

UNIVERSIDADE FEDERAL DE RIO DE JANEIRO – UFRJ INSTITUTO DE
ECONOMIA – IE PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM POLÍTICAS
PÚBLICAS, ESTRATEGIAS E DESENVOLVIMENTO – PPED

MELANI VALERIA JALDÍN RÍOS

**PERSPECTIVA BINACIONAL DE LA
INTEGRACIÓN ELÉCTRICA DE BOLIVIA Y
BRASIL**

RIO DE JANEIRO
Abril de 2018

MELANI VALERIA JALDÍN RÍOS

PERSPECTIVA BINACIONAL DE LA INTEGRACIÓN ELÉCTRICA DE
BOLIVIA Y BRASIL

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento do Instituto de Econômica como requisito parcial para à obtenção do título de Mestre em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento.

Orientado: Prof. Nivalde J. de Castro

Rio de Janeiro
2018

PERSPECTIVA BINACIONAL DE LA INTEGRACIÓN ELÉCTRICA DE
BOLIVIA Y BRASIL

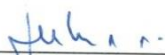
Melani Valeria Jaldín Rios

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento, do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Política Públicas.

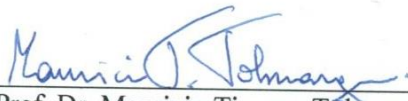
Aprovada em 10 de Abril de 2018.



Prof. Dr. Nivalde José de Castro (Orientador), UFRJ



Prof. Dr. Luiz Carlos Delorme Prado, UFRJ



Prof. Dr. Mauricio Tiomno Tolmasquin, UFRJ



Dra. Selena Herrera, UFRJ

RIO DE JANEIRO
Abril 2018

FICHA CATALOGRÁFICA

J26 Jaldín Ríos, Melani Valeria
Perspectiva binacional de la integración eléctrica de Bolivia y Brasil / Melani Valeria
Jaldín Ríos. – 2018.
116 p. ; 31 cm.

Orientador: Nivalde José de Castro.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de
Economia, Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e
Desenvolvimento, 2018.

Bibliografia: f. 108 – 116.

1. Desenvolvimento socioeconômico. 2. Indústria elétrica. 3. Integração energética.
I. Castro, Nivalde José de, orient. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Instituto
de Economia. III. Título.

CDD 338.9

DEDICATORIA

*A mi familia pilar esencial de mi vida M. Cintia Ríos G.,
Natali Jaldín R., Hernán Jaldín R. y Camila A. Jaldín, y
sobre todo, a mi padre Hernán Jaldín F. quien es mi luz
en este viaje de la vida.*

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por cuidarme y darme fortaleza para continuar.

Agradezco también al ex-presidente del Comité Nacional de Despacho de Carga de Bolivia Ingeniero Hernán Jaldín Florero quien fue esencial para la elaboración de esta disertación. De la misma forma, agradezco a mi orientador Doctor Nivalde José de Castro por su apoyo en la concepción de esta disertación y al Grupo de Estudios do Setor Elétrico (GESEL).

Y para finalizar, agradezco a todos mis seres queridos que me apoyaron moralmente por la distancia y quienes me acompañaron en Rio de Janeiro.

RESUMEN

Bolivia es un país pobre, pero rico en recursos naturales, su economía está basada en la explotación y exportación de estos. En este sentido, Bolivia tiene voluntad política de aprovechar su potencial hidroeléctrico que incluye el “Proyecto Binacional Río Madera” con Brasil, mientras Brasil se caracteriza por su magnitud y requerimiento de energía, así, se podría aprovechar los excedentes eléctricos de Bolivia con Brasil.

La hipótesis de esta disertación es que la integración eléctrica entre Bolivia y Brasil es un vector potencial de desarrollo económico y social para Bolivia, análogo a los beneficios que tuvieron lugar con el Gasoducto Bolivia y Brasil. En este contexto, esta disertación tiene como objetivo analizar la dinámica y la estructura de los mercados de energía eléctrica de Bolivia y Brasil, desde el marco de la estrategia de la integración energética Bolivia y Brasil mediante la construcción del Complejo Binacional Río Madera enfocados en los beneficios e impactos en Bolivia.

La metodología de investigación se inició con revisión del sector eléctrico de Bolivia y Brasil para conocer la situación y estructura de ambos mercados eléctricos con el fin de realizar un análisis comparativo. Asimismo, se revisó la nueva política económica de Bolivia que impulsa el sector eléctrico con inversiones en proyectos eléctricos para generar divisas. Dado el interés de la construcción del “Proyecto Binacional Río Madera” se revisó documentación sobre las experiencias de integración energética en América del Sur, particularmente del Gasoducto Bolivia - Brasil. En la búsqueda de continuar con el desarrollo económico y social de Bolivia, se analizó la perspectiva de integración eléctrica binacional de Bolivia y Brasil.

La nacionalización con la nueva política económica del sector de hidrocarburos y electricidad incrementaron los ingresos de Bolivia, particularmente, por la venta de gas natural a través de la exportación afectando de forma positiva a la economía, en este sentido, el “Proyecto Binacional Río Madera” con el aprovechamiento de las complementariedades entre los mercados de Bolivia y Brasil sería un vector de desarrollo para Bolivia con los ingresos de los excedentes eléctricos que compartiría con Brasil y por la diversificación de la matriz eléctrica con energía limpia para impulsar su desarrollo industrial.

Palabras clave: Central binacional hidroeléctrica. Integración energética. Mercado eléctrico. Desarrollo socio-económico. Energía. Potencia. Complementariedades.

ABSTRACT

Bolivia is a poor country, but rich in natural resources, its economy is based on the exploitation and export of these. In this sense, Bolivia has the political will to take advantage of its hydroelectric potential, which includes the "Rio Madera Binational Project" with Brazil, while Brazil is characterized by its magnitude and energy requirement, thus, it could take advantage of Bolivia's electric surpluses with Brazil.

The hypothesis of this dissertation is the electrical integration between Bolivia and Brazil is a potential vector of economic and social development for Bolivia, analogous to the benefits that took place with the Bolivia and Brazil Gas Pipeline. In this context, this dissertation aims to analyze the dynamics and structure of the electricity markets of Bolivia and Brazil, from the framework of the energy integration strategy Bolivia and Brazil through the construction of the Binacional Río Madera Complex focused on the benefits and impacts in Bolivia.

The research methodology began with a review of the electricity sector in Bolivia and Brazil to know the situation and structure of both electricity markets in order to carry out a comparative analysis. Likewise, the new economic policy of Bolivia that drives the electricity sector with investments in electric projects to generate foreign currency was reviewed. Given the interest of the construction of the "Rio Madera Binational Project", documentation was reviewed on the experiences of energy integration in South America, particularly the Bolivia - Brazil Gas Pipeline. In the search to continue with the economic and social development of Bolivia, the perspective of binational electricity integration of Bolivia and Brazil was analyzed.

The nationalization with the new economic policy of the hydrocarbons and electricity sector increased the income of Bolivia, particularly, by the sale of natural gas through export, affecting in a positive way the economy, in this sense, the "Binational River Wood Project" Taking advantage of the complementarities between the markets of Bolivia and Brazil would be a vector of development for Bolivia with the income from the surplus electricity that it would share with Brazil and for the diversification of the electricity matrix with clean energy to boost its industrial development.

Keywords: Binational hydroelectric power station. Energy integration. Electric market. Socio-economic development. Energy. Power. Complementarities.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Consumo final de electricidad por departamento en (Kbep) y (%): 2014	25
Figura 2 Consumo de electricidad en el SIN, según participación de los sectores en (%): 2015	25
Figura 3 Consumo de energía eléctrica per cápita en (KWh): 2000 a 2014	26
Figura 4 Cobertura del servicio básico de electricidad en (%): 2001 a 2005.....	27
Figura 5 Cobertura del servicio básico de electricidad en (%): 2010 a 2015.....	28
Figura 6 Capacidad de generación por tipo de central eléctrica en (MW): 2000.....	29
Figura 7 Capacidad de generación por tipo de central eléctrica en (%): 2015.....	31
Figura 8 Consumo de electricidad, según participación de los sectores en (%): 2015	35
Figura 9 Consumo de energía eléctrica per cápita en (KWh): 2000 a 2014	35
Figura 10 Estructura institucional del sistema eléctrico boliviano	43
Figura 11 Estructura institucional del SEB.....	47
Figura 12 Comercialización de energía de nuevo modelo brasileño	48
Figura 13 Estructura del Modelo Económico Social Comunitario Productivo.....	52
Figura 14 Montos compensados Tarifa Dignidad en millones de bolivianos: 2006 a 2014	54
Figura 15 Población urbana y rural con acceso a electricidad en (%): 2001 a 2014	55
Figura 16 Cobertura de Energía Eléctrica en (%)	60
Figura 17 Potencia efectiva en (MW): 2015 a 2020	62
Figura 18 Líneas de transmisión en (km).....	62
Figura 19 Avances con Argentina respecto a la exportación de energía eléctrica	64
Figura 20 Avances con Brasil respecto a la exportación de energía eléctrica	64
Figura 21 Avances con Perú respecto a la exportación de energía eléctrica.....	65
Figura 22 Avances con Paraguay respecto a la exportación de energía eléctrica	65
Figura 23 Evolución del PIB en miles de bolivianos y la variación en (%): 2000 a 2015.....	82
Figura 24 Exportaciones de los principales productos a nivel de actividad económica en miles de dólares estadounidenses: 2000 a 2015	84
Figura 25 Evolución de las Inversiones en el Sector de Hidrocarburos en millones de dólares: 2000 a 2015	86
Figura 26 Distribución Impuesto Directo a los hidrocarburos Decreto supremo N° 28421	88
Figura 27 Evolución del consumo y producción de gas natural en Brasil en billones de metros cúbicos: 2000-2015	91
Figura 28 Estructura institucional propuesto para el Sistema Eléctrico de Bolivia	103
Figura 29 Estructura funcional propuesta para el Sistema Eléctrico de Bolivia	104

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Demanda del Sistema Interconectado Nacional según área en (GWh): 2000 a 2005	23
Tabla 2 Demanda del Sistema Interconectado Nacional según área en (GWh): 2006 a 2015	24
Tabla 3 Capacidad de generación de electricidad por fuente en (MW): 2000 a 2005	30
Tabla 4 Capacidad de generación eléctrica por tipo de fuente en (MW): 2006 a 2015	30
Tabla 5 Proyectos ejecutados en generación: 2010 a 2015.....	32
Tabla 6 Proyectos ejecutados en transmisión: 2010 a 2015.....	33
Tabla 7 Consumo total de electricidad en Brasil en (GWh): 2000 a 2005.....	33
Tabla 8 Consumo de energía eléctrica por sector en Brasil en (GWh): 2006 a 2015	34
Tabla 9 Generación eléctrica por fuente en Brasil en (GW): 2000 a 2005	36
Tabla 10 Generación eléctrica por fuente en Brasil en (MW): 2006 a 2015	37
Tabla 11 Cambios en el sector eléctrico brasileño: 1995 a 2004.....	46
Tabla 12 Los principales proyectos y logros en el sector de energía.....	59
Tabla 13 Resultados de la universalización del servicio básico eléctrico: al 2020.....	60
Tabla 14 Resultados esperados de la soberanía sobre los recursos naturales eléctricos de Bolivia: 2020	61
Tabla 15 Participación de empresas representantes.....	76
Tabla 16 Tarifa por el costo de servicio según lo establecido en los Tratados de Salto Grande, Itaipú y Yacyretá.....	78
Tabla 17 Estado de la deuda contratada por las entidades binacionales.	79
Tabla 18 Exportaciones de Bolivia, según país de destino en miles de dólares estadounidenses: 2000 a 2015	83
Tabla 19 Volumen y precio de gas natural exportado al Brasil: 2000 a 2015	85
Tabla 20 Distribución de las regalías en (%)	87
Tabla 21 Ingresos fiscales de Bolivia en millones de bolivianos: 2004 a 2015.....	89
Tabla 22 Potencial hidroeléctrico (GWh) – 2025	94
Tabla 23 Potencial hidroeléctrico (MW) - 2025	94
Tabla 24 Potencial hidroeléctrico Brasileño en (MW)	96
Tabla 25 Ventajas y desventajas de la integración eléctrica de Bolivia y Brasil	101
Tabla 26 Análisis comparativo de la estructura del mercado de Bolivia y Brasil	102

