únicamente por las plantas de generación de carácter nacional. Sin embargo, aunque haya una gran diversidad y cantidad de fuentes de energía para ser utilizadas en una escala aceptable y exista viabilidad económica, Brasil necesitará importar combustibles fósiles para la generación termoeléctrica, en particular, en forma de GNL. A continuación se analizan las perspectivas del abastecimiento de energía a partir del potencial hidroeléctrico remanente, los recursos eólicos y la generación solar, la biomasa y los combustibles fósiles.

El sistema eléctrico de Brasil cuenta con un portafolio de proyectos nacionales que permite la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica. El Plan Decenal de

<sup>11</sup> Este valor no corresponde al total de la energía ofrecida por Itaipu Binacional al sistema eléctrico brasileño sino a la parte de la energía de Itaipu que es exportada por Paraguay.

<sup>12</sup> De acuerdo con la EPE (2014, p. 35), el consumo de energía eléctrica en 2023 será de 780,4 TWh, 45% más que el consumo registrado en 2014 (535,2 TWh).

Expansión de Energía (PDE 2023), elaborado por la estatal Empresa de Investigación Energética (EPE, por sus siglas en Portugués), además de contemplar los proyectos ya contratados en las Subastas de Energía Nueva para entrar en funcionamiento entre 2014 y 2018, por un total de 30.043 MW (EPE, 2014 ;. p 80), también tiene como expectativa suplir la necesidad de energía adicional para satisfacer la demanda hasta 2023 (estimada en 41.044 MW<sup>13</sup>), principalmente, con la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas (14.679 MW), seguido de centrales termoeléctricas (7.500 MW) y a partir del uso de fuentes alternativas de energía (eólica, cogeneración a partir de biomasa y pequeñas centrales hidroeléctricas).

Todavía existe un gran potencial hidroeléctrico a ser explotado en Brasil, alrededor de 260GW (TOLMASQUIM, 2011). El potencial hidroeléctrico restante se concentra en el bioma amazónico y, por ello, la frontera brasileña de energía se expande hacia el Amazonas a través de la construcción de grandes centrales hidroeléctricas (CASTRO, 2007)<sup>14</sup>. Se estima que en 2023 la región norte del país tendrá una expansión en la capacidad de generación de 30.504 MW, adicionales a los 14.506 MW ya existentes en 2013 (EPE, 2014; p.78). La mayor parte de esta expansión se llevará a cabo con centrales a filo de agua, lo cual requerirá de la contratación de generación complementaria al parque hídrico debido a la baja capacidad de ajuste del sistema. Sin embargo, cabe señalar que existe un cierto grado de complementariedad en la estacionalidad hidrológica de los proyectos hídricos incluidos en el PDE 2023, sobre todo entre los regímenes hidrológicos de las región Sur y del Amazonas con la región Sudeste/Centro-Oeste, donde se encuentran los reservorios más grandes del sistema eléctrico actual.

El PDE 2023 también prevé una expansión importante del parque termoeléctrico, alrededor de 7500 MW entre 2019 y 2023, mientras que la expansión contratada para iniciar en el año 2016 es de 1.446 MW (EPE, 2014. P. 88). Esta expansión en la producción de energía térmica depende, fundamentalmente, de la disponibilidad de combustibles fósiles. Se estima que la expansión del parque térmico dependerá básicamente de la cantidad gas natural disponible. A su vez, la oferta de gas natural en Brasil está condicionada a tres factores: la producción nacional, las importaciones a través del gasoducto Bolivia-Brasil y la importación de gas natural licuado - GNL.

---

<sup>13</sup> Según los datos de la EPE (2014, p. 78) 71.087 MW serán agregados al sistema hasta 2023, de los cuales 30.043 MW entrarán en funcionamiento a partir de 2018.

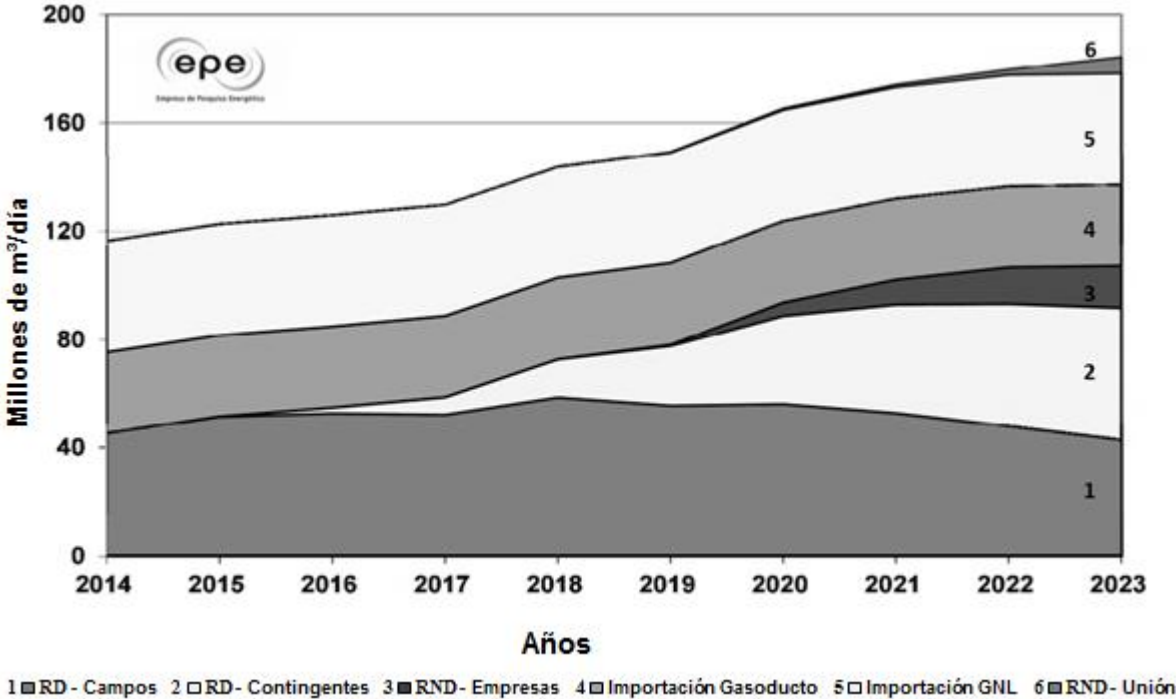
<sup>14</sup> Las hidroeléctricas más importantes que están en proceso de construcción son: Santo Antônio (3.150 MW) y Jirau (3.750 MW), ambos ubicados en río Madeira estando en etapa final de motorización, la hidroeléctrica de Belo Monte (11.233 MW) en el río Xingú y Teles Pires (1.820 MW) en el río del mismo nombre. También, existen varios proyectos en proceso de licencia ambiental, el más grande de todos es el complejo Tapajós, con una capacidad de más de 11 mil MW. Se estima que el potencial hidroeléctrico en la cuenca amazónica es superior 100 mil MW, razón por la cual el gobierno nacional ha tenido como prioridad de política energética mantener un fuerte ritmo de las inversiones en hidroelectricidad en esta región. Tal decisión ha sido supeditada a la obtención de licencias ambientales en plazos compatibles con la necesidad de satisfacer el crecimiento de la demanda.

La EPE ha proyectado un aumento de 170% de la producción bruta nacional de gas natural en 2023 con respecto a la producción bruta de 2013 (EPE, 2014; p.222), que pasa de 76,15 a 205,7 millones de m<sup>3</sup>/día. Esta proyección considera, además de las reservas totales, los recursos contingentes y acumulaciones aún por descubrir. Si se tienen en cuenta sólo los recursos descubiertos, se estima que la producción de gas natural es 179,64 millones de m<sup>3</sup>/día.

Además de la producción nacional, en el Gráfico 1 se evidencia que el suministro de gas natural en Brasil continuará dependiendo en gran medida de los recursos importados tanto de Bolivia, a través del gaseoducto, como de otros países (transportado en forma líquida - GNL).

**Gráfico 1:**

**Oferta de gas natural para la red integrada de Brasil (2014-2023)\***



Fuente: EPE (2014), PDE 2023 (p.293)

\* RD= Recursos descubiertos, RND= Recursos no descubiertos

En cuanto a la demanda de gas para todos los tipo de uso (industrial, residencial, vehículos y generación térmica), se calcula que en el escenario de mayor consumo para 2023 (un año de hidrología muy baja, en el cual las termoeléctricas a base de gas son activadas de forma continua), el consumo interno podría alcanzar 197 millones de m<sup>3</sup>/día, llegando alrededor de 127,7 millones de m<sup>3</sup>/día en los años en que la hidrología está dentro del promedio histórico (EPE, 2014; p.47).

El sector eléctrico de Brasil es un cliente importante para los productores de gas, ya que proporciona contratos de compra de electricidad<sup>15</sup> a largo plazo vinculados a contratos de suministro de gas a largo plazo. Por lo tanto, el aumento de la generación de energía eléctrica a partir de gas natural no sólo es una alternativa factible sino necesaria, teniendo en cuenta los cambios en la matriz energética brasileña donde la generación térmica tendrá un papel fundamental, no solamente como *backup* del sistema sino también como fuente de generación de base, al menos durante el período seco del año.

Un ejemplo específico de la importancia de las fuentes térmicas en la matriz eléctrica brasileña, es el contrato de suministro obtenido por una gran termoeléctrica, que utilizará GNL importado<sup>16</sup> (1.515 MW) perteneciente al consorcio GPE SERGIPE, al ofrecer energía eléctrica a un precio de 279 R\$/MWh en la última subasta de energía nueva realizada en abril de 2015 con el fin de adquirir nuevos proyectos en 2020 (denominada subasta A-5) (ANEEL, 2015). Este proyecto, además ser un indicador de la competitividad del GNL en la generación térmica, rompe la dependencia del sector en la oferta de gas natural de Petrobras.

En lo que respecta a otras fuentes alternativas, sobresale la inserción de la energía eólica en la matriz energética. En 2001, el potencial calculado con base en la tecnología de torres eólicas de 45 metros y aerogeneradores de baja capacidad era de 143 GW. Sin embargo, al tener en cuenta el surgimiento de nuevas tecnologías con turbinas eólicas cada vez más potentes el potencial estimado es de 350 GW (ESI, 2014; p.391).

Sólo a partir de 2005, Brasil comenzó a explotar el gran potencial eólico existente en el país y ha logrado una reducción en los costos mayor que las previsiones más optimistas. La competitividad de esta fuente renovable de energía se ha evidenciado en el incremento de la contratación de proyectos eólicos. Por ejemplo, en las subastas de energía nueva y de reserva llevadas a cabo en 2014 y 2015<sup>17</sup> se contrataron 2.874 MW de energía eólica. Hasta ahora, Brasil ha contratado más de 7.000 MW de capacidad instalada de energía eólica, incluyendo los contratos firmados en las subastas de 2014 y 2015, para comenzar a operar entre 2016 y 2020 (ANEEL, 2015). Considerando el escenario actual de precios y el potencial eólico existente en el país, se espera que el ritmo de contratación siga una trayectoria creciente en los próximos años y permita el incremento de la participación de la energía eólica en la matriz de generación eléctrica brasileña.

---

<sup>15</sup> Estos contratos, normalmente, tienen una duración de 15 años.

<sup>16</sup> La CT se instalará en Porto Sergipe con un costo aproximado de construcción de R\$ 3,2 mil millones. El proyecto incluye la construcción de una terminal de regasificación para el funcionamiento de la CT. (GENPOWER GROUP, 2015).

<sup>17</sup> Subasta 19 A-3 (junio de 2014), subasta 20 A-5 (noviembre de 2014), subasta de energía alternativa (abril de 2015), subasta 21 A-3 (abril de 2015) y subasta 22 A-3 (agosto 2015).

De acuerdo con la información anterior, el aumento de la participación de la energía eólica en la matriz energética ha ocurrido y seguirá ocurriendo, a través de mecanismos de mercado mediante subastas, sin ayuda de tarifas *feed-in* como sucede en otros países (Castro et al, 2010). Además de las opciones de generación hídrica, térmica a gas y eólica, Brasil cuenta con la cogeneración a partir de biomasa residual de la caña de azúcar como otra alternativa competitiva. El potencial de producción técnica de esta fuente para el SIN en promedio permitiría ofrecer 7,7 GW hasta 2023, de los cuales, cerca de 1,4 GW ya fueron contratados para comenzar el suministro en 2018 (EPE, 2014; p. 90).

A diferencia de la energía eólica, la capacidad instalada de la energía solar en el país aún es muy pequeña. No obstante, existe la expectativa de un aumento de la participación de esta fuente en los próximos años. De hecho, en la subasta de energía de reserva que tuvo lugar en octubre de 2014 se contrataron 889,6 MW de energía solar a un precio promedio de 215,3 R\$/MWh (ANEEL, 2015 a).

En el PDE 2023 (EPE, 2014) no existe un pronóstico para cualquier aumento de las importaciones de electricidad. Sin embargo, esta posición no significa que los proyectos internacionales relacionados con importaciones de energía producida en los países vecinos dejen de ser ejecutados<sup>18</sup>. Dichos proyectos podrán ser incorporados en la planeación, pero dependerán directamente de las negociaciones que favorezcan la contratación de energía firme en el mercado brasileño.

Hasta ahora, no hay estudios consistentes que viabilicen los contratos de importación de mediano y largo plazo en el entorno regulatorio actual del país. En vista de la experiencia fallida del contrato de importación de energía firme con Argentina<sup>19</sup>, no se prevé en el corto o mediano plazo, el gran interés por parte del gobierno brasileño en facilitar la importación de energía firme, excepto a través de proyectos binacionales basados en la experiencia exitosa de Itaipu Binacional. De cualquier forma, como las negociaciones para los proyectos eventuales de importación de energía involucran acuerdos entre los gobiernos, más allá del ámbito que le compete a la EPE, estos no están en la planificación del sector eléctrico.

---

<sup>18</sup> Desde el punto de vista de la mecánica de planificación en un horizonte decenal va a ser fácil incluir una previsión de la importación de energía si los proyectos avanzan. Cada año, la EPE vuelve a elaborar la planeación observando diez años hacia adelante. En los primeros cinco años el horizonte se encuentra definido, dado que, ya existen proyectos contratados en subastas de energía de nueva. Durante los últimos cinco años la planificación puede ser modificada de manera significativa a medida que se presenten nuevos hechos o se establezcan nuevas directrices.

<sup>19</sup> Ver anexo.

## 2.3 Características del Modelo del Sector Eléctrico Brasileño

Las condiciones institucionales, regulatorias y comerciales son muy importantes para posibilitar la explotación del potencial energético nacional. No es suficiente para un país mantener un gran potencial de energía si los acuerdos institucionales, regulatorios y comerciales no son del todo coherentes. El modelo del sector eléctrico brasileño, aprobado en 2004, ha demostrado ser eficiente y tener la capacidad de garantizar el equilibrio dinámico entre la oferta y la demanda de electricidad a costos competitivos. Sin embargo, el cambio en la matriz energética del país tiene implicaciones directas sobre el *modus operandi* del sistema eléctrico, siendo necesario realizar ajustes al modelo del sector (Castro *et al*, 2012).

Por un lado, las llamadas Subastas de Energía Nueva, creadas a partir del nuevo modelo de 2004, son disputas públicas sobre los contratos de energía a largo plazo<sup>20</sup> que tienen como objetivo abastecer el mercado regulado<sup>21</sup>. En concordancia con estas subastas, el BNDES ofrece financiación a largo plazo en la modalidad *Project Finance* para todas las propuestas vencedoras, aceptando como garantía de financiación el flujo de caja de los contratos a largo plazo de compra y venta de electricidad. Este modelo de negocio ha atraído el interés de los inversionistas, teniendo como resultado precios decrecientes para la energía proveniente de nuevos proyectos, como se puede verificar en el Gráfico 2.

También, en el Gráfico 2 se puede evidenciar que, como una consecuencia del cambio en la matriz eléctrica brasileña, el precio de la energía pactada en las subastas realizadas durante 2014 y 2015 (con fecha de inicio de abastecimiento entre 2017 y 2020) ha sido superior que el valor de los proyectos contratados antes de 2014. Esto se debe a la mayor contratación de fuentes térmicas, incluyendo las plantas que funcionan con GNL, y a la integración de la energía solar, que incrementó el precio medio de las fuentes renovables.

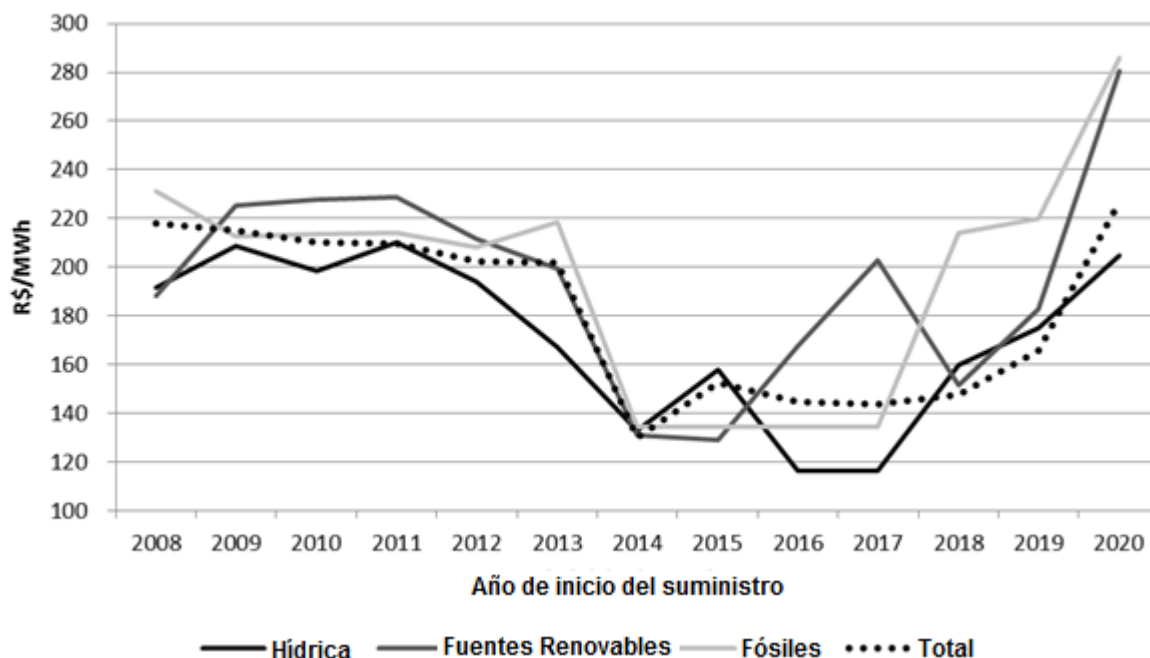
---

<sup>20</sup> Hasta 30 años para centrales hidroeléctricas y 15 años para termoeléctricas.

<sup>21</sup> Para mayor información sobre las subastas de energía y su papel en el modelo del sector eléctrico brasileño ver TOLMASQUIM (2011); D'ARAUJO (2009) y CASTRO (2005), entre otros.

**Gráfico 2:**

**Precio medio de venta en las subastas de Energía Nueva<sup>22</sup> durante 2005 y 2015**  
(R\$/MWh)



Fuente: CCEE (2015) - Resultado Consolidado de las subastas.

El modelo de contratación de energía mediante subastas ha sido una herramienta importante y flexible para la planeación de la expansión de la generación<sup>23</sup>. El gobierno puede dirigir la contratación de nuevos proyectos a un perfil deseable de acuerdo con la matriz estratégica establecida en los estudios de planificación para los próximos diez años o más. Las reglas de los términos de referencia de cada subasta pueden ser redactadas de tal forma que restrinjan (o aumenten) la disputa entre y dentro de las fuentes de energía.