LISTA DE SIGLAS Y ABREVIATURAS

EBISA	Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A
ACD	Ambiente de Conciliación de Diferencias
ACL	Ambiente de Contratación Libre
ACR	Ambiente de Contratación Regulada
AE	Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad
ALADI	Asociación Latinoamericana de Integración
ALALC	Asociación Latinoamericana de Libre Comercio
ALBA	Alternativa Bolivariana de los Pueblos de América
ANDE	Administradora Nacional de Electricidad
ANE	Agencia Nacional de Electricidad
ANEEL	Agencia Nacional de Energía Eléctrica
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CAF	Corporación Andina de Fomento
CAN	Comunidad Andina de Naciones
CCA	Control de Calidad Ambiental
CCEE	Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CIER	Comisión de Integración Energética Regional
CMSE	Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico
CNDC	Comité Nacional de Despacho de Carga
CNPE	Consejo Nacional de Política Energética
CPE	Constitución Política del Estado
CSN	Comunidad Sudamericana de Naciones Comunidad Sudamericana de Naciones
CTM	Comisión Técnica Mixta Argentina-Uruguay
CTMSG	Comisión Técnica Mixta de Salto Grande
DAA	Declaratoria de Adecuación Ambiental
DIA	Declaratoria de Impacto Ambiental
EEIA	Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental
EIA	Evaluación de Impacto Ambiental
ELETRORÁS	Centrales Eléctricas Brasileñas S.A.
ENARSA	Energía Argentina S.A
ENDE	Empresa Nacional de Electricidad
ENDE-AS	Empresa Nacional de Electricidad - Administradora del SIN
ENDE CORP	Empresa Nacional de Electricidad Corporación

EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GASBOL	Gasoducto Bolivia - Brasil
GCPS	Grupo Coordinador de Planeamiento de Sistemas Eléctricos
GESEL	Grupo de Estudios del Sector Eléctrico
GNL	Gas Natural Licuado
GLP	Gas Licuado del Petróleo
GSA	Contrato de Compra Venta de Gas Natural
GW	Gigavatio
<i>GWh</i>	Gigavatio-hora
IDH	Impuesto Directo a los Hidrocarburos
IIRSA	Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional Sudamericana
INE	Instituto Nacional de Estadística de Bolivia
Kbep	Kilo Barriles Equivalentes de Petróleo
km ²	Kilómetros cuadrados
KWh	Kilovatio-hora
MA	Manifestó Ambiental
MAE	Mercado Ataca
MAS	Movimientos al Socialismo
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MERCOSUR	Mercado Común del Sur
MCSD	Mecanismos de Compensación de Sobras y Déficits
MHE	Ministerio de Hidrocarburos y Energía
MMCD	Millones de Metros Cúbicos por Día
MME	Ministerio de Minas y Energía
MRE	Mecanismo de Regulación de Energía
MW	Megavatio
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
ONS	Operador Nacional del Sistema Eléctrico Operador Nacional del Sistema Eléctrico
OSIN	Operador del Sistema Interconectado Nacional
PIB	Producto Interno Bruto
PAEE	Plan Estratégico de Ahorro y Eficiencia Energética
PDES	Plan de Desarrollo Económico y Social
PDRS	Plan de Desarrollo Regional Sustentable
PEVD	Programa de Electricidad para Vivir con Dignidad
PND	Plan Nacional de Desarrollo

PNEE	Programa Nacional de Eficiencia Energética
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
Proyecto RE-SEB	Proyecto de Restructuración del Sector Eléctrico Brasileño
SA	Sistemas Aislados
SEB	Sistema Eléctrico Brasileño
SIN	Sistema Interconectado Nacional
STI	Sistema Troncal de Interconexión
TGN	Tesoro General de la Nación
<i>TWh</i>	Teravatio hora
<i>UCL</i>	Unidad de Contabilización y Liquidación Financiera del Ambiente de Conciliación de Diferencias
UFRJ	Universidade Federal do Rio de Janeiro
USP	Universidad de San Pablo Brasil
UTE	Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas
VMEEA	Viceministerio de Electricidad y Energía Alternativas
YPFB	Yacimientos Petrolíferos y Fiscales Bolivianos

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	17
1. DINÁMICA DE MERCADOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE BOLIVIA Y BRASIL	22
1.1. Sector Eléctrico de Bolivia	22
1.1.1. Análisis de la evolución de la demanda eléctrica.....	22
1.1.1.1. Demanda del periodo 2000 a 2005.....	22
1.1.1.2. Demanda del periodo 2006 a 2015.....	23
1.1.2. Consumo de energía eléctrica por departamento en el año 2014.....	24
1.1.3. Clasificación del consumo de electricidad, según participación de los sectores.....	25
1.1.4. Consumo per cápita de electricidad	26
1.1.5. Cobertura de electricidad de 2000 a 2015.....	26
1.1.6. Análisis del desarrollo de la oferta eléctrica	28
1.1.6.1. Oferta periodo del 2000 a 2005.....	29
1.1.6.2. Oferta periodo del 2006 a 2015.....	30
1.1.7. Desarrollo del sector eléctrico y su participación en la economía	31
1.2. Sector Eléctrico de Brasil.....	33
1.2.1. Análisis de la evolución de la demanda eléctrica.....	33
1.2.1.1. Demanda del periodo 2000 a 2005.....	33
1.2.1.2. Demanda del periodo 2006 a 2015.....	34
1.2.2. Clasificación de consumo de electricidad, según participación de los sectores.....	34
1.2.3. Consumo per cápita de electricidad	35
1.2.4. Análisis del desarrollo de la oferta eléctrica	36
1.2.4.1. Oferta periodo del 2000 a 2005.....	36
1.2.4.2. Oferta periodo del 2006 a 2015.....	36
2. ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO DE BOLIVIA Y BRASIL	39
2.1. Estructura eléctrica del mercado de Bolivia.....	40
2.1.1. Gobernanza del modelo	42
2.1.2. Comercialización en el mercado eléctrico	43
2.1.3. Ambiente de contratación	43
2.1.4. Aspectos socio-ambientales	44
2.1.5. Exportación e importación de energía.....	44
2.2. Regulación del mercado eléctrico de Brasil.....	45
2.2.1. Gobernanza del modelo	47
2.2.2. Comercialización en el mercado eléctrico	48

2.2.3.	Ambiente de contratación	48
2.2.4.	Aspectos socio-ambientales	49
2.2.5.	Exportación e importación de energía.....	49
2.2.5.1.	Regulación eléctrica brasilera en relación con Itaipú.....	50
3.	POLÍTICAS PÚBLICAS PARA EL SECTOR ELÉCTRICO DESPUÉS DEL 2006	52
3.1.	Nueva política económica.....	52
3.2.	Principales logros 2006 a 2014 en el sector eléctrico	53
3.2.1.	Bolivia Digna.....	53
3.2.2.	Bolivia Productiva	57
3.3.	Agenda Patriótica del Bicentenario 2025.....	58
3.4.	Plan de Desarrollo Económico y Social 2020.....	59
3.4.1.	Universalización del servicio básico eléctrico	60
3.4.2.	Soberanía sobre recursos naturales de Bolivia: eléctrico	61
3.5.	Bolivia Polo de exportación de Energía Eléctrica.....	63
i)	Argentina.....	63
ii)	Brasil.....	64
iii)	Perú	65
iv)	Paraguay.....	65
4.	INTEGRACIÓN	67
4.1.	Integración energética.....	67
4.2.	Integración eléctrica.....	72
4.3.	Experiencias de centrales hidroeléctricas binacionales en América del Sur.....	74
4.3.1.	Comercialización y formalización del precio	75
4.3.1.1.	Entidades involucradas en la comercialización de energía eléctrica.....	76
4.3.1.2.	División de la energía y potencia.....	76
4.3.1.3.	Venta de energía de las entidades binacionales para los países socios	77
4.3.1.4.	Precio de la energía producida en las centrales binacionales.....	77
4.3.2.	Estructura de financiamiento	78
4.3.2.1.	Fuentes de financiamiento y endeudamiento de las entidades binacionales	78
4.3.2.2.	Régimen Tributario.....	79
5.	DESARROLLO ECONÓMICO Y SOCIAL DE LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA BOLIVIA Y BRASIL	81
5.1.	Impacto del Gasoducto en la economía de Bolivia.....	81
5.1.1.	Crecimiento del Producto Interno Bruto	82
5.1.2.	Impacto en las exportaciones	83
5.1.3.	Volumen y precio del gas natural	84
5.1.4.	Inversiones	86
5.1.5.	Ingresos fiscales.....	87

5.2. El Gasoducto en Brasil.....	90
6. PERSPECTIVA BINACIONAL DE LA INTEGRACIÓN ELÉCTRICA DE BOLIVIA Y BRASIL	93
6.1. Potencial hidroeléctrico de Bolivia y Brasil.....	93
6.1.1. Potencial del sistema de Bolivia	93
6.1.2. Potencial del sistema de Brasil.....	95
6.2. Complementariedades y fundamentos para la integración eléctrica Bolivia y Brasil.....	98
6.3. Ventajas y desventajas de la integración eléctrica de Bolivia y Brasil	100
6.4. Corrientes de cambio de la regulación en Bolivia	102
6.4.1. Gobernanza en el mercado eléctrico	103
6.4.2. Comercialización en el mercado eléctrico	104
CONCLUSIONES	105
REFERENCIAS.....	108

INTRODUCCIÓN

Bolivia es un país pobre, pero rico en recursos naturales, su economía está basada en la explotación y exportación de estos, situación que le permitió mejorar el desarrollo económico y social de su población mediante políticas públicas ejecutadas por el Gobierno Central. A pesar de los esfuerzos realizados por el Estado a partir del año 2006, Bolivia tiene un Índice de Desarrollo Humano muy bajo, y sobre todo, un factor de desigualdad elevado, particularmente, en el norte amazónico y en el altiplano.

En este sentido, para el desarrollo económico y social de Bolivia fue parte fundamental el Acuerdo del Gas Bolivia - Brasil (actualmente es el eje central de las relaciones bilaterales entre ambos países) al generar parte importante de los ingresos fiscales al Tesoro General de la Nación, que ha permitido: i) generar la mayor parte de sus reservas en moneda extranjera; ii) dar estabilidad política y económica al país; iii) proveer de capacidad de inversión al Estado, y; iv) aplicar políticas públicas en favor de la población más pobre. A través de este proyecto energético, Brasil ha asegurado la diversificación de su matriz energética con una fuente segura, al representar cerca al 31%¹ del consumo de Brasil la importación de gas natural boliviano.

Otra forma de energía es la electricidad, necesidad básica para la humanidad y esencial para el desarrollo industrial como motor de un país. El consumo está creciendo mientras que su disponibilidad está en declive, en este sentido, es de suma importancia la diversificación de la matriz eléctrica y la cooperación entre los países vecinos de la región para satisfacer la demanda a través de las interconexiones y el desenvolvimiento de proyectos tanto nacionales como binacionales para mejorar la calidad de vida de la población.

Para esto, Bolivia cuenta con potencial hidroeléctrico además del gas natural. Gran parte de este potencial está ubicado en el norte amazónico e incluye el “Proyecto Hidroeléctrico Binacional Río Madera”, en este sentido, alrededor del 78% del flujo de caudal de agua de los ríos de Bolivia ingresan al Brasil. A pesar de tener este gran potencial hidroeléctrico de aproximadamente 40 GW², solo se aprovecha en el orden de 1,2% debido al predominio de la energía térmica en Bolivia, el 72%³ de la matriz eléctrica proviene de la fuente termoeléctrica

¹ Cámara Boliviana de Hidrocarburos y Energía, 2015.

² Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025.

³ Comité Nacional de Despacho de Carga, Memoria Anual 2015.

convirtiendo a Bolivia fuertemente dependiente de un recurso limitado, como es el gas natural, y vulnerable al ser el único país de Sudamérica eléctricamente aislado.

Por otro lado, Brasil presenta un nivel de desarrollo que exige la necesidad de mucha energía siendo el mayor mercado de América del Sur. Cabe destacar que la energía eléctrica utilizada en este país se caracteriza por ser en gran parte energía limpia proveniente de centrales hidroeléctricas. Para expandir Brasil, su oferta eléctrica cuenta con recursos renovables como fuentes intermitentes y con potencial hidroeléctrico en la Amazonía, pero con dificultades para aprovechar este potencial por los problemas ambientales, dada la estructura geográfica plana. Asimismo, la sequía prolongada de los últimos años 2012 a 2016, es una amenaza latente de apagones y falta de suministro total de la demanda, que muestra la necesidad de promover emprendimientos tanto binacionales como nacionales.

A partir del 2006, Bolivia tiene la visión de aprovechar su potencial hidroeléctrico creando excedentes energéticos para compartir con sus países vecinos, particularmente con Brasil. De esta manera, ambos países se beneficiarían, Brasil al tener oferta de energía hidroeléctrica y Bolivia al: contar con divisas para garantizar su desarrollo económico y social, cambiar su matriz energética y garantizar la seguridad energética. Estos excedentes se generarían a través del “Proyecto Binacional Río Madera” entre Bolivia y Brasil y, ocasionalmente, con los proyectos aguas arriba que son parte de la cuenca binacional, tal es el caso de los proyectos de Cachuela Esperanza, El Bala y Rio Grande. Es importante señalar, que sería oportuno el aprovechamiento de forma conjunta de la binacional y los proyectos aguas arriba, pese a que estén localizados en el territorio de Bolivia, de otra forma sería inviable la explotación de estos proyectos.

América del Sur es una región rica en recursos energéticos, particularmente para la generación hidroeléctrica, pero distribuido en forma desigual, la región comenzó a tomar conciencia de los enormes beneficios potenciales que derivarían en avanzar en el camino de la integración eléctrica, en este sentido, se busca aprovechar el uso de estos excedentes energéticos con los países que requieren energía, posibilitando así un mejor uso de los recursos.

En este contexto, la complementariedad energética entre Bolivia y Brasil por la operación actual del Gasoducto, el flujo de caudal de agua que comparten ambos países, la hidrología, las características de demanda y el huso horario entre los centros de consumo, se inserta en la

perspectiva de integración de mercados, debido a los beneficios de disminución de precios por optimización de uso de recursos, economías de escala, seguridad de suministro de energía eléctrica, la externalidad de transferencia de tecnología y conocimiento. Por todo lo señalado anteriormente, será de suma importancia aportar en la perspectiva de buscar la integración eléctrica entre Bolivia y Brasil con miras al desarrollo económico y social de Bolivia.

Considerando que la exportación de energía es una fuente de desarrollo económico y social, como sucedió en el caso de Bolivia con la exportación de gas natural al Brasil gracias a la construcción del Gasoducto Bolivia - Brasil, la hipótesis de esta disertación es que la integración eléctrica entre Bolivia y Brasil es un vector potencial de desarrollo económico y social para Bolivia, análogo a los beneficios que tuvieron lugar con el Gasoducto Bolivia y Brasil.

En este contexto, esta disertación tiene como objetivo analizar la dinámica y la estructura de los mercados de energía eléctrica de Bolivia y Brasil, desde el marco de la estrategia de la integración energética Bolivia y Brasil mediante la construcción del Complejo Binacional Río Madera enfocados en los beneficios e impactos en Bolivia.

En función del objetivo, se establecieron cuatro objetivos específicos. El primero es investigar las ventajas y desventajas de la integración energética y las experiencias en América Sur. El segundo es analizar los beneficios que el Gasoducto Bolivia - Brasil trajo para el desarrollo económico y social de Bolivia. El tercero es investigar la complementariedad entre los mercados eléctricos de Bolivia y Brasil. Y por último, el cuarto investigar las ventajas y desventajas de la integración eléctrica entre Bolivia y Brasil en una perspectiva socio económico.

La metodología de investigación se inició con revisión de balances energéticos para recolectar y revisar datos estadísticos de los principales indicadores del sector eléctrico de Bolivia y Brasil, en una perspectiva historia en el periodo 2000 a 2015, para conocer la situación de ambos mercados eléctricos. En el transcurso de la investigación se vio la importancia de recolectar información oficial de la estructura del mercado eléctrico de ambos países para realizar un análisis comparativo.

Asimismo, se revisó documentos oficiales sobre la nueva política económica basada en 13 pilares asociada a la Agenda Patriótica para tornar a Bolivia en un centro exportador de

energía eléctrica con el objetivo de invertir en proyectos eléctricos que generen más divisas al Estado para continuar realizando las políticas públicas en un futuro.

Dado el interés de la construcción de un central hidroeléctrica en la frontera Bolivia y Brasil mediante la integración bilateral se revisaron la bibliográfica de los beneficios y barreres de una integración, además de las experiencias de integración energética en América del Sur referente a gestión, operación, comercialización, formulación del precio, y particularmente, la experiencia de integración energética de Bolivia y Brasil con la exportación del gas natural en el periodo 2000 a 2015, mediante la recolección y análisis de los datos estadísticos de las principales variables económicos.

En la búsqueda de continuar con el desarrollo económico y social de Bolivia, se analizó la perspectiva de integración eléctrica binacional de Bolivia y Brasil con la información oficial del potencial hidroeléctrico de ambos países, colocando en evidencia complementariedades y fundamentos para la integración. Adicionalmente, se comparó la estructura del sector eléctrico de Bolivia y Brasil, y por medio de entrevistas clave se logró conocer una alternativa de propuesta de cambio en la normativa de Bolivia para avanzar en el proceso de integración.

La disertación inicia con la presentación del desarrollo del sector eléctrico de Brasil y, particularmente de Bolivia, dividido por un hito importante en dos periodos, antes y después de la toma de la administración del Estado por el gobierno del Movimiento al Socialismo, con índices de crecimiento de la demanda, cobertura de electricidad, consumo per cápita y oferta; asimismo, se muestra el impacto del desarrollo económico en el sector eléctrico con acertadas políticas públicas aplicadas, la situación de la matriz eléctrica de ambos países, el crecimiento de la demanda y el fuerte impulso al desarrollo del sector eléctrico de Bolivia a partir del año 2006 producto de la estabilidad económica.

En el capítulo 2, se revisa la regulación en ambos países referente a la gobernanza, comercialización, aspectos socio-ambientales, importación y exportación, en búsqueda de diferencias y coincidencias.

En el capítulo 3, se presenta la nueva política económica de Bolivia que da las líneas maestras los sectores productivos incluyendo al sector eléctrico, las políticas públicas aplicadas en el sector eléctrico a partir del 2006y sus principales logros, el Plan de Desarrollo Económico y su visión como un polo de exportación de energía eléctrica para mostrar que

Bolivia tiene la capacidad de establecer integración energética con los países vecinos por la disponibilidad de recursos naturales (gas natural y potencial hidroeléctrico) y voluntad política.

Por la importancia de la integración para Bolivia, al ser el único país aislado eléctricamente en Sudamérica, en el capítulo 4 se hace una revisión bibliográfica de la integración energética, para extraer los beneficios y las barreras. Asimismo, se revisa las experiencias exitosas en centrales hidroeléctricas como la Binacional Itaipú.

En el capítulo 5, se revisa el impacto de la integración energética con el Gasoducto Bolivia - Brasil en el desarrollo económico y social de Bolivia, a través del impacto en los indicadores como el Producto Interno Bruto, exportaciones, volumen y precio de gas, inversiones en el sector de hidrocarburos. Adicionalmente se presente una breve revisión del impacto del Gasoducto en Brasil.

En el capítulo 6, se presenta el potencial hidroeléctrico de ambos países a fin de encontrar complementariedades que justifican el uso eficiente de los recursos como el desarrollo del “Proyecto Río Madera” y proyectos aguas arriba, para mostrar la capacidad de integración de Bolivia y Brasil. Asimismo, se presenta las ventajas y desventajas de esta integración y las corrientes de cambio en la regulación de Bolivia que permitirían un cambio en la matriz eléctrica de térmico a energía limpia y allanarían el camino a la exportación de sus excedentes.

Esta disertación concluye mostrando la importancia del desarrollo del “Proyecto Río Madera” y otros proyectos aguas arriba para Brasil y, particularmente, para el desarrollo económico y social de Bolivia.

1. DINÁMICA DE MERCADOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE BOLIVIA Y BRASIL

1.1. Sector Eléctrico de Bolivia

El análisis del sector eléctrico de Bolivia en el periodo 2000 a 2015 está dividido en dos periodos. El primer periodo es antes del 2006, cuando el sector eléctrico era gestionado por las empresas privadas, basado en la minimización de funciones y participación del Estado, transfiriendo la planificación del sistema eléctrico a las empresas transnacionales. El segundo periodo es a partir del 2006, en el momento que el Estado Plurinacional de Bolivia asume el rol protagónico sobre los recursos naturales, mediante la nacionalización del sector energético tornándose uno de los pilares de desarrollo económico y social de la nación.

Dentro de este cuadro, el sector eléctrico se vio priorizado por las inversiones públicas provenientes de los ingresos de la venta de gas natural mediante el Gasoducto Bolivia - Brasil, con el objetivo de intensificar la cobertura eléctrica al 100% en los próximos años para el “Vivir Bien” y generar más electricidad en Bolivia ostentando ser el centro energético de Sudamérica. A continuación, se describe la evolución de los principales indicadores del mercado eléctrico de Bolivia en el periodo 2000 al 2015 marcado por el hito del año 2006.

1.1.1. Análisis de la evolución de la demanda eléctrica

La demanda de energía eléctrica de Bolivia es abastecida por el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los Sistemas Aislados (SA). El SIN está conformada por cuatro áreas: Norte, Oriental, Centro y Sur. El área Oriental corresponde al departamento de Santa Cruz, el área Norte corresponde a los departamentos de La Paz y Beni y, por último el área Centro-Sur corresponde al resto de los departamentos (CNDC, 2015). Los SA comprenden aproximadamente menos del 10% de la demanda de Bolivia y el acceso a su información es limitado. Por lo tanto, para esta disertación la demanda del SIN será considerada como la demanda de Bolivia.

1.1.1.1. Demanda del periodo 2000 a 2005

El crecimiento de la demanda de energía eléctrica durante el primer periodo tuvo un crecimiento promedio anual de 3,67%. Cabe destacar que la baja tasa de crecimiento de este periodo se debe a que en los años 2000 y 2001 el crecimiento de la demanda eléctrica tuvo un estancamiento, dada la recesión económica que estaba atravesando el país por las repercusiones de la crisis financiera internacional en los países de América del Sur. Para el

2003, el consumo de energía eléctrica tuvo un crecimiento de 2,0% respecto al 2002 a pesar de la disminución de la demanda de los “Consumidores No Regulados” por el cierre de sus operaciones de la concesionaria minera Inti Raymi (CNDC, 2003). El crecimiento registrado de 5,9% en el año 2005 respecto al 2004 fue más alto que los anteriores años principalmente por la reactivación de la economía del país.

Tabla 1 Demanda del Sistema Interconectado Nacional según área en (GWh): 2000 a 2005

Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Área Oriental	1.138,90	1.150,10	1.192,90	1.241,60	1.366,40	1.455,70
Área Norte	998,20	1.000,60	1.028,70	1.060,80	1.120,50	1.157,20
Área Centro/Sur	1.198,30	1.221,00	1.310,60	1.301,40	1.284,20	1.381,40
Total	3.335,50	3.371,70	3.532,20	3.603,80	3.771,00	3.994,30

Fuente: Memorias del CNDC; 2000-2005

Elaboración: Propia

1.1.1.2. Demanda del periodo 2006 a 2015

El segundo periodo de crecimiento de la demanda⁴ de energía eléctrica, es a partir del 2006, cuando se promovió una reforma política y económica en Bolivia, con el objetivo de fortalecer las empresas estatales y ejecutar diversos programas sociales dirigidos hacia la población más vulnerable. Durante este periodo el crecimiento promedio anual fue 7,04%, este gran incremento de la tasa de crecimiento en los últimos años consecuencia de la aplicación de nuevas políticas en Bolivia avaladas por los ingresos de la exportación de gas natural que disminuyeron la pobreza y mejoraron las condiciones de vida de la población.

En el año 2008 creció fuertemente el consumo en el sector de la minería especialmente de la Minera San Cristóbal, además del ingreso de la Minera San Bartolomé. Situación que determinó el crecimiento de la demanda de energía ese año, pese a que, el mismo año el crecimiento de la demanda fue compensado por el “Programa Nacional de Eficiencia Energética” implementado por el gobierno central. Ese programa se basó en la sustitución de

⁴ La proyección de la demanda eléctrica desde el 2006 hasta el periodo actual se basa en la relación de largo plazo (cointegración) que existe entre el PIB y la demanda de energía, así como en la utilización de métodos simples, modelos econométricos y escenarios por consumo específico, con el retorno a la planificación centralizada de la expansión del SIN, a cargo del CNDC, bajo directrices del Ministerio de Hidrocarburos y Energía (CNDC, 2012, a).

luminarias incandescentes por luminarias de alta eficiencia, disminuyendo la demanda de potencia en el periodo de punta. La implementación del programa se llevó a cabo hasta abril del año 2009 exitosamente (CNDC, 2009).

En el año 2015 con relación a la demanda de potencia del sistema, se identificó un crecimiento de 71,8 MW; habiéndose registrado el valor máximo de 1.370,0 MW el día 22 de octubre del 2015. La demanda para el año 2015 tuvo un crecimiento importante respecto a la gestión anterior y estaba distribuido en las áreas: Oriental con el 37,0 %, Norte con el 22,4% (La Paz 22,2% y Beni 0,2%) y el resto del SIN con el 40,6 % (CNDC, 2015).