Por otro lado, la disminución de la "reserva estratégica" de las centrales hidroeléctricas con grandes embalses, exige un cambio en el paradigma de funcionamiento del sistema eléctrico, un tema que se volvió evidente con la crisis hídrica de 2012 a 2015. A partir de la entrada en operación de las plantas a filo de agua de la región amazónica, la configuración del sistema comienza a demandar un mayor desempeño de las plantas con capacidad de regularización, provocando grandes alteraciones en el nivel de los reservorios durante períodos de tiempo más cortos, lo cual obliga a una mayor activación de las térmicas para satisfacer los requisitos estacionales de la carga (EPE, 2014). En este escenario, además del cambio

<sup>22</sup> Precio actualizado a septiembre de 2015 y calculado por la CCEE en función del IPCA, son considerados todos los proyectos contratados desde 2005 a 2015 en las subastas de energía nueva y energía de reserva, las subastas de fuentes alternativas y la subasta estructurante.

<sup>23</sup> Para un análisis detallado del tema, ver CASTRO, BRANDÃO y DANTAS (2011)



en los estándares de funcionamiento, se presenta la necesidad de complementar el parque hídrico con otras fuentes de energía para cubrir la carga en la estación seca (CASTRO *et al*, 2012).

La política energética también está articulada con la política industrial, lo cual es posible verificar en los proyectos de generación eólica. La financiación obtenida a largo plazo del BNDES está condicionada a la compra del equipo dentro de los índices de nacionalización preestablecidos. Por ejemplo, la contratación de una cantidad cada vez mayor de energía eólica ha provocado el establecimiento en el país de las empresas líderes en la producción de equipos de energía eólica a nivel mundial, incrementando la competencia y contribuyendo en la disminución de los costos de esta fuente en las subastas de energía nueva.

Aunque Brasil tiene muchas alternativas para la generación de electricidad a partir de recursos naturales y un modelo que le permite la ejecución de proyectos a bajo costo, la necesidad de energía firme y la relativa escasez local de gas pueden crear oportunidades de integración energética.

Por una parte, la estacionalidad de los flujos entre los regímenes hidrológicos del sureste/centro oeste del país (donde se encuentran los embalses de más capacidad de regularización) y el régimen hidrológico de la región sur y la región amazónica (EPE, 2014; p. 84) ha permitido la evolución de los proyectos binacionales con Bolivia<sup>24</sup> y Argentina<sup>25</sup> para la explotación en conjunto de los recursos naturales.

Por otra parte, la creciente necesidad de gas natural a precios competitivos ha creado oportunidades únicas en la importación de GNL para la producción de electricidad, además del interés de las empresas de los países vecinos, con disponibilidad de este recurso<sup>26</sup>, de invertir en el mercado eléctrico de Brasil mediante la construcción plantas termoeléctricas.

---

<sup>24</sup> El 17 de julio de 2015 se firmó la Adenda del Memorando de Entendimiento relacionado con energía eléctrica entre el Ministerio de Minas y Energía de República Federal de Brasil y el Ministerio de Hidrocarburos y Energía de Bolivia (firmado el 17 de diciembre de 2007), cuyo objetivo es facilitar los estudios de factibilidad financiera, técnica y ambiental para la construcción de una hidroeléctrica binacional en la cuenca del río Madera.

<sup>25</sup> Desde 2012 la Unión Transitoria de Empresas, a partir de la solicitud de Eletrobrás y Ebisa, ha desarrollado los estudios ambientales y de ingeniería y el plan de comunicación social de las centrales de Garabí y Panambí ubicadas en el río Uruguay en el trayecto binacional entre Brasil y Argentina (ELETROBRAS, 2010).

<sup>26</sup> Este es el caso específico de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica de Bolivia (ENDE), que ha considerado la posibilidad de construir una planta térmica para el abastecimiento del mercado brasileño utilizando, fundamentalmente, el gas boliviano.

### 3. El modelo de comercialización de Brasil

A diferencia de otros países de la región, el modelo de comercialización de energía eléctrica en Brasil no se basa en la compra y venta física de energía, ya que todos los consumidores - cautivos y libres - son obligados a contratar energía a través de un mecanismo financiero que no implica, necesariamente, la entrega física de energía por parte de la empresa de generación. Los agentes del sector eléctrico pueden comprar y vender contratos que representen una garantía de suministro de energía y no la energía propiamente dicha.

Por ejemplo, un consumidor industrial que opera en el mercado libre puede ser objeto de sanciones, si consume un volumen de energía de la red mayor que la cantidad de los contratos que ha firmado de "energía garantizada" (o de "garantía física"). Por otro lado, un agente generador que no tenga un contrato estaría inhabilitado para vender energía a este consumidor, inclusive si su planta está inactiva y lista para ofrecer energía. La lógica detrás de esta regla de mercado es que la responsabilidad de cumplir con la demanda del consumidor no recae sobre generador individual, que no tiene poder de gestión sobre su unidad de producción de energía, sino que el sistema es operado de forma óptima y centralizada por el ONS<sup>27</sup>.

Este modelo de comercio fue diseñado para responder a las particularidades del sistema eléctrico brasileño, principalmente de las hidroeléctricas, en un ambiente de negocios que atravesó por un proceso de liberalización con la introducción de mecanismos de mercado en la comercialización de energía a partir de los años 90<sup>28</sup>. El perfil de precios de la energía generada a corto plazo fue un problema que debió ser solucionado a través de reglas del mercado, ya que un sistema como el de Brasil produce electricidad a costos esencialmente fijos: en su mayoría hidroeléctrica, pero

---

<sup>27</sup> La gestión centralizada y optimizada de los recursos hídricos de un sistema en la escala y dimensión como el de Brasil, permite reducir la dependencia de la energía hidroeléctrica con respecto a la incertidumbre de la hidrología local haciendo posible satisfacer una carga mayor que aquella que podría suministrar un sistema descoordinado de forma confiable. El sistema hídrico de Brasil comprende 1.180 hidroeléctricas (incluyendo las centrales hidroeléctricas pequeñas), ubicadas en decenas de cuencas, que se extienden sobre un área geográfica de dimensiones continentales y abarcan diferentes sistemas climáticos. El mejoramiento en la operación de este conjunto de plantas y los posibles recursos para la generación térmica complementaria permiten alcanzar beneficios económicos cuantificables, además de garantizar el cumplimiento de una carga total mucho mayor que la suma de las cargas que cada generador hídrico podría atender de forma aislada. Por tal razón técnica, Brasil intentó continuar con la centralización y optimización de la gestión de los recursos de generación y transmisión, incluso después del final del modelo de estado del sector eléctrico.

<sup>28</sup> En el modelo que estuvo vigente hasta el inicio de los 90, la lógica económica era garantizar la remuneración para las empresas del sector (la tarifa se calculaba de tal forma que abarcara los costos operacionales y retribuyera adecuadamente el capital invertido) y no la lógica de la compensación como resultado del funcionamiento del mercado.

también, energía eólica, cogeneración, generación térmica con contratos *take or pay* y, en menor medida, generación nuclear.

Es posible demostrar, a través de conceptos elementales de microeconomía, que el establecimiento de precios igual a cero se genera en las industrias donde la producción se basa, predominantemente, en los costos fijos y los productos se comercializan en un mercado competitivo. Los precios pueden ser nulos debido a que: (i) en los mercados competitivos el precio siempre es igual al costo marginal del productor menos eficiente; y (ii) el costo marginal de una industria que produce, únicamente, con costos fijos se presupone nulo. En este contexto, teniendo en cuenta las características del sistema eléctrico brasileño, si un mercado de energía a corto plazo fuera la base del modelo de comercialización, la mayoría del tiempo los precios serían mínimos o tenderían a cero, siendo significativos solamente en épocas de escasez de agua. Si los ingresos de los agentes generadores tuvieran como base los precios de mercado formados de esa manera, no serían suficientes para cubrir los costos en largos períodos de tiempo, es decir, cada vez que la hidrología sea lo suficientemente favorable para permitir el abastecimiento completo del consumo sólo a través de los generadores que tengan una estructura de costos basada en los costos fijos. Como resultado, la actividad de generación podría operar con una gran inestabilidad, el equilibrio económico y financiero amenazado, eliminando cualquier incentivo para invertir en nuevas instalaciones de generación.

Desafortunadamente, el sector eléctrico de Brasil sólo logró aprender estos principios básicos de microeconomía en la práctica, con la crisis del racionamiento en el período 2001-2002. Durante la época de la reforma liberalizante de los años 90, se creía que el mercado de energía podría operar en Brasil de forma semejante a los mercados europeos, donde el sistema eléctrico se fundamenta en la generación térmica a partir de combustibles fósiles, es decir, una producción con costos marginales significativos. En tales sistemas, el precio resultante de la comercialización de energía en un mercado físico permite la remuneración adecuada a un generador eficiente y emite las señales correctas para guiar la inversión en la expansión de la capacidad instalada. Sin embargo, en Brasil la tentativa de convertir el mercado de energía física en el referente de precios no tuvo mucho éxito. El resultado práctico fue el desincentivo total de la inversión, que provocó la crisis en el suministro de energía y el racionamiento obligatorio del 20% de la carga para todos los consumidores en 2001, año en el cual las lluvias fueron relativamente escasas.

Los problemas en el diseño del mercado de energía brasileño se corrigieron a través de la reforma de 2003-2004. El nuevo modelo garantiza y fomenta las condiciones de competencia en la generación de energía, pero esta ya no se da en el mercado de energía física, sino en el mercado de contratos financieros de "garantías físicas"<sup>29</sup>. La

---

<sup>29</sup> Por un lado, se tiene como requisito que el 100% del consumo de agentes debe ser respaldado por contratos financieros de "garantía física." Por otra parte, todas las necesidades de energía del mercado regulado debe ser suplida por contratos de largo plazo (hasta 30 años). La contratación para el mercado cautivo se realiza a través de subastas de energía nueva organizadas por el gobierno nacional

dinámica de las subastas de energía nueva es tal que el precio de los contratos de largo plazo tiene una tendencia convergente con el costo medio de la energía, una situación que nunca sería garantizada si el referente de precios fuera un mercado de energía física de corto plazo. Así mismo, al ofrecer contratos de largo plazo con ganancias altamente predecibles e indexadas a la inflación, las subastas de energía nueva lograron despertar un gran interés por parte de los emprendedores alcanzando resultados efectivos en la racionalización tarifaria.