Tabla 2 Demanda del Sistema Interconectado Nacional según área en (GWh): 2006 a 2015

Año	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Área Oriental	1.572,40	1.660,80	1.749,20	1.899,60	2.068,30	2.290,50	2.411,80	2.556,70	2.727,70	2.940,50
Área Norte	1.234,00	1.290,90	1.297,90	1.302,40	1.410,90	1.548,70	1.615,00	1.719,30	1.828,00	1.916,60
Área Centro/Sur	1.499,40	1.734,60	2.090,90	2.195,00	2.334,80	2.462,70	2.577,50	2.736,80	2.922,00	3.088,80
Total	4.305,80	4.686,40	5.138,00	5.397,00	5.814,00	6.301,90	6.604,30	7.012,80	7.477,70	7.945,90

Fuente: Memorias del CNDC; 2006 - 2015

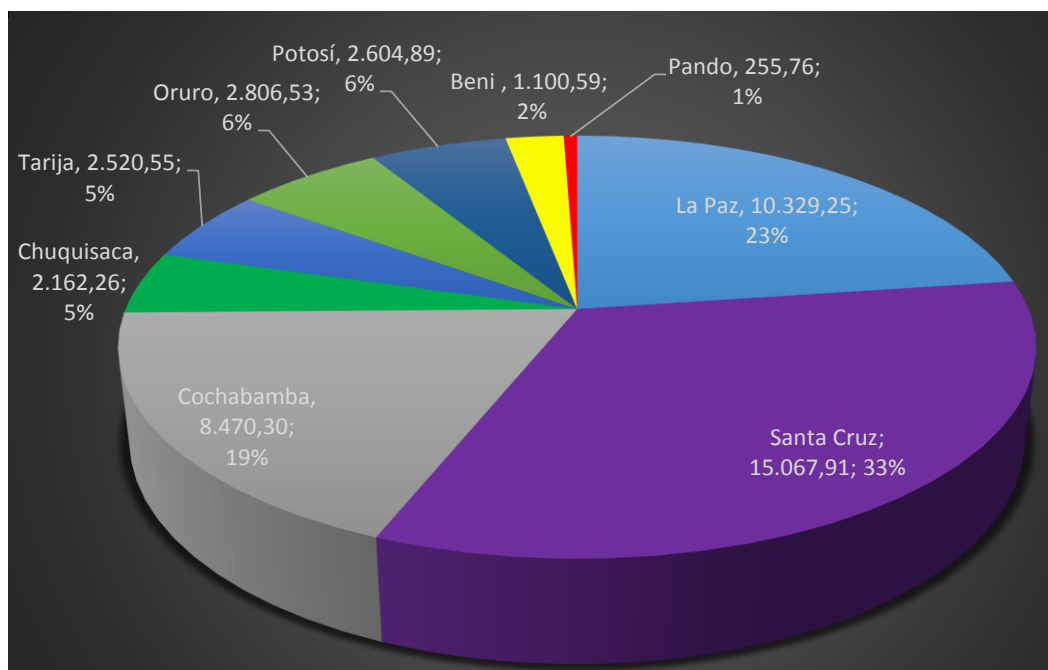
Elaboración: Propia

1.1.2. Consumo de energía eléctrica por departamento en el año 2014

En 2014, los departamentos de mayor consumo de energía eléctrica fueron Santa Cruz, La Paz y Cochabamba con una partición de 33%, 23% y 19%, respectivamente. Paralelamente, los departamentos de Beni y Pando tuvieron un menor consumo de energía eléctrica con una participación total del 3% respecto al total del consumo.

El bajo consumo de Beni (2%) y Pando (1%), es consecuencia de la pobreza extrema que viven estos departamentos. Gran parte de esta población no tiene acceso al servicio de electricidad y curiosamente para el suministro de energía eléctrica en esta zona es utilizado el combustible diésel, tornando inaccesible el servicio básico de electricidad para gran parte de la población de escasos recursos (CNDC, 2015).

Figura 1 Consumo final de electricidad por departamento en (Kbep) y (%): 2014

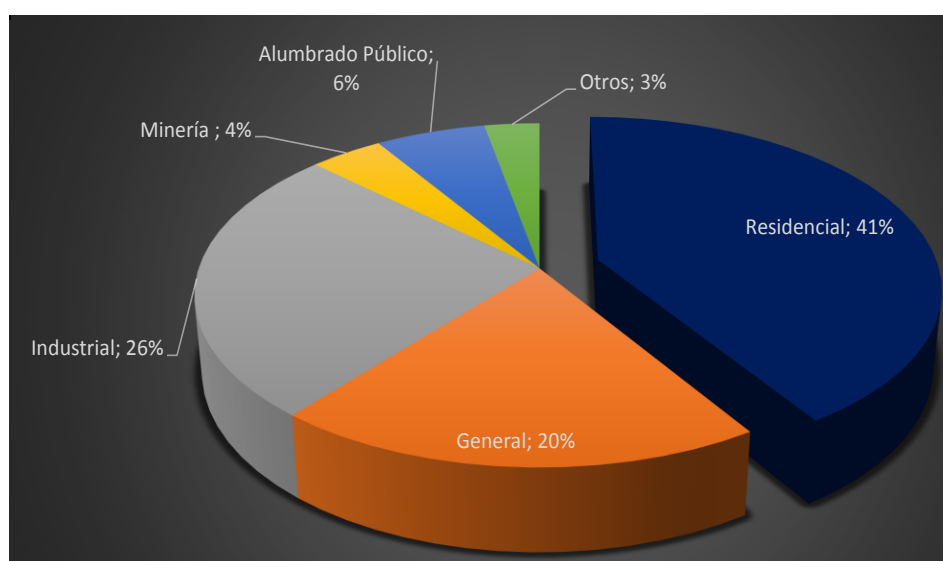


Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE, 2015, a)
Elaboración: Propia

1.1.3. Clasificación del consumo de electricidad, según participación de los sectores

El consumo de energía eléctrica por sector no presentó grandes cambios en los últimos 15 años. Para el 2015, el consumo continuó siendo principalmente residencial con una demanda del 41% de la energía requerida, seguido del industrial con una demanda de 26% y el general con el 20%.

Figura 2 Consumo de electricidad en el SIN, según participación de los sectores en (%): 2015

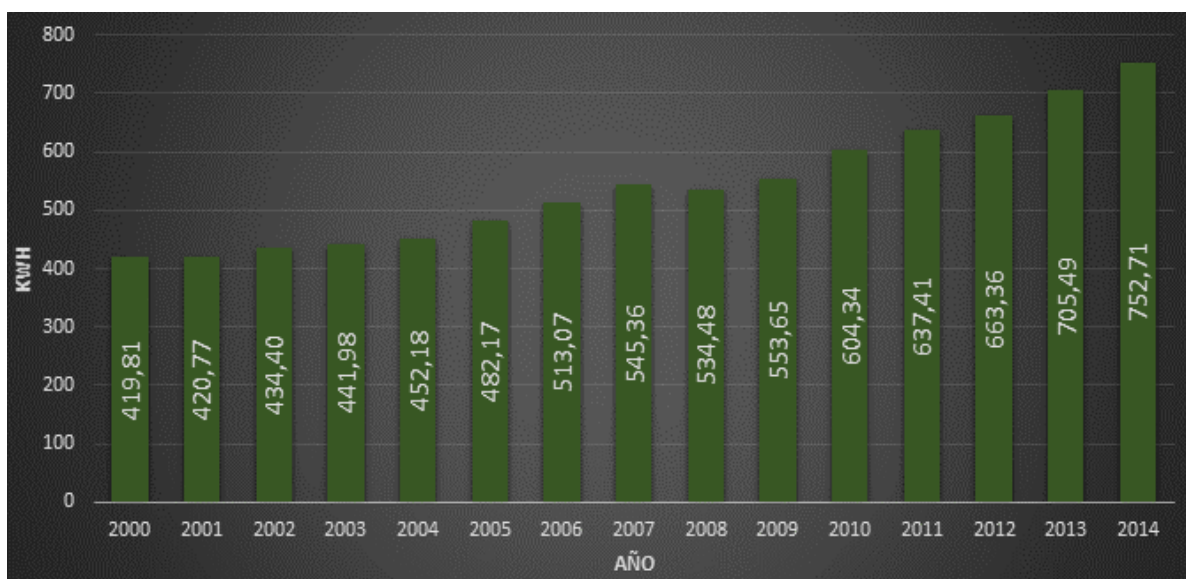


Fuente: Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, 2015
Elaboración: Propia

1.1.4. Consumo per cápita de electricidad

El consumo per cápita de electricidad del SIN y los Sistemas Aislados se ha incrementado en 4,26% desde el año 2000 hasta el 2014 pasando de 419,81 KWh/habitantes a 752,71 KWh/habitantes. Es notable, la diferencia en el crecimiento per cápita promedio anual, entre el periodo 2000 a 2005 y el periodo 2006 a 2014 de 2,81% y 4,91%, respectivamente. En el segundo periodo hubo un significativo crecimiento económico y social en el país.

Figura 3 Consumo de energía eléctrica per cápita en (KWh): 2000 a 2014



Fuente: Grupo Banco Mundial, 2017

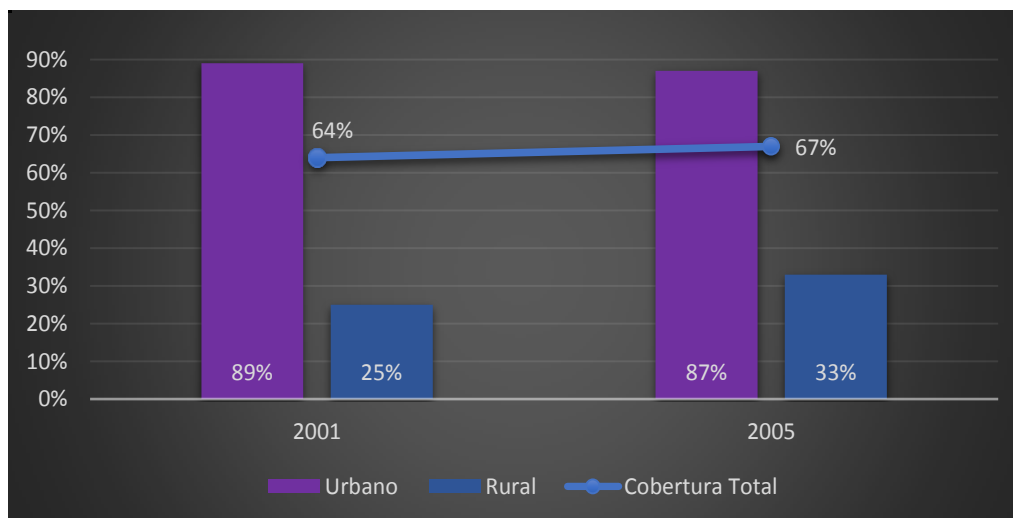
Elaboración: Propia

El consumo de energía eléctrica es la producción de las centrales eléctricas y de las plantas de cogeneración menos las pérdidas ocurridas en la transmisión, distribución y transformación y el consumo propio de las plantas de cogeneración.

1.1.5. Cobertura de electricidad de 2000 a 2015

En el año 2001 en Bolivia 1.273.130 hogares contaban con el servicio básico de electricidad equivalente al 64% de la cobertura total, incrementándose a 67% para el 2005, incorporándose 206.287 nuevos hogares al servicio básico, alcanzando a 1.479.417 hogares en total. Es evidente la falta de políticas públicas entre 2001 a 2005; la cobertura de electricidad no tuvo un aumento proporcional al crecimiento de la población, observándose una disminución de cobertura en el área urbano, y adicionalmente, un bajo alcance del servicio de electricidad en el área rural (Ministerio de Hidrocarburos y Energía, 2016).

Figura 4 Cobertura del servicio básico de electricidad en (%): 2001 a 2005



Fuente: Viceministerio de Electricidad y Energía Alternativas, 2014

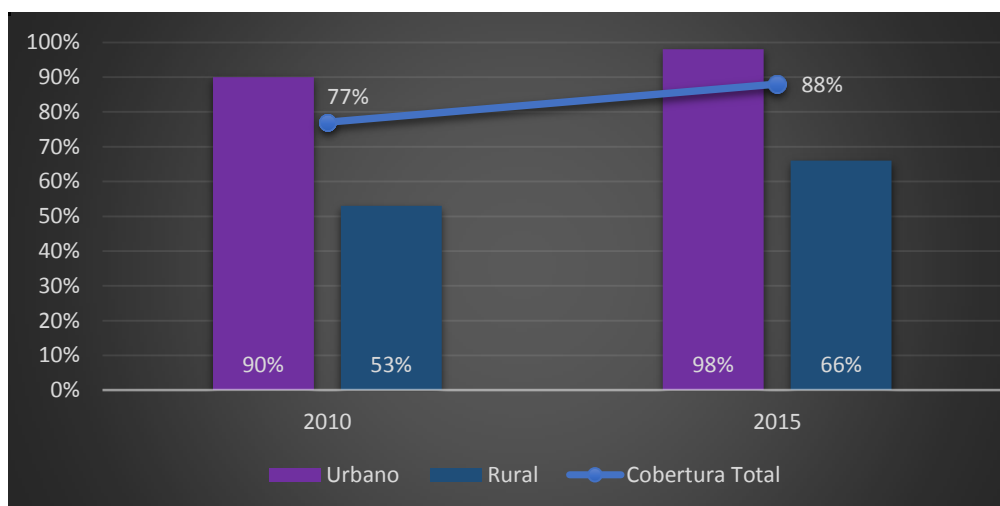
En Bolivia, el servicio básico de electricidad es un derecho fundamental, en este sentido, se está extendiendo la cobertura a la población, particularmente, al área rural para mejorar la calidad de vida, como también para dar cumplimiento a un pilar de la “Bolivia Digna y Soberana”, presentada en la “Agenda Patriótica del Bicentenario⁵ 2025”; cuyo objetivo es dar acceso universal a todos los hogares hasta el año 2025. En este contexto, el Estado Plurinacional de Bolivia para erradicar la pobreza ha venido desarrollando políticas públicas para incrementar la cobertura nacional.