Vale la pena realizar un análisis más profundo de la característica principal del modelo de comercialización brasileño, la “garantía física”, debido a su grado de especificidad y diferenciación con respecto a los modelos de los demás países de la región. Los contratos no son propiamente de energía, sino de energía garantizada, ya que cada planta eléctrica, recibe diferentes certificados del Ministerio de Minas y Energía (MME) que pueden ser comercializados a través de contratos con los consumidores, independientemente de la fuente. Estos certificados representan, por regla general, sólo una fracción de la energía producida por la central eléctrica.

El número de certificados que recibe cada planta de energía se calcula mediante una metodología oficial que radica en modelar el funcionamiento óptimo del SIN, con todas las instalaciones contratadas y los nuevos proyectos que quieran inscribirse en la subasta. En la primera etapa, el propósito del modelo es calcular la carga más alta (carga crítica, o garantía física) que pueda ser atendida por el sistema, teniendo en cuenta un criterio de seguridad (riesgo de déficit del 5% en un año determinado) y operando en condiciones de economicidad<sup>30</sup>. En la segunda etapa, la carga crítica del sistema se divide entre todas las unidades productivas del modelo, en donde la cuota que corresponde a cada unidad es su garantía física, correspondiente a los certificados de energía que pueden ser comercializados mediante contratos con los consumidores<sup>31</sup>.

Los contratos financieros tienen como base la capacidad del sistema para garantizar el cumplimiento de la carga. Dado que los consumidores deben adquirir contratos de energía con antelación – sobre todo los consumidores cautivos – cualquier

---

en nombre de los distribuidores, creando de esa forma una estructura de mercado en la cual existe un único comprador.

<sup>30</sup> Un problema común de los sistemas hídricos puros o de los sistemas dominados de forma masiva por la generación hidroeléctrica es la determinación de la carga crítica o garantía física del sistema. En el caso de los sistemas térmicos esta dificultad de garantía de suministro eléctrico es menos compleja, ya que las termoeléctricas son controlables por naturaleza, logrando producir energía cada vez que son puestas en funcionamiento. Por tal razón, en los sistemas térmicos es posible garantizar el abastecimiento de una carga que corresponda a la capacidad total instalada menos un margen de seguridad, el cual no se puede aplicar para los sistemas hídricos, pues la generación de las hidroeléctricas está intrínsecamente sujeta a incertidumbres. Aunque es factible estimar la producción promedio de un proyecto hídrico de largo plazo con cierta precisión, en el corto plazo la generación de electricidad está siempre condicionada por la hidrología local.

<sup>31</sup> Para analizar estos temas con mayor profundidad ver el estudio de Castro y Brandão (2010).

crecimiento previsto de la demanda de electricidad conduce a la necesidad de ampliar el número total de certificados de energía, lo cual sólo se puede hacer contratando la construcción de nuevas plantas eléctricas que, a su vez, permitirán al sistema responder por esta nueva carga de forma segura.

Esta estructura comercial ha demostrado ser la apropiada para garantizar el funcionamiento adecuado del sector eléctrico brasileño, pues a la vez que da señales económicas para las necesidades de expansión de la capacidad instalada, permite promover dicha ampliación a bajo costo a través de subastas para el mercado regulado.

Sin embargo, este es un sistema de comercio basado en el concepto de "garantía física", que sólo es coherente si el parque generador se representa como un sistema cerrado, operado de manera centralizada y óptima. Ningún país de América Latina ha adoptado un modelo comercial similar al de Brasil.

En general, la contratación de largo plazo en los países vecinos es opcional y no obligatoria; y los contratos son de energía propiamente dicha (y, eventualmente, de potencia) en lugar de "garantía física" como en el caso brasileño. También, a diferencia de lo que ocurre en Brasil, donde los precios reflejan en gran parte el nivel de hidrología (ENA - energía afluente natural) y la cantidad de agua almacenada en los embalses de las centrales hidroeléctricas, en los demás países de América Latina los precios de corto plazo representan, comúnmente, los costos de la energía.

Por tal razón, teniendo en cuenta estas características técnicas y comerciales del sistema brasileño, la integración eléctrica con los países vecinos no podría realizarse en un mercado común de electricidad responsable por definir la generación de cada planta, el precio y los intercambios de energía como en Europa. De hecho, 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.

#### **4. La integración eléctrica: ¿un mercado eléctrico en América del Sur?**

Además de la falta o abundancia de recursos energéticos en un país, existen razones técnicas y económicas sólidas que recomiendan la integración internacional entre sistemas eléctricos. Por ejemplo, la integración de matrices de generación eléctrica y de diferentes perfiles de consumo horario y estacional, permite optimizar el conjunto de recursos disponibles y ofrece beneficios para las partes involucradas. Incluso el simple uso de recursos compartidos puede permitir ahorros, reduciendo la necesidad global de reservas o de mantener infraestructuras replicadas para la liquidación financiera y la gestión de contratos o derivados, entre otros.

Estos argumentos son los que sustentan, por ejemplo, las directivas de la Unión Europea destinadas a construir, a través del fortalecimiento de los mercados regionales de energía y de la armonización de prácticas regulatorias y comerciales, el futuro mercado europeo de energía eléctrica del futuro. El paradigma de la integración de los mercados de energía son los mercados regionales de Europa, como *Nordpool* (Suecia, Noruega, Finlandia y Dinamarca) y *Mibel* (Portugal y España), donde la asignación de recursos eléctricos se realiza a través de un proceso de subastas diarias<sup>32</sup>.

No obstante, los beneficios técnicos de la integración eléctrica se maximizan sólo en el caso de establecer normas comerciales relativamente homogéneas y sólidas. La armonización, o por lo menos la compatibilidad, de las normas regulatorias y comerciales es el supuesto básico para una optimización conjunta de recursos eléctricos entre diferentes países.

De acuerdo con CASTRO, BRANDÃO y DANTAS (2011), una operación integrada entre los sectores eléctricos de diferentes países tiende a conducir a una asignación más eficiente de los recursos de la que sería posible si los mercados nacionales permanecieran aislados. La propia estructura del sector eléctrico brasileño, de dimensiones continentales, que integra más de 4.200 plantas de energía (ANEEL, 2015 b) con 139.800 MW de capacidad instalada y más de 100.000 kilómetros de líneas de transmisión de alta tensión en un único sistema eléctrico es un testimonio de cómo la integración genera sinergias y economías de escala. Sin embargo, debido a las asimetrías económicas, energéticas y regulatorias existentes en América del Sur, no se puede esperar una convergencia significativa de las normas comerciales a mediano plazo, lo cual dificulta la factibilidad de un mercado regional de energía en las mismas condiciones del *Nordpool* y *Mibel*.

Entre los factores asimétricos y que impiden la plena integración de los sistemas eléctricos, se destaca la práctica común en varios países latinoamericanos de aplicar subsidios e imponer precios regulados para la energía eléctrica o los insumos energéticos. Un factor adicional, es la necesidad de someter la seguridad energética interna a elementos que escapan del control nacional. En una integración energética a gran escala, las vicisitudes eventuales de los países vecinos pueden poner en peligro el abastecimiento local de energía, como sucedió en Chile cuando la exportación de gas fue restringida severamente, debido a la escasez de gas natural en Argentina, lo que provocó graves repercusiones para el suministro de gas interno y la seguridad del sistema eléctrico.

En particular, con respecto a la posición de Brasil frente al proceso de integración eléctrica regional, vale la pena resaltar que el modelo comercial del sector eléctrico

---

<sup>32</sup> Las subastas determinan el precio de la energía y la producción de cada planta de los países involucrados. Este es un proceso de asignación de recursos a través del mercado competitivo, en el cual, cada país tiene acceso completo al conjunto de fuentes de generación disponibles respetando las restricciones en términos de transmisión eléctrica.

brasileño representa un obstáculo para la formación de mercados integrados de igual forma como sucede en Europa. De acuerdo con el análisis realizado, dicho modelo es idiosincrático y ha sido estructurado para facilitar la comercialización de energía eléctrica mediante mecanismos de mercado, en un sistema con predominio claro de la generación hidroeléctrica. Se refiere a un sistema diseñado en un formato cerrado, planeado y operado de forma óptima y centralizada y, por lo tanto, que no se adapta a un esquema completo de mercado.

A pesar del pronóstico de dificultades y limitaciones con relación a la viabilidad de la implementación de un verdadero mercado de energía integrado en América del Sur en línea con los mercados eléctricos de Europa, no equivale a una visión negativa sobre las perspectivas de comercio regional de electricidad. El modelo comercial de Brasil incluye tanto las importaciones como las exportaciones de electricidad, que se han venido realizando durante mucho tiempo con Paraguay, Argentina, Uruguay y Venezuela.

El método de integración adoptado con Argentina y Uruguay que involucra la exportación (e importación) de electricidad de carácter interrumpible, sin contratos a largo plazo, y aprovecha las oportunidades a corto plazo con reglas relativamente simples de la comercialización, ha mostrado los beneficios de intensificar el intercambio de energía excedente para todas partes.

También, se pueden realizar contratos dedicados a la exportación/importación de energía firme si se crean las condiciones que proporcionen la seguridad jurídica efectiva para este tipo de acuerdos comerciales. Igualmente, existen oportunidades para construir centrales hidroeléctricas binacionales entre Brasil y Argentina y, Brasil y Bolivia, las cuales pueden ser desarrolladas utilizando las ventas de energía del mercado brasileño como garantía de financiación.

Efectivamente, esta posibilidad de integración eléctrica regional ha tenido un progreso significativo, como ya se ha mencionado, con la contratación de los estudios de ingeniería y ambientales y, del plan de comunicación de las plantas Garabí y Panambi en 2012, proyecto entre Argentina y Brasil; al igual que la firma, en julio de 2015, de la adenda del memorando de entendimiento en términos de energía eléctrica entre Bolivia y Brasil, cuyo objetivo es permitir los estudios de una hidroeléctrica binacional en el río Madeira.