Con el nuevo cambio de visión que atravesó Bolivia, el 2006, mediante el mandato del actual Presidente del Estado Plurinacional, se llevaron a cabo importantes avances en el acceso universal de electricidad, como el “Programa de Electricidad para Vivir con Dignidad” que comprende una serie de programas. En este entorno, se ha permitido incorporar a 530.656 hogares, siendo el área rural el más beneficiado, de acuerdo a las proporciones en el 2006 el servicio eléctrico abarcaba solo al 33% del área rural y para el año 2010 se aumentó al 53%, representando un aumento significativo en la cobertura nacional en el periodo 2005 a 2010 (Ministerio de Energía y Energía, 2014).

⁵ Mediante Decreto Supremo N°1506 del 27 de febrero de 2013, se establece la Representación Presidencial de la Agenda Patriótica al Bicentenario 2025, como unidad desconcentrada del Ministerio Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia - 2025 de la Presidencia, a cargo de un Representante Presidencial bajo dependencia directa del Presidente del Estado Plurinacional. Posteriormente, en fecha 20 de agosto de 2013, el Ministerio de Planificación del Desarrollo emitió la Resolución Ministerial N°156, que aprueba las Directrices de mediano y largo plazo hacia la Agenda Patriótica 2025, así como las Directrices de formulación del presupuesto de inversión pública anual, las cuales tienen por objeto establecer los lineamientos generales para elaborar y articular los planes de mediano plazo con la estructura programática de los Planes de Desarrollo Económico y social, así como con los Pilares de la Agenda Patriótica 2025 (VMEEA, 2014b).

Para el año 2015 se registró 2.628.217 hogares con acceso al servicio básico lo que significa un incremento del 20% y 1.148.800 nuevos hogares beneficiados por el servicio respecto al 2005 (MHE, 2016). Con relación al análisis de cobertura para el año 2015 se esperaba alcanzar el 88% de la nación y el 100% de acuerdo a la Agenda Patriótica del Bicentenario 2025 (VMEEA, 2014a).

Figura 5 Cobertura del servicio básico de electricidad en (%): 2010 a 2015



Fuente: Viceministerio de Electricidad y Energía Alternativas, 2014

Es evidente que la cobertura al 100% del área urbano se puede obtener antes del año 2020, sin embargo el área rural necesita de un mayor esfuerzo y las actividades se encuentran encaminadas a los proyectos de integración eléctrica.

1.1.6. Análisis del desarrollo de la oferta eléctrica

El sistema eléctrico de Bolivia está conformado por el SIN y los SA. El SIN suministra energía eléctrica a los principales departamentos de La Paz, Oruro, Cochabamba, Santa Cruz, Beni, Potosí y Chuquisaca, lo que representa aproximadamente el 90% de la demanda nacional, adicionalmente, desde la gestión 2014 se interconectó al Sistema Troncal de Interconexión (STI)⁶ parcialmente el sistema del departamento de Tarija (CNDC, 2014) y a la fecha se atiende toda la demanda de Tarija desde el SIN. Un factor importante es la disminución de la generación bruta en los SA que es logro del sector eléctrico al interconectar departamentos y provincias al SIN.

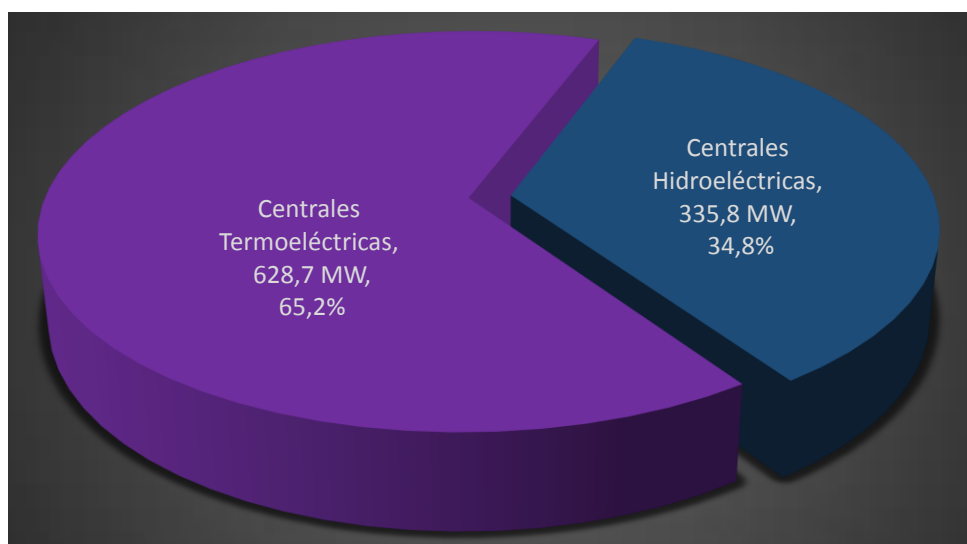
⁶Parte medular del SIN compuesta por las líneas de alta tensión en 230, 115 y 69 kV y las respectivas subestaciones asociadas.

Hasta finales del año 2012, el sistema eléctrico de Bolivia abasteció a un total de 2.303.144 hogares, con este fin se disponía de: 3.007,9 kilómetros de líneas eléctricas del STI, 1.384,8 MW de capacidad de generación en el SIN y 179,4 MW en SA (VMEEA, 2014a).

1.1.6.1. Oferta periodo del 2000 a 2005

La capacidad de generación del SIN en el año 2000 estaba distribuida en generación termoeléctrica (65,2%) e hidroeléctrica (34,8%), existiendo una complementariedad de la producción de energía entre centrales hidroeléctricas y termoeléctricas. Las centrales hidroeléctricas eran utilizadas con más frecuencia en el día, consideras como unidades base en el despacho, sin embargo en el período seco la generación hidroeléctrica disminuye lo que obligó a incrementar la generación termoeléctrica.

Figura 6 Capacidad de generación por tipo de central eléctrica en (MW): 2000



Fuente: Memoria del CNDC, 2000

Elaboración: Propia

El parque generador de Bolivia estaba compuesto mayoritariamente por las centrales termoeléctricas con inversión privadas, se priorizó a esta fuente de generación dado que la demanda de energía era muy cercana a la oferta y se necesitaba expandir el parque del generador a corto plazo; una central termoeléctrica necesita menor inversión y tiempo de implementación, además la recuperación del monto invertido es en menor tiempo comparado con una central hidroeléctrica. El crecimiento promedio anual de la generación de electricidad en este primer escenario fue en el orden de 1,47%.

Tabla 3 Capacidad de generación de electricidad por fuente en (MW): 2000 a 2005

Por tipo de central	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Centrales hidroeléctricas	335,8	354,7	444,3	428,1	446,2	448,3
H. reservorio	151,5	151,5	151,5	153,3	170,4	170,4
H. pasada	184,3	203,2	292,8	274,8	275,9	278
Centrales termoeléctricas	628,7	569,5	531,5	552,5	589,4	589,4
T. D-Fuel	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
Total	964,5	924,2	975,8	980,6	1.035,6	1.037,7

Fuente: Memorias del CNDC; 2000- 2015.

Elaboración: Propia basado en las memoria del CNDC

1.1.6.2. Oferta periodo del 2006 a 2015

En 2006 la capacidad de generación de energía eléctrica en Bolivia continuó siendo predominada por la fuente termoeléctrica (emisor del contaminante dióxido de carbono CO₂), a pesar de contar con un considerable potencial de energía renovable, específicamente de fuente hídrica. El crecimiento fue reservado en la generación hidroeléctrica, mientras que el incremento fue más notable en la generación termoeléctrica, en parte, por la evolución de la capacidad instalada casi constante en los últimos años. La capacidad de generación presenta una tendencia de crecimiento de 6,15% promedio anual, contando en su mayoría con turbinas térmicas de ciclo simple, recién a partir del 2012 entra en operación la primera unidad de ciclo combinado (CNDC, 2012).

Tabla 4 Capacidad de generación eléctrica por tipo de fuente en (MW): 2006 a 2015

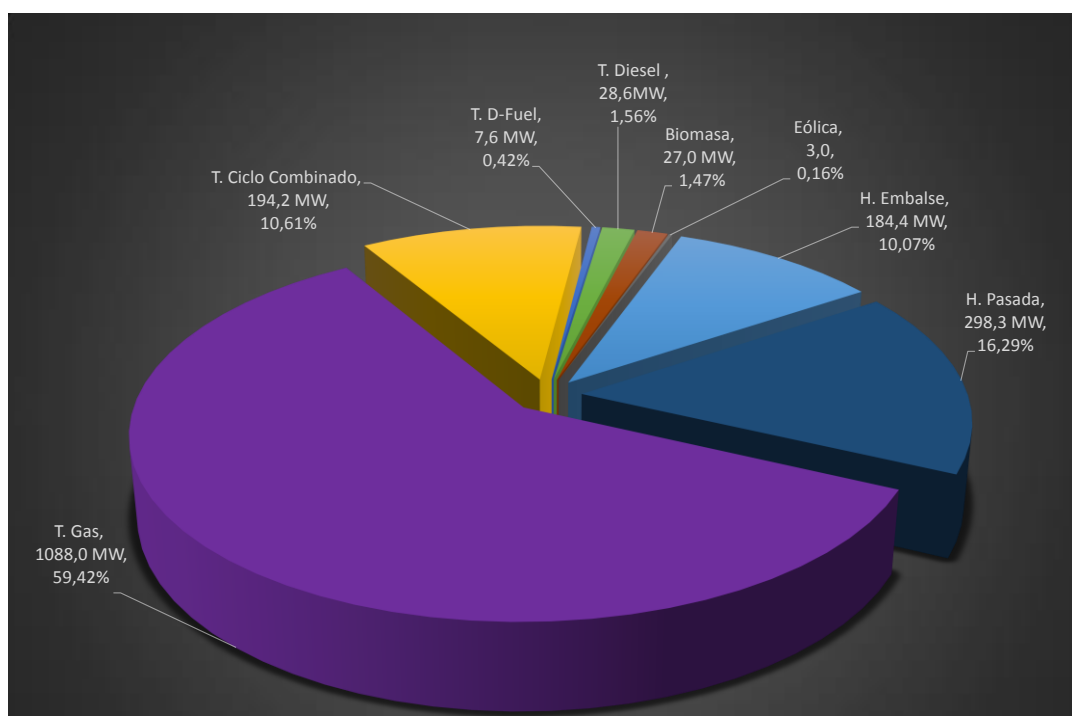
Por tipo de central	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Centrales hidroeléctricas	469,6	471,5	478,3	478,2	476,5	476,0	476,1	475,7	465,2	482,7
H. reservorio	172,5	172,6	178,6	178,4	177,4	177,4	177,4	177,4	177,4	184,4
H. pasada	297,1	298,9	299,7	299,8	299,1	298,6	298,7	298,3	287,8	298,3
Centrales termoeléctricas	601,0	680,1	684,1	686,7	781,7	833,9	908,8	947,1	1119,1	1318,4
T. gas	587,5	666,6	654,6	652,2	753,1	777,6	660,0	688,5	890,6	1088,0
T. ciclo combinado							193,0	194,2	194,2	194,2
T. D-Fuel	13,5	13,5	13,5	13,5	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6
T. diésel						27,7	27,2	35,8	26,7	28,6
T. vapor			16,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0		
Otros	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	30,5	30,0
Biomasa									27,5	27,0
Eólica									3,0	3,0
Total	1.070,4	1.151,6	1.162,4	1.164,9	1.258,14	1.309,81	1.384,77	1.422,76	1.614,69	1.830,96

Fuente: Memorias del CNDC, 2006- 2015.

Elaboración: Propia basado en las memoria del CNDC

La matriz de energía eléctrica en Bolivia para el año 2015 estuvo constituida por el 72,01% en generación térmica (gas natural, ciclo combinado, diésel), el 26,36% generación hidroeléctrica (pasada y embalse) y 1,63% generación con energías alternativas (biomasa y eólica). Durante el 2015 la capacidad térmica correspondiente a la potencia efectiva en condiciones de máxima temperatura probable del sitio fue 1.318,4 MW, mientras que la capacidad hidroeléctrica alcanzó 482,7 MW, con la participación de las energías alternativas la capacidad total fue de 1.830,96 MW (CNDC, 2015).

Figura 7 Capacidad de generación por tipo de central eléctrica en (%): 2015



Fuente: Memoria del CNDC, 2015
Elaboración: Propia

La generación con fuente termoeléctrica continuó siendo la principal fuente de generación de energía eléctrica en Bolivia hasta el 2015, aumentando su participación en la generación eléctrica en un 6,81%, a pesar de haberse incorporado fuentes de energía alternativas a la matriz energética en comparación al año 2006.