## **5. Experiencias de integración y el modelo de comercialización brasileño**

La experiencia de integración eléctrica entre Brasil y sus vecinos fue concebida en sus aspectos operativos y comerciales para funcionar adecuadamente en el modelo brasileño, caracterizado por la operación centralizada y óptima de los recursos de generación eléctrica. Por ejemplo, aunque Itaipu Binacional fue construida mucho

antes<sup>33</sup> de la implementación del nuevo modelo del sector eléctrico del país en 2004, la comercialización de energía de ésta planta tuvo que adaptarse a la lógica del nuevo modelo. Por consiguiente, Itaipu Binacional forma parte del despacho óptimo del sistema brasileño, incluyendo no sólo el abastecimiento del mercado interno, sino también las necesidades energéticas de Paraguay que posee reglas de mercado diferentes a las de Brasil.

A su vez, el contrato original de importación de energía de Argentina, a través de la Compañía de Interconexión Energética - CIEN, también se adaptó al modelo brasileño y estaba representado por el ONS en la planeación de la operación del sistema como una "termoeléctrica fronteriza", que se activaba cuando la situación hidrológica requería de complementación energética térmica. En las ocasiones que Brasil no necesitara energía, es decir, en condiciones hidrológicas favorables, las centrales a gas de Argentina relacionadas con el contrato de CIEN eran liberadas para abastecer el mercado argentino.

En ambos casos, de Itaipu Binacional y CIEN, la importación de energía fue posible debido a una estructura comercial del sistema que permitía al exportador adecuarse a la lógica de funcionamiento del sistema brasileño. Mientras, las experiencias recientes de intercambio de energía con Argentina y Uruguay siguen una lógica diferente.

Cuando la importación de Argentina a través de CIEN fue interrumpida unilateralmente por causa de la crisis energética de ese país, provocando la ruptura de los contratos de exportación de 20 años para las empresas de distribución brasileñas, las convertoras de Garabí comenzaron a ser usadas, ocasionalmente, para exportar energía desde Brasil hacia Argentina y también, a Uruguay a través del sistema de transmisión argentino. En 2004, se realizaron exportaciones de energía con carácter de emergencia para garantizar el suministro del sistema eléctrico argentino. En años posteriores, aprovechando la amplia interconexión existente se estableció un comercio ocasional de energía, enfocado en las exportaciones de energía de Brasil al mercado argentino debido a la crisis endémica que estaba atravesando ese sector eléctrico por el desequilibrio entre oferta y demanda.

Es posible observar que las exportaciones de energía de Brasil para sus vecinos del Mercosur se realizaron alternando tres modelos de negocio:

- i. El primer tipo de exportación involucra la ejecución de una subasta con la participación de los generadores térmicos brasileños que no se estén utilizando en ese momento por el ONS. Dicha exportación está sujeta a las condiciones de tráfico de la red interna, como en el caso de las plantas generadoras ubicadas en el sureste o noreste de Brasil que solamente pueden

---

<sup>33</sup> La construcción de la central Itaipu Binacional fue pactada entre Paraguay y Brasil en 1973, y el tratado internacional establece las reglas especiales de comercialización de energía de esta planta con los países socios.



exportar cuando el sistema de transmisión es capaz de transferir energía al sur del país, desde donde se realizará la exportación. Un factor diferencial importante es que los generadores térmicos no son obligados a ofrecer, en la subasta de venta de energía para Argentina o Uruguay, los mismos costos variables que rigen en el mercado brasileño. De esta forma, los precios reflejan las oportunidades dictadas por el mercado de importación y son el resultado de negocios entre los agentes privados, dado que no existe información oficial y pública disponible acerca de los valores monetarios de tales operaciones. La única información conocida es que los precios de exportación son, generalmente, más altos que los cobrados en el mercado brasileño.

- ii. El segundo tipo de exportación consiste en enviar energía hidráulica durante los meses más fríos del año (entre junio y julio), cuando crece el consumo de energía en Argentina, para la devolución de la misma cantidad de energía física un poco más tarde (durante agosto y septiembre), época en la cual las temperaturas comienzan a aumentar en ese país, a la vez que Brasil se encuentra en plena estación seca. Otros esquemas de comercio similares se han practicado con Uruguay, usando la convertora pequeña de Rivera o atravesando el sistema de transmisión de Argentina.
- iii. Por último, Brasil puede exportar la energía hidráulica correspondiente a vertimientos turbinables cuando se presentan situaciones hidrológicas favorables, sujeta a su posterior devolución. Si los embalses de las centrales hidroeléctricas no tienen más capacidad para almacenar agua, el sistema será obligado a verterla y podrá ser turbinada y exportada a un país vecino, en ese caso, la cantidad exportada se contabiliza para su respectiva devolución.

Estas categorías de exportación de energía practicadas con Argentina y Uruguay son ocasionales. No existe ningún compromiso de Brasil relacionado con la contratación de energía firme para exportar grandes cantidades de energía garantizada, simplemente, son contratos puntuales y temporales.

Las subastas de exportación semanales siempre se encuentran subordinadas a la optimización de la modelo brasileño: la mayoría de las veces, solamente las centrales termoeléctricas no programadas por el ONS están habilitadas para exportar y, en las demás ocasiones, el agua consumida al realizar la exportación de energía hidroeléctrica, se repone con su posterior devolución. No se trata de la compra y venta de energía en el sentido estricto, sino de un tipo de préstamo, de intercambio, que será devuelto más adelante, sin que ello implique una transacción de energía.

Es de destacar que, la mayor parte del tiempo, las interconexiones eléctricas existentes permanecen inactivas, puesto que el comercio de energía con Argentina y Uruguay se produce de forma ocasional y precisa.

En Brasil se adoptó el principio de que, ni la exportación de excedentes, ni las importaciones ocasionales deben afectar los contratos celebrados o los derechos

derivados de relaciones contractuales en el mercado interno. De esta manera, la exportación sólo se puede realizar con recursos efectivamente inactivos a partir de la optimización del despacho, que no considera la posibilidad de comercio internacional. Por ejemplo, no existe manera de accionar un generador térmico inactivo que se encuentre distante de las interconexiones internacionales para la exportación de energía, si las interconexiones entre los subsistemas de Brasil están programadas para ser usadas plenamente. Esto ocurre porque, aunque el importador externo esté dispuesto a pagar, no hay una forma de calcular un precio para desplazar los generadores que están programados, liberando la red interna brasileña.

La situación es más complicada cuando se trata de importación. La importación de excedente de energía por agentes brasileños es mucho más difícil de incorporar al modelo del acuerdo comercial actual. Recientemente, además del intercambio de vertimientos turbinables sujetos a su devolución posterior, sin involucrar transacciones en dinero, existe la importación interrumpible de energía eléctrica de Argentina<sup>34</sup> y Uruguay<sup>35</sup>. Este tipo de importación involucra ofertas de energía semanales en la frontera de Brasil<sup>36</sup>, tienen como destino el mercado de corto plazo y son remuneradas mediante el precio de liquidación de diferencias (PLD). La transacción de esta energía sólo se puede realizar en el mercado de corto plazo, dado que los generadores no tienen garantía física dentro del mercado brasileño lo cual les impide obtener ingresos a través de los contratos de comercialización.

En este contexto, la importación de energía firme no se puede prever porque la optimización de la generación siempre se lleva a cabo mediante la simulación del funcionamiento de un sistema cerrado. Al tomar como referente dicha optimización, cualquier importación alteraría necesariamente el orden de mérito de un generador con "derecho de generar". Para mantener este derecho, no hay ningún mecanismo comercial para la importación de excedentes de energía, inclusive si fuera posible comprar energía a precios más bajos que los de la generación térmica nacional en alguno de los países vecinos.

Por supuesto, tales dificultades podrían ser eliminadas si existiera voluntad política para negociar reglas comerciales que posibiliten y estimulen el comercio de excedentes de energía a través de las interconexiones existentes. Pero las evidencias disponibles señalan que hasta ahora no se realizaron negociaciones políticas de alto nivel para crear un marco comercial que permita el intercambio de energía firme y, como ya fue mencionado, no hay avances que faciliten la importación interrumpible de energía.

---

<sup>34</sup> Por medio de la estación convertidora de frecuencia de Garabí (MME, 2015- Portaria N° 81).

<sup>35</sup> A través de la estación convertidora de Rivera y la futura convertidora de Melo (MME, 2015- Portaria N° 82).

<sup>36</sup> Las ofertas de energía semanales realizadas para el ONS pueden ser ajustadas de acuerdo con la programación de despacho diaria.

También, se han realizado negociaciones entre los diferentes gobiernos para aprovechar los recursos hídricos de la frontera, en particular, con Argentina en el río Uruguay (plantas Garabí y Panambi) y Bolivia en la cuenca del río Madeira, mediante un esquema un esquema semejante al usado con Itaipu Binacional. No obstante, cualquier acuerdo para la construcción de centrales binacionales entre Brasil y otro socio debe tener en cuenta los mecanismos de comercialización que son compatibles con el modelo adoptado en el sector eléctrico brasileño.

## **6. Perspectivas para la importación y exportación de electricidad de Brasil**

Se puede entender como exportación de energía firme aquellos contratos en los cuales el volumen de exportación se garantiza en cualquier momento o por lo menos, cuando la exportación se trata de manera equivalente al consumo local, de tal forma que al presentarse algún problema en el país exportador, como en el caso de un racionamiento, las exportaciones puedan tener el mismo tratamiento del consumo interno, es decir, se limiten en la misma proporción impuesta al mercado nacional. Por su parte, la comercialización internacional de excedentes es una transacción ocasional y concreta, que ya sea para la exportación o importación de energía se da en función de la conveniencia y las oportunidades de precio del momento, sin existir algún tipo de compromiso de exportar o importar una cantidad de energía determinada, en el mediano o largo plazo.

Es necesario elaborar un acuerdo técnico y comercial que sea capaz de igualar las importaciones por parte de Brasil a una central eléctrica que opera de forma óptima dentro del sistema brasileño, con el fin de facilitar la exportación de energía mediante contratos a largo plazo para el mercado eléctrico del país.

En principio, la exportación de energía hidroeléctrica al sistema interconectado brasileño necesitaría responder al mismo modelo de Itaipu Binacional, central eléctrica que opera con la lógica del modelo brasileño. No se observan grandes problemas relacionados con el uso de este modelo en los proyectos de las centrales binacionales que están en estudio con Argentina y Bolivia, sobre todo con respecto a la cuota del 50% que le corresponde a Brasil. Fuera de estos ejemplos, un acuerdo técnico y comercial de este tipo podría encontrar restricciones para su aceptación en el caso de proyecto ubicados dentro del territorio de los países vecinos.