1.1.7. Desarrollo del sector eléctrico y su participación en la economía

Desde el año 2000 el sector eléctrico presentó una tendencia de crecimiento sin variaciones, para el año 2013 tuvo una participación de 1,6%⁷ en el Producto Interno Bruto. La seguridad

⁷ Este valor fue ponderado como 80.16% del valor de la cuentas nacionales acumuladas de los servicios básicos (Energía Eléctrica, Agua Potable y Consumo de GLP) en un diagnóstico del sector eléctrico (UDAPE, 2015).

de generación y suministro de energía eléctrica es un aspecto fundamental en el desarrollo económico y social de los países por eso es considerado como un factor estratégico en la económica de un país (MOLINELLI, 2015, p. 45), es así, que las inversiones del Estado se priorizaron en el crecimiento del sector eléctrico en los últimos años, situación que permitió la expansión de la infraestructura en el sector eléctrico en el área de generación, transmisión y distribución a nivel nacional, cabe destacar que desde el año 2010 con la nacionalización del sector se ejecutaron importantes proyectos en el área de generación eléctrica.

En el periodo 2010 a 2015 en el área de generación se incorporó al SIN 742,1 MW y se invirtió 742,7 millones de dólares americanos. Por otro lado, la transmisión adicionó 1.253,60 kilómetros de líneas de transmisión y tuvo una inversión de 249,1 millones de dólares americanos. En este periodo no fueron realizadas inversiones en fuentes hidroeléctricas por demandar mayor plazo, capital y experiencia de construcción. Estas inversiones se muestran en las siguientes tablas.

Tabla 5 Proyectos ejecutados en generación: 2010 a 2015

Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Total
Proyecto de Generación ejecutados	Termoeléctrica de Entre Rios, 107,1 MW, 85,0 MMUSD. Cochabamba	Termoeléctrica Carrasco, 24,5 MW, 36,6 MMUSD, Cochabamba	Ciclo Combinado Guaracachi, 82,0 MW, 102,2 MMUSD. Santa Cruz	Termoeléctrica Kenko ALT02, 32,2 MW, 56,0 MMUSD. La Paz	Planta Piloto Qollpana, 3,0 MW, 7,7 MMUSD, Cochabamba	Termoeléctrica Warnes, 200,0 MW, 171,0 MMUSD. Santa Cruz	
			Termoeléctrica Moxos–Trinidad, 20,0 MW, 22,5 MMUSD. Beni		Tercera unidad Termoeléctrica de Bulo, 50,0 MW, 44,0 MMUSD. Cochabamba		
			Termoeléctrica Kenko ALT01, 17,5 MW, 32,2 MMUSD. La Paz		Termoeléctrica del Sur, 160,0 MW, 122,7 MMUSD, Tarija		
			Termoeléctrica Valle Hermoso, 40,8 MW, 46,4 MMUSD. Cochabamba		Parque Fotovoltaico, 5,0 MW, 11,4 MMUSD. Pando		
Total incorporado al SIN (MW)	107,1	24,5	160,3	32,2	218,0	200,0	742,1
Total Inversión (MMUSD)	85,0	36,6	208,3	56,0	185,8	171,0	742,7

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía (2016, p.38)

Elaboración: con Base en el Informe de Rendición Pública de Cuentas

Tabla 6 Proyectos ejecutados en transmisión: 2010 a 2015

Año	2010	2013	2014	2015	Total
Proyecto de Transmisión Ejecutados	Línea de Transmisión Caranavi – Trinidad, 368,2 KM/115 KV, 38,3 MMUSD	Tarija al SIN, 255,4 KM/230KV, 54,0 MMUSD	Línea de Transmisión Chaco-Tarija, 138,0 KM/230KV, 378 MMUSD	Línea de Transmisión Cochabamba-La Paz , 275,0 KM/230KV, 82,7 MMUSD	
		Línea de Transmisión al Centro Minero Huanuni, 5,0 KM/115KV, 5,3 MMUSD		Línea de Transmisión Yucumo-San Buenaventura, 120,0 KM/115KV, 18,8 MMUSD	
				Línea de Transmisión Sacaba-Paracaya-Qollpana, 92 KM/115KV, 12,2 MMUSD	
Total	368,2	260,4	138,0	487,0	1.253,6
Total Inversión (MMUSD)	38,3	59,3	37,8	113,7	249,1

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía (2016, p.38)

Elaboración: con Base en el Informe de Rendición Pública de Cuentas⁸

1.2. Sector Eléctrico de Brasil

1.2.1. Análisis de la evolución de la demanda eléctrica

A continuación se analiza la evolución de la demanda eléctrica de Brasil en dos periodos, el primer periodo abarca la gestión 2000 a 2005 y el segundo periodo es desde 2006 a 2015.

1.2.1.1. Demanda del periodo 2000 a 2005

En este primer periodo el año 2001 hasta 2002 son atípicos, debido a la crisis en el abastecimiento de energía y racionamiento de energía eléctrica en el Sudeste, Centro Oeste, Noreste y Norte⁹.

Tabla 7 Consumo total de electricidad en Brasil en (GWh): 2000 a 2005

Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Residencial	83.494	73.770	72.660	76.1	78.6	83.2
Comercial	47.437	44.517	45.256	48.4	50.1	53.5
Industrial	131.195	122.629	127.690	160.7	172.1	175.4
En otros sectores	44.621	42.882	44.924	57	59.2	63.1
Total	306.747	283.798	290.529	342.2	359.9	375.2

Fuente: UNESP, <http://www4.feb.unesp.br/dee/docentes/cagnon/ENERGIA/GESTAO%20ENERGETICA.pdf>

Elaboración: Propia

⁸Elaborado por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía, cuenta con información oficial de las inversiones ejecutadas el año 2016, sin embargo la información de este último año es parcial.

⁹Fuente: Escelsa (Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.) y Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (Apine).

1.2.1.2. Demanda del periodo 2006 a 2015

El consumo de energía eléctrica en Brasil en el periodo 2006 a 2014 mantuvo un crecimiento constante, no obstante, en el 2015 disminuyó 1,8% con relación al año 2014. Entre los principales factores que intervinieron en la disminución del consumo fueron; i) el consumo eléctrico del sector industrial que bajó 5,3% en 2015, reflejo de la disminución en la actividad productiva; ii) el consumo residencial a su vez bajó 0,7% debido al alza de las tarifas por la fuerte sequía que vive el país, ya que el gobierno optó por encender varias centrales térmicas, lo que encarece el precio de la electricidad y; iii) por su parte, el sector público disminuyó su consumo de energía eléctrica 0,4% respecto a 2014.

Tabla 8 Consumo de energía eléctrica por sector en Brasil en (GWh): 2006 a 2015

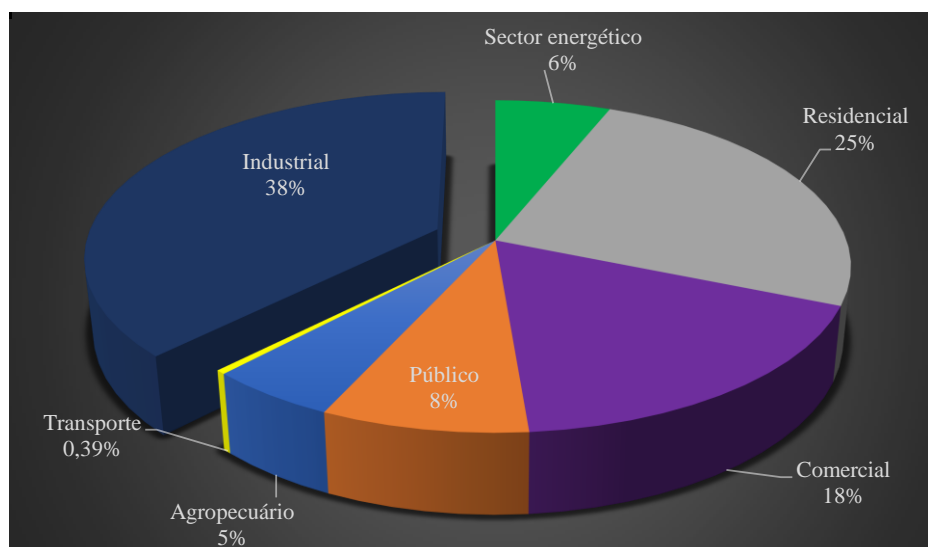
Año	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Energético	14.572	17.270	18.395	18.149	26.837	24.220	26.350	29.719	31.160	31.895
Residencial	85.810	90.881	95.585	100.638	107.215	111.971	117.646	124.896	132.302	131.315
Comercial	55.222	58.535	62.495	65.981	69.718	74.056	79.797	84.397	90.640	91.412
Público	33.049	33.718	34.553	35.245	36.979	38.171	39.818	41.332	42.851	42.672
Agropecuário	16.417	17.536	18.397	17.684	18.938	21.460	23.268	23.786	26.581	26.871
Transporte	1.462	1.575	1.607	1.591	1.662	1.700	1.885	1.884	1.979	2.055
Industrial	183.418	192.616	197.218	186.740	203.350	209.390	209.622	210.159	207.046	196.613
Total	389.950	412.131	428.250	426.029	464.699	480.968	498.386	516.174	532.559	522.833

Fuente: MME, Relatório Final BEN 2016, <http://www.mme.gov.br/web/guest/publicacoes-e-indicadores>
Elaboración: Propia

1.2.2. Clasificación de consumo de electricidad, según participación de los sectores

El consumo eléctrico de Brasil en la gestión 2015 estaba predominado por el consumo industrial con una participación del 38%, seguido del consumo residencial con un requerimiento del 25% de la energía y el comercial con el 20%.

Figura 8 Consumo de electricidad, según participación de los sectores en (%): 2015

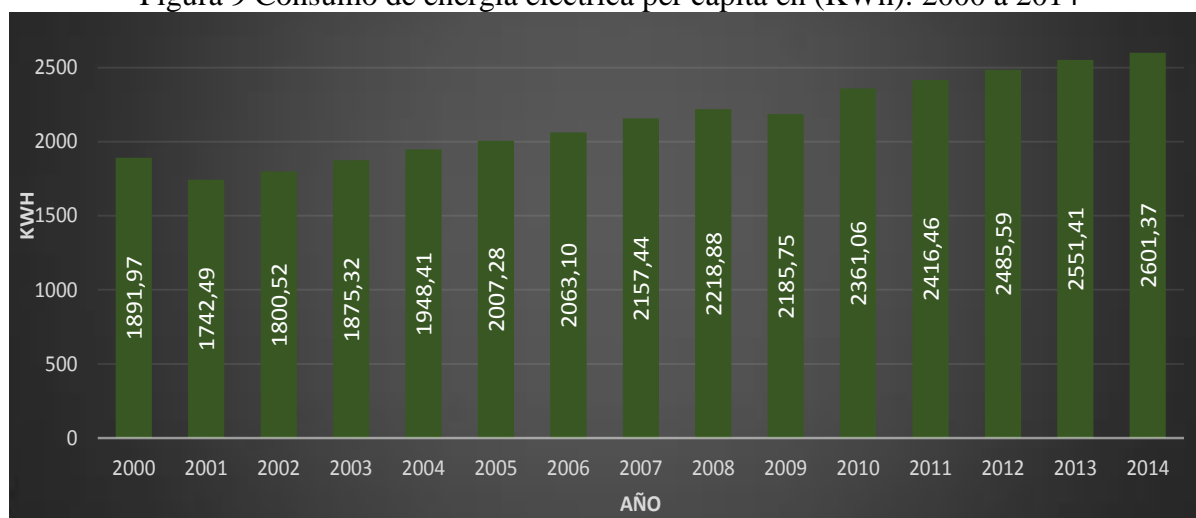


Fuente: Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2015
Elaboración: Propia

1.2.3. Consumo per cápita de electricidad

El consumo per cápita de electricidad en Brasil se ha incrementado en 2,30% desde el año 2000 hasta el 2014 pasando de 1.891,97 KWh/habitantes a 2.601,37 KWh/habitantes. La diferencia existente entre el periodo 2000 a 2005 y el periodo 2006 a 2014 con un crecimiento per cápita promedio anual de 1,19% y 2,94%, respectivamente, se debe a que en el segundo periodo hubo un crecimiento: económico y social en el país; de la cantidad de electrodomésticos en domicilios; en el acceso a la red eléctrica en las áreas rurales y del consumo en la clase residencial (SILVA; FÉRES; LÍRIO, 2012).

Figura 9 Consumo de energía eléctrica per cápita en (KWh): 2000 a 2014



Fuente: Grupo Banco Mundial, 2017
Elaboración: Propia

1.2.4. Análisis del desarrollo de la oferta eléctrica

El sistema eléctrico de potencia consiste de dos sistemas de transmisión interconectados (Norte-Nordeste y Sur-Sudeste-Centro) y muchos pequeños sistemas aislados en regiones remotas. Estos sistemas están separados y operan independientemente.

1.2.4.1. Oferta periodo del 2000 a 2005

En Brasil, el corte general de energía eléctrica en 2001, agudizó la percepción de vivir con extremos cambios climáticos en una sociedad que demanda un crecimiento de consumo exponencial. Posicionando a la ampliación de fuentes de generación como un tema decisivo de modo que los emprendimientos binacionales fueron alternativas favorables de acuerdo con la experiencia. Estos emprendimientos involucran tanto: i) aprovechamiento de un recurso natural localizado en otro país, como; ii) aprovechamiento conjunto de un recurso compartido. Las referencias más exitosas son el Acuerdo de Gas Bolivia-Brasil y Tratado Binacional de Itaipú, con Bolivia y Paraguay, respectivamente (BIATO, 2017).

Tabla 9 Generación eléctrica por fuente en Brasil en (GW): 2000 a 2005

	2000	2004	2005
Centrales Hidroeléctricas	61,06	69,00	70,86
Centrales Eléctricas de Servicio Público	60,1	67,6	69,3
Centrales Eléctricas Autoprodutoras	1,0	1,4	1,6
Centrales Termoeléctricas	12,65	21,73	22,30
Centrales Eléctricas de Servicio Público	6,6	14,5	15,0
Centrales Eléctricas Autoprodutoras	4,1	5,2	5,3
Total	73,71	90,73	93,16

Fuente: EPE, 2006

Elaboración: Propia

1.2.4.2. Oferta periodo del 2006 a 2015

La generación de energía eléctrica en centrales en Brasil durante el periodo 2006 a 2015 mantuvo una tendencia de crecimiento ascendente de 4,32% anual, siendo que en el año 2015 la generación alcanzó 140.858 MW. En la siguiente tabla, se observa que la principal fuente de generación de energía eléctrica en Brasil es la hidráulica, aunque en los últimos años su producción haya disminuido, incrementándose la participación de las unidades termoeléctricas y eólicas.

Tabla 10 Generación eléctrica por fuente en Brasil en (MW): 2006 a 2015

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Usinas Hidroeléctricas	72.005	74.937	74.901	75.484	77.090	78.371	79.956	81.132	84.095	86.366
Pequeña Central Hidroeléctrica	1.566	1.820	2.490	2.953	3.428	3.870	4.101	4.620	4.790	4.886
Central Generadora Hidroeléctrica	107	112	154	173	185	216	236	266	308	398
Usinas Termoeléctricas	20.372	21.229	22.999	25.350	29.689	31.244	32.778	36.528	37.827	39.564
Usinas Nucleares	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	1.990	1.990	1.990
Usinas Eólicas	237	247	398	602	927	1.425	1.894	2.202	4.888	7.633
Solar	-	-	-	-	1	1	2	5	15	21
Total	96.294	100.352	102.949	106.569	113.327	117.135	120.975	126.743	133.913	140.858

Fuente: EPE, Anuario Estadístico de Energía Eléctrica 2011,2012 y 2017,
Elaboración: Propia

En este capítulo, se analizó el desarrollo económico y social de Bolivia con los indicadores del sector eléctrico: demanda eléctrica, consumo per cápita de electricidad, cobertura de electricidad y oferta eléctrica, producto de los ingresos por la venta del gas natural mediante el Gasoducto Bolivia - Brasil y la aplicación del “Nuevo Modelo Económico, Social, Comunitario y Productivo” a partir del 2006. Asimismo, se identificó complementariedades entre Bolivia y Brasil con la demanda y oferta.

Los principales indicadores del mercado eléctrico de Bolivia muestran que a partir del 2006 el crecimiento de la demanda fue más intenso, sin embargo la matriz energética continua predominada por la fuente térmica y vulnerable al ser el único país eléctricamente aislado en América del Sur. Asimismo, se ha visto la reducción de la pobreza por el incremento sustancial en la cobertura y el consumo per cápita, además de un fuerte impulso al desarrollo del sector eléctrico en toda la cadena productiva.

La demanda eléctrica de Brasil es mucho mayor que la demanda de Bolivia en el orden de aproximadamente 70 veces. La matriz eléctrica de Brasil está predominada por la fuente hidroeléctrica, sin embargo en los últimos años la fuente termoeléctrica ha aumentado su participación significativamente. El corte general de energía eléctrica en Brasil en 2001, agudizó la percepción de vivir con extremos cambios climáticos. De acuerdo a la experiencia de Brasil los emprendimientos binacionales (Hidroeléctrica Binacional Itaipú y Gasoducto Bolivia – Brasil) fueron alternativas favorables.

Por otro lado, en el caso de Bolivia, los departamentos del norte amazónico (Beni y Pando) cuentan con menor acceso al servicio de electricidad, siendo más cercanos al “Proyecto Hidroeléctrico Binacional Río Madera”. Este emprendimiento es de interés para ambos países, particularmente para Bolivia porque permitiría cambiar su matriz energética con menor generación térmica y continuar con el desarrollo económico y social de Bolivia con la exportación de excelentes de energía eléctrica, para lo cual, es importante analizar el marco regulatorio de ambos países.

2. ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO DE BOLIVIA Y BRASIL

El mercado eléctrico está constituido por generación, transmisión, distribución y comercialización para suministrar una demanda; los segmentos de transmisión y distribución son monopolios naturales normalmente sujetos a regulación, mientras que los segmentos de generación y comercialización podrían operar como mercados competitivos. Los reguladores son entidades condescendientes y defensores del bienestar para la sociedad que legislan para corregir las imperfecciones del mercado.

Actualmente, son aceptados cuatro modelos para la estructura de la industria eléctrica según Hunt y Shuttleworth (1996), con regulación para la transmisión y distribución, además de los grados de libertad de competencia para la generación y comercialización, desde el punto de vista de la estructura estos modelos son (HUNT; SHUTTLEWORTH, 2002 *apud* CURIHUMENTRO, 2015):

- i) modelo 1: no existe competencia (empresa eléctrica verticalmente integrada);
- ii) modelo 2: comprador único o agencia compradora, que promueve la competencia entre los generadores (competencia por el mercado);
- iii) modelo 3: los distribuidores y una categoría especial de consumidores (i.e. grandes consumidores) pueden realizar contratos con los generadores, lo que implica competencia en generación dentro de un mercado mayorista de energía eléctrica (competencia en el mercado) y;
- iv) modelo 4: permite a cualquier consumidor elegir su proveedor de energía eléctrica, lo que conlleva competencia en el suministro (competencia plena). Desde el punto de vista de la propiedad existen tres configuraciones básicas: a) del estado con gestión del ejecutivo, b) del estado con gestión independiente (empresa) y c) corporación privada.

La elección de un modelo debe comprender: i) la realidad del mercado en particular; ii) los efectos del cambio estructural; iii) las razones o necesidad que justifican la modificación; iv) el tamaño de mercado; v) las características de la demanda; vi) la disponibilidad de tecnología y; vii) los recursos naturales (la matriz energética existente y las perspectivas del futuro) (CURIHUMENTRO, 2015).

2.1. Estructura eléctrica del mercado de Bolivia

El análisis de la industria energética en Bolivia en el marco del mercado competitivo, impulsado por la “Sociedade Brasileira de Planejamento Energético”, analiza el periodo 1994-1997 y define la situación de suministro de energía en Bolivia como que “la protección del mercado en la etapa de transición, determinó el retraso de inversiones en el sector eléctrico en el área de generación, operando el sistema en condiciones de confiabilidad deficiente y ocasionando racionamientos” (UDAETA et al, 2001, p.20).

A mediados de la década de los 90, las empresas estatales en Bolivia no tenían la capacidad de inversión en el país, no solo en el sector eléctrico, es así que, el gobierno de ese entonces tomó la decisión de privatizar con la denominada “Capitalización” y la promulgación de la Ley de Electricidad N°1604, el 21 de diciembre de 1994, que reforma el sector eléctrico de Bolivia separando las empresas de energía eléctrica en los segmentos de: generación, transmisión y distribución. La Ley N°1604 establece la competencia en segmentos de generación, mientras que los sectores de distribución y transmisión se mantuvieron bajo la regulación del Estado. El modelo propuesto, por lo tanto, es el modelo 3 (modelo propuesto por Hunt y Shuttlewoeth), con participación estrictamente privada.

En ese sentido, las principales alteraciones realizadas en el sector fueron: i) desverticalización de las Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) y creación de empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras denominados “Agentes”; ii) creación de un operador del sistema con la figura de empresa pública no estatal (independiente); iii) creación de una agencia reguladora y de control; iv) aplicación de restricciones de concentración económica para el segmento de generación; v) creación de un mercado mayorista y un mercado minorista donde se comercializa la energía, y; vi) creación del concepto de “Consumidor No Regulado”(HCNB, 1994).

Debe señalarse, que la reestructuración del sector eléctrico tenía también como objetivo la privatización de las empresas estatales, dentro de la lógica neoliberal, donde el libre juego de las fuerzas del mercado sería suficiente para garantizar más eficiencia y capacidad de expansión del Sistema Interconectado Nacional (SIN), basándose exclusivamente en inversiones privadas. De esta forma, la mayor parte de las empresas de distribución, transmisión y generación fueron privatizadas, quedando apenas los sistemas eléctricos

aislados, operados por Cooperativas y la Empresa Nacional de Electricidad Residual(HCNB, 1994).

El 16 de julio de 2008, a dos años del cambio de modelo de gobierno, mediante Decreto Supremo N°29644 denominado Refundación de ENDE (Refundación, con nueva naturaleza jurídica y con nuevo rol estratégico), el gobierno central establece un cambio en el sector eléctrico nacional, asignando a ENDE la función como una empresa pública, nacional, estratégica y corporativa. Adicionalmente, en 2011 el SIN sufrió una grave crisis de abastecimiento que terminó llegando al racionamiento de energía eléctrica, en este sentido, fue necesario la implementación del plan de emergencia denominado “Plan Inmediato de Adición de Potencia” dada la crisis del sector eléctrico en Bolivia en el año 2011.

En consecuencia, el gobierno siguió la política de recuperar la administración, control y dirección de las empresas estratégicas que tiene el Estado, en el marco de la Constitución Política del Estado (CPE) y el Plan Nacional de Desarrollo (PND). Además fue posible la recuperación de empresas de generación y distribución de energía que se encontraban en manos de empresas privadas. Bajo este mismo principio, el 1 de mayo de 2012, mediante Decreto Supremo N°1214, se nacionalizó en favor de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), la empresa Transportadora de Electricidad SA (EPB, 2016).

Posteriormente, mediante Decreto Supremo N°1448 de 29 de diciembre de 2012, el gobierno decide nacionalizar a favor de ENDE las empresas: i) Electricidad de La Paz SA. (ELECTROPAZ S.A.); ii) Empresa Luz y Fuerza de Oruro S. A. (ELFEO S .A.); iii) Compañía Administradora de Empresas Bolivia S.A. (CADEB) y; iv) Empresa de Servicios (EDESER S.A.)(EPB, 2016).

Mediante Decreto Supremo N°1691 de 14 de agosto de 2013, ENDE Corporación queda constituida por ENDE matriz y sus empresas filiales y subsidiarias, sobre las cuales ENDE matriz ejerce control y dirección en forma directa o indirecta, debiendo para esto ser necesarias adecuaciones y cambios en la estructura organizativa y funcional de ENDE matriz.

Fruto de estos cambios durante 2014 y 2015 se experimentan avances en la ejecución de proyectos e implementación de sistemas, en sintonía con los desafíos demandados por el país y delineados en: el “Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025”, el “Plan para el Desarrollo de las Energías Alternativas 2025” y la “Agenda Patriótica del Bicentenario al 2025”; cuyos pilares definen lineamientos centrales que plantean: i) la expansión del sistema

eléctrico a las áreas rurales hasta llegar al 100% de cobertura en el territorio nacional; ii) garantizar la demanda interna y generar excedentes de energía eléctrica destinados a la exportación de energía a los países vecinos; iii) la sustitución del uso de combustibles fósiles para la generación por fuentes alternativas, renovables y limpias, respetando el medio ambiente y; iv) alcanzar el “Vivir Bien” de la sociedad en su conjunto (VMEEA, 2014b).

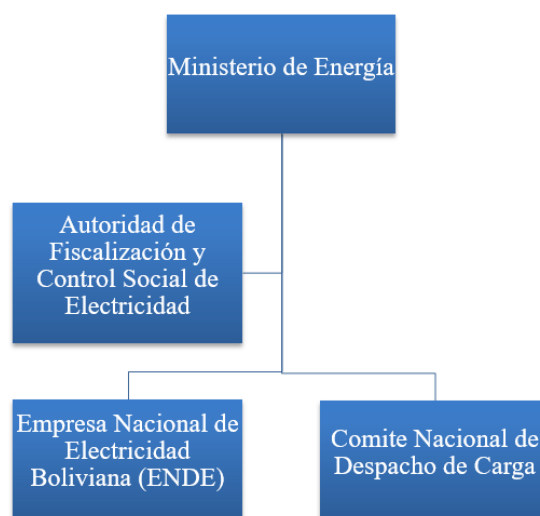
Las directrices generales para el sector eléctrico que incorporan el componente de las energías renovables y el 100% de la cobertura no podrían ser posibles con el modelo de equilibrio de las fuerzas del mercado y sin una planificación centralizada. Sin embargo, debemos señalar que el mercado eléctrico de Bolivia sigue operando bajo la teoría de costos marginales y precios de nodo, además con la filosofía de operación de forma segura, confiable y a costo mínimo, bajo la Ley de Electricidad N°1604, con ENDE participando en toda la cadena productiva.