Construir una planta hidroeléctrica dedicada en su totalidad o en parte a la exportación energía para Brasil y despacharla de acuerdo con la lógica de operación del sistema brasileño, posiblemente implicaría la imposición de algún tipo de restricción a las necesidades de optimización energética. Así mismo, para tener en cuenta la demanda local del país exportador y realizar una optimización conjunta, en donde algunas veces el sistema brasileño tendría que enviar energía para compensar las condiciones adversas de la hidrología local, sería necesario que los consumidores del país vecino, efectivamente, fueran parte del mercado brasileño, lo cual que puede

ser posible mediante la adquisición de contratos financieros respaldados en la "garantía física". Aunque esta hipótesis, que equivale a la adopción por parte de otro país del modelo comercial brasileño, no se puede descartar del todo, es poco probable que logre ejecutarse a corto o mediano plazo.

En el caso de la exportación de energía térmica a Brasil, sería posible estructurar un modelo contractual semejante al esquema original de importación de la empresa CIEN, pero con una seguridad jurídica mayor. En este sentido, desde el punto de vista formal y contractual, se necesitaría la firma de un tratado internacional para que la comercialización de la energía alcance un nivel de relación entre Estados y no entre empresas, como fue el caso de CIEN. Este requisito buscaría evitar la reproducción del fallido y traumático caso del contrato de importación de energía con CIEN de Argentina. Sin embargo, como se ha analizado, no hay previsiones para que Brasil importe energía de carácter térmico de países vecinos.

En función de las asimetrías económicas, energéticas y políticas entre el Brasil y los países de la región, las oportunidades más grandes y rápidas para la integración y el comercio internacional de la electricidad que incluyen a Brasil, están en la importación y exportación de excedentes. Los actuales acuerdos contractuales de comercialización energética adoptados por Brasil junto con Argentina y Uruguay tienen justamente esta la lógica de intercambio de excedentes que tienen la posibilidad de ser ampliado, dado que ya existe la infraestructura de transporte para el mercado argentino y se está construyendo una gran interconexión con Uruguay.

Aunque hay mecanismos funcionales para el comercio de excedentes a través de las interconexiones existentes, es esencial crear un marco jurídico, regulatorio y comercial que sea capaz de hacer más frecuentes e interesantes los intercambios para todas las partes y, a su vez, facilite el comercio de grandes cantidades de energía y la ampliación del plazo de los contratos.

Se necesita voluntad política de los países para establecer las condiciones que fomenten la integración eléctrica en América del Sur. El desarrollo de negociaciones políticas de alto nivel, utilizando la estructura institucional existente (MERCOSUR, UNASUR - Unión del Suramericana de Naciones, IIRSA - Iniciativa de Infraestructura para América del Sur) es un requisito clave para la elaboración de un nuevo marco de referencia para los intercambios internacionales de energía.

## **7. Conclusiones**

El proceso de integración energética de Brasil, con respecto al sector eléctrico, se puede dividir en dos fases. La primera, comenzó en los años 70, se basaba principalmente en la construcción de, por entonces, la mayor hidroeléctrica del mundo, Itaipu Binacional, y tenía un objetivo doble y estratégico: garantizar la mayor oferta nacional y obtener costos más competitivos.

Es importante resaltar que la experiencia fallida de la importación de energía térmica a gas de Argentina, CIEN, inaugurada en 2000, tuvo una lógica diferente. En los años 90, época en la que se concibió este proyecto, Brasil se encontraba en una crisis macroeconómica y el sector eléctrico había reducido su capacidad de inversión. Con ello, la importación de energía de Argentina, país que atravesaba por un período de gran prosperidad económica y que tenía reservas de gas importantes, parecía una solución más interesante que movilizar el escaso capital disponible en Brasil para realizar inversiones locales.

La segunda fase del proceso de integración se inicia a partir de 2003 - 2004, cuando Brasil redefinió su política estratégica de integración económica regional, centrada en América Latina. También se debe destacar, el papel de la reestructuración del sector de energía registrado durante los años 2003-2004. Este proceso incluyó: la recuperación de la planeación estatal con la creación de la Empresa de Investigación Energética - EPE; el uso de subastas de energía nueva como el principal instrumento para la expansión de la oferta; la configuración de un marco institucional nuevo y consistente, a través del fortalecimiento de la agencia regulación (ANEEL) y la actuación del banco estatal para el apoyo del desarrollo económico (BNDES) en el financiamiento de proyectos de generación y transmisión mediante operaciones de la forma *Project Finance*, directamente relacionado con las subastas. Este nuevo modelo del sector eléctrico le permitió a Brasil volver a explotar gradualmente su potencial hidroeléctrico, así como estimular las inversiones en energía eólica, biomasa de caña de azúcar y generación a partir de gas natural.

Como el modelo comercial se estructuró en función de una característica única y fundamental del sector eléctrico, la predominancia de la generación hidroeléctrica en su matriz, el modelo brasileño tiene especificidades que lo distinguen claramente de los acuerdos comerciales prevalecientes en los demás países de América Latina. Se trata de un modelo en cual no se comercializa energía, sino contratos financieros de "garantía física", donde la central de energía eléctrica no puede vender basada en contratos de energía física y no tiene autonomía sobre su propio despacho, que es determinada por el operador nacional del sistema, según una lógica de optimización de más de 4.200 unidades generadoras de energía eléctrica.

En este sentido, la integración eléctrica mediante la importación y exportación de energía en Brasil deberá respetar la estructura del modelo de comercialización brasileño. De esta forma, las características y especificidades de este modelo determinan las condiciones que deben considerarse para posibilitar el comercio internacional de electricidad. A partir de lo anterior, se puede señalar que, a excepción de los proyectos de las centrales hidroeléctricas binacionales, como el proyecto del río Madeira con Bolivia y las hidroeléctricas de Garabí y Panambi con Argentina, la integración energética a través de proyectos o acuerdos contractuales centrados en la exportación de bloques de electricidad con contratos a largo plazo y a precios competitivos para el mercado eléctrico de Brasil, dependería directamente de los ajustes regulatorios y comerciales que convergen y se adhieren al modelo brasileño.

Estas especificidades tienden a restringir las posibilidades de integración eléctrica en línea con los modelos europeos, como es el caso de *Nordpool* (Suecia, Noruega, Finlandia y Dinamarca) y *Mibel* (Portugal y España). En estos términos, la dinámica de la integración eléctrica en América del Sur con la participación directa de Brasil queda limitada a cuatro posibilidades.

La primera y más simple, como se ha señalado, es la construcción de centrales hidroeléctricas binacionales con base en la exitosa experiencia de Itaipu Binacional. La producción de una binacional es del 50% para cada país y es posible definir en el tratado internacional que respaldará el contrato comercial las condiciones de venta del excedente como se hizo con Paraguay en relación a Itaipu Binacional.

La segunda posibilidad es modelar la importación de energía de Brasil como la de una termoeléctrica en la frontera, tal como sucedió con el acuerdo de CIEN. Esta opción es ideal para la importación de energía térmica y su factibilidad requiere de un entendimiento entre los países, probablemente al nivel de un tratado, que le dé seguridad jurídica al acuerdo comercial.

La tercera alternativa, más compleja, es la construcción de centrales hidroeléctricas (junto con los respectivos segmentos de las líneas de transmisión) en los países vecinos, estableciendo las condiciones de exportación para Brasil a partir de la fracción de la producción que no será consumida por el país de origen. Las dificultades son grandes y se puede citar como ejemplo, que la unidad generadora tendría que someterse a las normas de comercio (e.g. entrar y ganar subastas) y a los criterios de despacho centralizado de la carga de Brasil.

La cuarta posibilidad, se trata de la comercialización de los excedentes de energía en los formatos de comercio que Brasil se encuentra practicando, aunque sea de forma esporádica, con Argentina y Uruguay. Consiste en vender y comprar el exceso de energía por medio de contratos a corto plazo que puedan ser firmados sin una profunda armonización regulatoria entre los modelos de comercio de los países involucrados. En esta forma de comercio, cada país busca garantizar la seguridad de suministro de su propio mercado, contando además con los excedentes de los países vecinos y, alternativamente, con la opción de vender su exceso de energía. Dicho línea de integración tiene grandes posibilidades de expansión, sobre todo en países con los cuales Brasil ya posee una interconexión. Probablemente, a menudo Brasil ocuparía más una posición exportadora que importadora, dada las asimetrías diferencias en magnitud con los países vecinos y, sobre todo, las características de la modelo brasileño, en el que puede existir energía térmica inactiva y de vez en cuando, se presenta un sobrante de energía hidroeléctrica. Para ello, se debe trabajar en dirección a la creación de un marco legal, institucional, regulatorio y comercial que proporcione seguridad jurídica y financiera a las transacciones y facilite el comercio internacional ordinario de energía.



# **Anexo**

## **Proyectos de Integración Eléctrica Internacional de Brasil**

### **1 - Central Hidroeléctrica Binacional de Itaipú: Paraguay - Brasil**

El objetivo inicial de la integración eléctrica entre Brasil y Paraguay mediante la construcción de la hidroeléctrica binacional de Itaipú 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 se había estudiado lo suficiente, ni hacia parte de la planeación 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 examinar las posibilidades económicas de los recursos hidroeléctricos pertenecientes a ambos países.

La construcción de esta usina 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 medio de fuente hidráulica, lo que en ese momento representó un incremento aproximado del 50% de toda la capacidad instalada del país.

La empresa Itaipu Binacional está constituida con igual participación de capital por la empresa estatal Eletrobrás, de Brasil, y por la estatal Ande, de Paraguay. La central tiene una capacidad instalada de 14.000MW, de las cuales dos de sus 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 100 TWh por año. La inversión fue aproximadamente de US\$30.000 millones (ITAIPU BINACIONAL, 2015 b).



Por el Tratado de Itaipú, la energía producida mediante 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 la energía no utilizada por el otro país para su propio consumo, en consecuencia, no es permitida la venta de excedentes de energía a otros países. Por su parte, Brasil se comprometió a comprar toda la energía no consumida por Paraguay, lo que le permitió a este último asegurar ingresos para toda la energía producida, debido a las asimetrías económicas entre Brasil y Paraguay, Brasil consume más del 80% de la energía producida por la central de Itaipú.

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 Eletrobrás (que vende exclusivamente al mercado cautivo). Como resultado de estas negociaciones, en 2011 el gobierno brasileño triplicó el valor de las compensaciones pagadas a Paraguay por su cesión al país del excedente de su energía generada. Tales compensaciones aumentaron de US\$120 millones a US\$360 millones por año.

Sin embargo, las presiones del Paraguay persisten, lo que ha llevado al gobierno de este país a promover la instalación de empresas electro-intensivas 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, el objetivo central de la ingeniería financiera que posibilitó la construcción de la central de Itaipu Binacional era garantizar la factibilidad financiera del proyecto. De esta forma, en ese momento la estructura comercial adoptada garantizaba el consumo total de la producción y la tasa cobrada permitía obtener recursos suficientes para el funcionamiento de la planta y el cumplimiento del servicio de la deuda. En este sentido, se adoptó una tarifa definida por el costo del servicio en régimen de caja. Las deudas quedarán saldadas solo en 2023 y, con ello, los costos del emprendimiento serán totalmente amortizados (DORADO, 2014). Además, el propio Tratado de Itaipú establece que en el 2023 es necesario renegociar la base financiera y comercial de la planta y se debe renegociar el Anexo C del Tratado.

## **2 - Estación Conversora de Garabí y Central Termoeléctrica AES Uruguayana: Argentina - Brasil**

Los primeros intentos de integración eléctrica entre Brasil y Argentina se dieron al inicio de la década del 70, con la intención de construir el aprovechamiento

hidroeléctrico binacional en Garabí, de forma similar con las experiencias de las binacionales de Itaipú, entre Brasil y Paraguay, y Yacyretá, entre Argentina y Paraguay. El aprovechamiento de Garabí, de acuerdo con el proyecto original, sería una planta de 1.800 MW, situada cerca de las localidades homónimas de Garruchos, entre Argentina y Brasil. Los estudios se prolongaron durante los años 70 y el análisis de viabilidad del proyecto de Garabí concluyó en 1977. No obstante, las dificultades por las cuales atravesaron los sectores eléctricos de ambos países en la década del 80 y la implementación de las reformas liberales en los 90 impidieron la continuación del proyecto. Sin embargo, a finales de la década de 2000 este proyecto fue reanudado y en 2008, Eletrobrás y Ebisa firmaron el Convenio de Cooperación para la ejecución conjunta de estudios de inventario en el río Uruguay, y en el año 2012, se contrató un consorcio responsable de la realización de los estudios ambientales y de ingeniería (ELETROBRÁS, 2010).

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 del 80 e inicio de la del 90, 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 estación convertora de frecuencia de Garabí. El objetivo central era la exportación de energía firme para Brasil con base en la generación térmica de energía a partir del gas natural de Argentina. En junio del año 2000, se inauguró la convertora de Garabí. Con la interconexión entre los dos sistemas se abrió la posibilidad de flujo de energía de Argentina para Brasil mediante su sistema de transmisión vinculado de 500 kV. La importación estaba a cargo de la empresa CIEN a través de diversos contratos que sumaban un total de 2.100MW de energía firme.

En diciembre del 2000, también comenzó a funcionar la central termoeléctrica (CT) de Uruguayana, operada con gas natural proveniente de la Argentina. Esta CT fue concebida para ser *base load*, es decir, que puede operar en la base del sistema y ser utilizada la mayor parte del tiempo. El suministro de gas desde Argentina se realizó 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, pero problema fue empeorando progresivamente hasta llegar a la interrupción total del suministro en 2009, que provocó la paralización de la CT 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 sus portafolios 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 de frontera, con capacidad de suministro de energía de 2.100 MW y operando con 100% de disponibilidad.

En síntesis, las consecuencias de la falta de disponibilidad de gas para la térmica de Uruguayana y de la energía asociada al contrato de CIEN, representaron 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 con el fin de garantizar la seguridad jurídica y de suministro. Esta nueva postura del gobierno brasileño fue adoptada para los proyectos de integración energética con Perú.

En compensación, la convertora de Garabí ha sido utilizada esporádicamente, en sentido inverso al que fue originalmente proyectado: la exportación de energía interrumpible para Argentina, debido a la crisis energética endémica que enfrenta este país.

### **3 - Estación Convertora de Rivera: Uruguay - Brasil**

En 1993, se produjeron negociaciones entre Brasil y 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 Brasil y Uruguay para la Interconexión Eléctrica. Dicho protocolo preveía en su artículo II la creación de un grupo de trabajo binacional que desarrollara los estudios necesarios para la interconexión e intercambio de energía y, la elaboración de un análisis sobre las formas de comercialización y los marcos jurídicos de referencia que reglamenten las relaciones comerciales concernientes al intercambio de energía eléctrica. En mayo de 1997, se firmó el Memorando de Entendimiento entre los gobiernos de Brasil y Uruguay acerca de la interconexión en extra alta tensión de los sistemas eléctricos de los dos países.

Como resultado de estas negociaciones, en el año 2001 entró en funcionamiento la convertora de Rivera, a través de un acuerdo entre la empresa estatal Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas - UTE y Eletrosul, subsidiaria de Eletrobrás, con una capacidad nominal de 70MW, 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 propiedad de la UTE y ha sido usada para

atender emergencias energéticas de Brasil y Uruguay, así como en oportunidades puntuales para la exportación de energía a Argentina (ONS, 2015 c).

El agente formal de importación y exportación de esta interconexión es Electrobrás. La convertora de Rivera está siendo utilizada con regularidad, principalmente, para responder a situaciones energéticas críticas en Argentina y Uruguay. Las centrales termoeléctricas ociosas son utilizadas en la exportación de energía de carácter comercial, según los criterios de despacho de carga del ONS.

#### **4 - Línea de Transmisión de Guri a Roraima: Venezuela-Brasil**

La interconexión Guri - Roraima entre Venezuela y Brasil se construyó con el propósito específico de mejorar la calidad y costo del abastecimiento 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)<sup>37</sup>. El sistema eléctrico que respondía por el suministro a Boa Vista presentaba costos altos debido a que los grupos generadores que atendían la demanda de energía funcionaban con combustible fósil. En 1997 se firmó un contrato entre Eletronorte, subsidiaria de Eletrobrás y Electrificación del Caroní (EDELCA) de venezolana, para la construcción de un sistema de transmisión de 676km, de los cuales, 485 km pertenecen a Venezuela y 191 km a Brasil. Esta línea de transmisión permitió conectar el complejo hidroeléctrico de Guri - Macagua con la ciudad de Boa Vista.

El contrato garantiza la compra de energía durante 20 años, con un monto contratado de 200 MW. El sistema entró en funcionamiento en 2001, disminuyendo los gastos elevados de operación y mantenimiento y, favoreciendo el crecimiento del mercado de energía eléctrica, principalmente, con la instalación de industrias en la región. Las inversiones fueron presupuestas, en la época del contrato (1997), aproximadamente en US\$185 millones, de los cuales US\$55 millones eran de Brasil y US\$130 millones de Venezuela (SERRADOR, 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. Sólo en 2011 se presentaron problemas con el abastecimiento de energía, consecuencia directa de la situación crítica de las reservas en Venezuela, pero que fueron negociados dentro de los marcos del propio contrato comercial.

---

<sup>37</sup> La interconexión del Sistema de Roraima al SIN fue subastada en 2011.

## 5 - Central térmica de Cuiabá: Bolivia - Brasil

La central termoeléctrica Gobernador Mario Covas (CT de Cuiabá) se encuentra ubicada en el estado de Mato Grosso y funciona con gas natural, aunque también puede operar con gasóleo, como sucedió durante la crisis de racionamiento de 2001-2002. Esta planta representó una inversión aproximada de US\$750 millones y posee una capacidad para generar 480MW. La central forma parte del llamado "Proyecto Integrado Cuiabá", que comenzó a concebirse en 1996, cuando Mato Grosso aún era un estado deficitario en energía eléctrica. En 1997, Eletrobrás publicó una subasta internacional en la modalidad de menor precio en la que ganó la Empresa Productora de Energia o Pantanal Energia, al ofrecer el precio más bajo para el suministro de energía eléctrica entre todos los participantes.

En junio de 2007, la central de Cuiabá detuvo la generación de energía debido a la reducción en el suministro de gas natural por parte de la empresa estatal boliviana YPFB. Las justificaciones que se presentaron inicialmente se basaron en las dificultades de operación que comenzaron con el proceso de nacionalización de las reservas de gas de boliviano 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, YPF-Repsol. El gobierno boliviano argumentó 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 cantidades y frecuencias ideales para mantener su funcionamiento, la central dejó de generar energía en 2007.

En marzo de 2011, luego de la firma un acuerdo entre el gobierno de Bolivia, Petrobras y Pantanal Energia, la CT volvió a funcionar. Para llevar a cabo el contrato, Petrobras arrendó la central de Pantanal Energia, y quedó con la responsabilidad de proveer a la unidad de Mato Grosso con parte del gas que recibe de Bolivia (2,2 millones de metros cúbicos) y de la venta de energía eléctrica. Pantanal Energia se convirtió apenas en una prestadora de servicios de Petrobras, teniendo a cargo la parte operativa de la central eléctrica.

### Bibliografía

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). (2015 a). *Editais de Geração. Web Institucional*. Brasilia, Brasil: Agencia Nacional de Energia Elétrica. Disponible en: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=53>. Acceso en 1 de agosto de 2015.

ANEEL (Agenência Nacional de Energia Elétrica). (2015 b). *Capacidade de Geração do Brasil. Banco de Informações de Geração*. Brasilia, Brasil: Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponible en:

<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>  
Acceso en 1 de agosto 2015.

BRASIL, PERÚ. (16 de Junio de 2010). *Acuerdo entre el Gobierno de la República del Perú y el Gobierno de la República Federativa del Brasil para el suministro de electricidad al Perú y exportación de excedentes al Brasil*. Manaus, Brasil: Ministerio de Energia y Minas de la República del Perú. Disponible en:

<http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Electricidad/acuerdo%20peru%20brasil%2016%20julio%202010.pdf>. Acceso en 5 de Agosto 2015.

CASTRO, N. J. (2005). *O leilão de energia nova e a reestruturação do setor elétrico*. Brasil Energia. Río de Janeiro, Brasil: NUCA-IE-UFRJ. Disponible en:

<http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/eletrobras/artigos/castro26.htm>. Acceso en 3 de Agosto de 2015.

CASTRO, N. J. (Abril-Mayo de 2007). *O destravamento ambiental do setor elétrico brasileiro*. Custo Brasil. N°8, 68-73. Disponible en:

<http://raceadm3.nuca.ie.ufrj.br/buscarace/Docs/njcastro83.pdf>. Acceso de 3 de Agosto de 2015.

CASTRO, N. J., & BRANDÃO, R. (Septiembre de 2009). *Las Negociaciones con Paraguay sobre la energía de Itaipu*. TDSE N°4. Río de Janeiro, Brasil: GESE-UFRJ. Disponible en:

[http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/18\\_TDSE4.pdf](http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/18_TDSE4.pdf). Acceso en 3 de agosto de 2015.

CASTRO, N. J., & BRANDÃO, R. (Marzo de 2010). *A seleção de projetos nos leilões de energia nova e a questão do valor da energia*. TDSE N°16. Río de Janeiro, Brasil: GESEL-UFRJ. Disponible en:

[http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/25\\_TDSE16.pdf](http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/25_TDSE16.pdf). Acceso en 5 de agosto de 2015.

CASTRO, N. J., BARA NETO, P., BRANDÃO, R., & DANTAS, G. d. (Mayo de 2012). *Expansão do Sistema Elétrico Brasileiro e o Potencial Hidroelétrico da Região Amazônica*. TDSE N°50. Río de Janeiro, Brasil: GESEL-UFRJ. Disponible en:

[http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/53\\_TDSE50.pdf](http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/53_TDSE50.pdf). Acceso en 5 de Agosto de 2015.

CASTRO, N. J., BRANDÃO, R., & DANTAS, G. d. (2011). *O planejamento e os leilões para a contratação de energia do setor elétrico brasileiro*. Canal Energia. Río de Janeiro, Brasil: Disponible en:

[http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Artigos\\_e\\_Entrevistas.asp?id=84667](http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Artigos_e_Entrevistas.asp?id=84667). Acceso en 10 de agosto 2011.

CASTRO, N. J., DANTAS, G. d., SILVA LEITE, A. L., & GOODWARD, J. (2010). *Perspetivas para a energia eólica no Brasil*. TDSE N°18. Río de Janeiro, Brasil: GESEL-UFRJ. Disponible en:

- [http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/01\\_tdse18.pdf](http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/01_tdse18.pdf) .  
Acceso en 10 de Agosto de 2015.
- CASTRO, N. J., HUBNER, N., & BRANDÃO, R. (Mayo de 2014). *Desequilíbrio econômico e financeiro das usinas termoeletricas frente à persistência da crises hidrológica: 2012-2014*. TDSE N°61. Rio de Janeiro, Brasil: GESEL-UFRJ.  
Disponível em:  
[http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/20\\_TDSE%2061-%20Crise%20das%20UTE%20\(1\).pdf](http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/20_TDSE%2061-%20Crise%20das%20UTE%20(1).pdf) . Acceso en 10 de Agosto de 2015.
- CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) (2015). *Resultado consolidado dos leilões, 09/2015*. CCEE, Disponível em:  
[http://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso\\_rapido\\_header\\_publico\\_nao\\_logado/biblioteca\\_virtual?tipo=Resultado%20Consolidado&assunto=Leil%C3%A3o&\\_afLoop=1490898141044009#%40%3F\\_afLoop%3D1490898141044009%26tipo%3DResultado%2BConsolidado%26assunto%3DLeil%25C3%25A3o%26adf.ctrl-state%3D63ib6vbvs\\_45](http://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso_rapido_header_publico_nao_logado/biblioteca_virtual?tipo=Resultado%20Consolidado&assunto=Leil%C3%A3o&_afLoop=1490898141044009#%40%3F_afLoop%3D1490898141044009%26tipo%3DResultado%2BConsolidado%26assunto%3DLeil%25C3%25A3o%26adf.ctrl-state%3D63ib6vbvs_45) . Acceso en 21 de septiembre de 2015
- D'ARAÚJO, R. P. (2009). *Setor elétrico brasileiro: Uma aventura mercantil*. Brasília, Brasil: Confea. Disponível em:  
[http://www.joinville.ifsc.edu.br/~aryvictorino/leituras\\_SIP\\_2011-1/sugest%C3%A3o%20de%20leitura%20da%20aula%206%20-%20setor%20el%C3%A9trico%20brasileiro%20-%20uma%20aventura%20mercantil.pdf](http://www.joinville.ifsc.edu.br/~aryvictorino/leituras_SIP_2011-1/sugest%C3%A3o%20de%20leitura%20da%20aula%206%20-%20setor%20el%C3%A9trico%20brasileiro%20-%20uma%20aventura%20mercantil.pdf) . Acceso en 9 de Agosto de 2015.
- DORADO, P. S. (2014). *O impacto da exportação de energia elétrica das usinas hidrelétricas binacionais no crescimento econômico do Paraguai no período de 1995 a 2013*. Dissertação de Mestrado PPEd. Rio de Janeiro, Brasil: IE-UFRJ.
- ELETOBRAS. (2010). *UnE Garabi-Panambi. Web institucional*. Brasil.: Disponível em:  
<http://www.eletobras.com/elb/data/Pages/LUMIS39833F64PTBRIE.htm> .  
Acceso en 15 de agosto de 2015.
- EPE (Empresa de Pesquisa Energética). (2007). *Balanço Energético Nacional 2007*. Rio de Janeiro, Brasil: Ministério de Minas e Energia. Disponível em:  
[https://ben.epe.gov.br/downloads/BEN2007\\_Versao\\_Completa.pdf](https://ben.epe.gov.br/downloads/BEN2007_Versao_Completa.pdf) . Acceso en 15 de Agosto de 2015.
- EPE (Empresa de Pesquisa Energética). (2014). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2023*. Brasília, Brasil: Ministério de Minas e Energia. Disponível em:  
<http://www.epe.gov.br/PDEE/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202023.pdf> . Acceso en 2 de Agosto de 2015.
- EPE (Empresa de Pesquisa Energética). (2015). *Balanço Energético Nacional 2015*. Rio de Janeiro, Brasil: Ministério de Minas e Energia. Disponível em:  
[https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio\\_Final\\_BEN\\_2015.pdf](https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2015.pdf) . Acceso en 6 de Agosto de 2015.

- GENPOWER GROUP. (Maio de 2015). *Category Archives: Leilão A-5*. Web institucional. Brasil: Disponible en: <http://www.genpowergroup.com.br/pt/category/leilao-a5/>. Acceso en 6 de Agosto de 2015.
- IEA (international Energy Agency). (2013). *World Energy Outlook 2013*. International Energy Agency. Disponible en: <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2013/>. Acceso en 22 de Agosto de 2015.
- ITAIPU BINACIONAL. (2015 b). *Perguntas frequentes*. Web institucional. Brasil: Disponible en: <https://www.itaipu.gov.br/sala-de-imprensa/perguntas-frequentes>. Acceso en 22 de agosto de 2015.
- ITAIPU BINACIONAL. (2015). *Participação nos mercados*. Web Institucional. Brasil: Itaipu Binacional. Disponible en: <https://www.itaipu.gov.br/energia/participacao-nos-mercados>. Acceso en 22 de Agosto 2015.
- MME (Ministério de Minas e Energia). (2015). *Resenha Energética Brasileira. Exercício 2014*. Brasília, Brasil: Ministério de Minas e Energia. Disponible en: <http://www.mme.gov.br/documents/1138787/1732840/Resenha+Energ%C3%A9tica+-+Brasil+2015.pdf/4e6b9a34-6b2e-48fa-9ef8-dc7008470bf2>. Acceso en 3 de agosto de 2015.
- MME (Ministério de Minas e Energia) (25 de Março de 2015). *Portaria N°81*. Diário Oficial da União N°58, Seção 1. Disponible en: <http://pesquisa.in.gov.br/imprensa/jsp/visualiza/index.jsp?data=26/03/2015&jornal=1&pagina=60&totalArquivos=80>. Acceso en 10 de septiembre de 2015
- MME (Ministério de Minas e Energia) (25 de Março de 2015). *Portaria N°82*. Diário Oficial da União N°58, Seção 1. Disponible en: <http://pesquisa.in.gov.br/imprensa/jsp/visualiza/index.jsp?data=26/03/2015&jornal=1&pagina=60&totalArquivos=80>. Acceso en 5 de septiembre de 2015
- ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). (2015). *Acompanhamento Mensal do Intercâmbios Internacionais*. Web Institucional. Brasil: Disponible en: [http://www.ons.org.br/resultados\\_operacao/acompanhamento\\_mensal\\_intercambios\\_internacionais/index.aspx](http://www.ons.org.br/resultados_operacao/acompanhamento_mensal_intercambios_internacionais/index.aspx) Acceso en 26 de Agosto de 2015.
- ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). (2015, a). *Histórico de Operação*. Web institucional. Brasil: Operador Nacional del Sistema Elétrico. Disponible en: [http://www.ons.org.br/historico/geracao\\_energia.aspx](http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx). Acceso en 23 de Agosto de 2015.



ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). (2015, b). *Mapas do SIN. Web Institucional*. Brasil.: Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponible en: [http://www.ons.org.br/conheca\\_sistema/mapas\\_sin.aspx](http://www.ons.org.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx) . Acceso en 22 de Agosto de 2015.

SERRADOR, J. (Junho/Julho 2007). *Linhão de Guri: energia da Venezuela garante crescimento em Roraima*. Corrente Continua N°215, 11-14. ELETRONORTE. Disponible en: <http://www.eln.gov.br/opencms/export/sites/eletronorte/modulos/correnteContinua/arquivosCC/corrente215.pdf>. Acceso en 21 de agosto de 2015.

TOLMASQUIM, M. (2011). *Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro*. Brasilia, Brasil: Synergia.