2.1.1. Gobernanza del modelo

Las principales entidades que participan en la actual definición del Sector Eléctrico Boliviano son las siguientes:

- i) Ministerio de Energía, como órgano del gobierno responsable por la conducción de las políticas energéticas del país y normar el sector eléctrico;
- ii) Viceministerio de Electricidad y Energía Alternativas (VMEEA), institución que coadyuva con el Ministerio de Energía;
- iii) Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) dependiente del Ministerio de Energía, como brazo operador para el desarrollo del sector eléctrico y también se desempeña como Agente del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM);
- iv) Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), encargada de fiscalizar el sector eléctrico, velar por la calidad de los servicios de electricidad y establecer las tarifas reguladas;
- v) Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), con las funciones de operar, supervisar y controlar la generación de energía eléctrica en el SIN, realizar las transacciones económicas y participar en la planificación de la expansión.

Figura 10 Estructura institucional del sistema eléctrico boliviano



Fuente: Elaboración Propia

2.1.2. Comercialización en el mercado eléctrico

El marco regulatorio vigente divide la comercialización de energía en dos partes: i) mercado a precios spot, y; ii) mercado de contratos.

El “Reglamento de Precios y Tarifas”, establece que el Mercado Eléctrico Mayorista está integrado por Generadores, Transmisores, Distribuidores y Consumidores No Regulados, que efectúan operaciones de compra - venta y transporte de electricidad en SIN, más las transacciones internacionales con Mercados y sistemas de otros países (PCRB, 2001b).

Mercado de Contratos es el mercado de transacciones de compra - venta de electricidad entre Generadores, entre Generadores y Distribuidores, entre Generadores y Consumidores No Regulados y entre Distribuidores y Consumidores No Regulados, contempladas en contratos de suministro. Incluye los contratos de importación y exportación con agentes de otros Mercados. Las transacciones de compra - venta de electricidad de corto plazo, no contempladas en contratos de suministro se denomina mercado spot (PCRB, 2001b).

2.1.3. Ambiente de contratación

El mercado de oferta de generación es un mercado competitivo; los generadores que incorporan su generación solo requieren la licencia por parte de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad con quien se comprometen a entregar toda su generación al mercado eléctrico mayorista (HCNB, 1994, art 16;23).

2.1.4. Aspectos socio-ambientales

En Bolivia, de acuerdo a la Ley del Medio Ambiente N°1333, dependiendo la magnitud cada obra, actividad y proyecto, público o privado necesita obtener dos instrumentos y dos licencias ambientales.

El primer instrumento, “Evaluación de Impacto Ambiental”, es preventivo de la gestión ambiental, aplicado a los nuevos proyectos de acuerdo a la categoría (mediante el llenado de la “Ficha Ambiental”) a que pertenecen (HCNB, 1992).

La primera licencia ambiental, “Declaratoria de Impacto Ambiental” emitido por la Autoridad Ambiental Competente, a ser iniciado, sea viable bajo los principios del desarrollo sostenible; por el cual se autoriza desde el punto de vista ambiental la realización del mismo, que fijará las condiciones ambientales que deben cumplir durante la fase de implementación, operación y abandono, asimismo, se establecerá conjuntamente con el “Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental”, y en particular con el “Plan de Aplicación y Seguimiento Ambiental”, en la referencia técnico-legal para los proyectos, obras o actividades nuevos (HCNB, 1992).

El segundo instrumento, “Control de Calidad Ambiental”, es correctivo y de control de la gestión ambiental, cuyos objetivos son normar y regular la utilización del medio ambiente y los recursos naturales y, controlar las actividades (HCNB, 1992).

La segunda licencia ambiental, “Declaratoria de Adecuación Ambiental” emitido por la Autoridad Ambiental Competente cuando se está en fase de operación o etapa de abandono, a la puesta en vigencia del presente reglamento, se basa en la evaluación del “Manifiesto Ambiental” en la referencia técnico-legal para los procedimientos de control ambiental, y fija las condiciones ambientales que deben cumplirse de acuerdo con el “Plan de Adecuación y Plan de Aplicación y Seguimiento Ambiental” propuestos (HCNB, 1992).

2.1.5. Exportación e importación de energía

En materia de importación y exportación, actualmente, Bolivia está en la etapa de negociaciones con miras a la exportación de sus excedentes en materia de electricidad con los países vecinos, particularmente, con Brasil y Argentina. En este sentido, no se tiene ninguna experiencia en materia de exportación ni importación y solo algunos enunciados.

2.2. Regulación del mercado eléctrico de Brasil

En la crisis de los años 1980, las tarifas de energía eléctrica fueron congeladas a fin de mitigar la inflación. Esto representó de hecho, el fin de la remuneración por el costo del servicio vigente en la época y comprometió la salud financiera de todo el Sistema Eléctrico Brasileño (SEB) (CURIHUENTRO, 2015).

En 1996, se inicia el cambio estructural del Sector Eléctrico Brasileño (Proyecto RE-SEB) y concluye en agosto de 1998 con la privatización de las empresas estatales que divide la cadena productiva en los segmentos de generación, transmisión, comercialización y distribución; manteniendo la regulación para la transmisión y promoviendo la competencia en los segmentos de generación y comercialización. Debido a una crisis en el abastecimiento que se presentó en año 2001, se incorpora una reestructuración del sector eléctrico (CURIHUENTRO, 2015).

Las directrices generales del nuevo modelo reconocen que el simple equilibrio de las fuerzas del mercado no es suficiente para mantener la estabilidad en el sector eléctrico brasileño y establece tres principios generales como nuevas bases sectoriales: i) modicidad tarifaria; ii) mitigación de los riesgos sistémicos: fomentando la contratación a largo plazo en detrimento de la disputa de la comercialización en el mercado a corto plazo; iii) rescate de la función de planificación(CURIHUENTRO, 2015, p.22).

El nuevo modelo coincidió con el fin de las privatizaciones de las estatales federales, que pasaron a ser utilizadas por el gobierno como un importante instrumento de política energética, teniendo entre otras, la función de atraer capitales privados para nuevos emprendimientos de generación y transmisión a través de alianzas públicas para la participación en las subastas promovidas por el poder concedente(CURIHUENTRO, 2015, p.22).

A continuación se presenta un resumen de los cambios en el Sector Eléctrico Brasileño en el periodo 1995 a 2004:

Tabla 11 Cambios en el sector eléctrico brasileño: 1995 a 2004

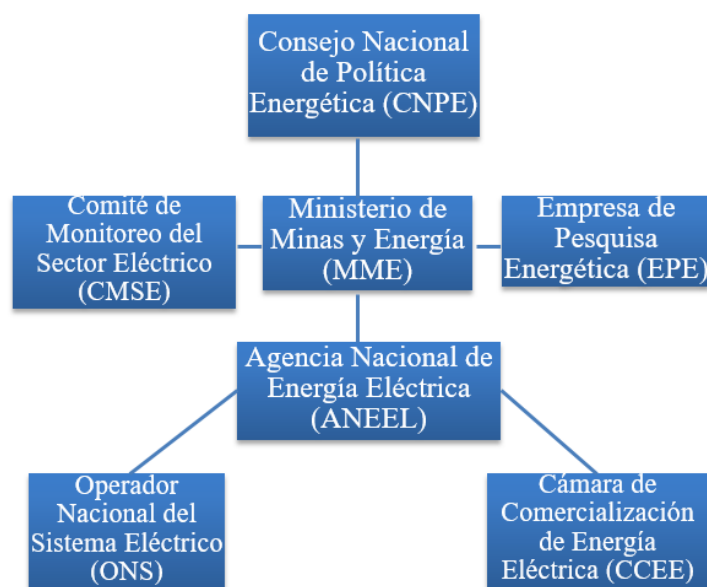
Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação: 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE)	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) para as Distribuidoras.

Fuente: (CCEE, 2013)

2.2.1. Gobernanza del modelo

La siguiente figura muestra la estructura institucional del SEB y las relaciones entre las entidades:

Figura 11 Estructura institucional del SEB



Fuente: (CURIHUENTRO, 2015, p.24)

Elaboración: Propia

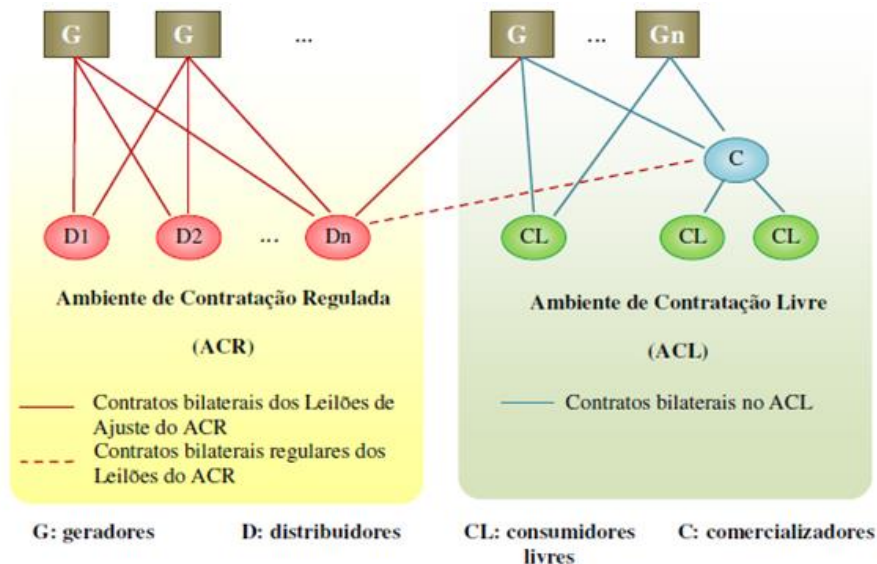
Las principales entidades que definen el Sector Eléctrico Brasileño son las siguientes:

- i) *Consejo Nacional de Política Energética (CNPE), organismo interministerial encargado del asesoramiento a la Presidencia de la República en la formulación de políticas y directrices en el área de Energía;*
- ii) *Ministerio de Minas y Energía (MME), como órgano del gobierno federal responsable por la conducción de las políticas energéticas del país;*
- iii) *Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico (CMSE), órgano dependiente del MME, con la función de acompañar y evaluar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico;*
- iv) *Empresa de Pesquisa Energética (EPE), prestadora de servicios en el área de estudios e investigaciones destinadas a subsidiar la planificación del sector eléctrico;*
- v) *Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), encargada de regular y fiscalizar el sector eléctrico, velar por la calidad de los servicios de electricidad y establecer las tarifas reguladas;*
- vi) *Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE), entidad sucesora del Mercado Atacadista de Energía Eléctrica (MAE), que además, de las atribuciones de contabilizar y liquidar las operaciones en el mercado a corto plazo, también administraría los contratos de compra de energía para atender a los consumidores regulados y;*
- vii) *Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS), con las funciones de operar, supervisar y controlar la generación de energía eléctrica en el SEB (CURIHUENTRO, 2015, p.23-24).*

2.2.2. Comercialización en el mercado eléctrico

El marco regulatorio vigente divide la comercialización de energía en dos partes: el Ambiente de Contratación Regulada (ACR) y el Ambiente de Contratación Libre (ACL). La siguiente figura ilustra esta división:

Figura 12 Comercialización de energía de nuevo modelo brasileño



Fuente: (CURIHUENTRO, 2015, p.24)

2.2.3. Ambiente de contratación

“Los generadores pueden comercializar energía en el ACR y en el ACL. En el ACR, los distribuidores sólo pueden adquirir energía a través de subastas organizadas por el gobierno. En el ACL, puede ser intermediado por un comercializador o vender energía directamente al consumidor libre” (CURIHUENTRO, 2015, p.25).

En el Ambiente de Contratación Regulada, participan distribuidoras, generadores y, en casos particulares, comercializadores. “La metodología implementada por el Decreto N°5.163/04, y complementada por el Decreto N°6048/04, establece compras por las distribuidoras a través de subastas reguladas, realizadas de forma agrupada, con productos a largo plazo, compra anticipada en diferentes plazos y con criterio del menor precio” (CURIHUENTRO, 2015, p.25).

En el Ambiente de Contratación Libre pueden participar generadores, comercializadores, consumidores libres y consumidores libres especiales. “Los precios y condiciones se negocian libremente entre las partes, siendo una obligación la adhesión y el cumplimiento de

las normas de la CCEE y la contratación del 100% del consumo real dentro de una ventana móvil de 12 meses” (CURIHUENTRO, 2015, p.25).

2.2.4. Aspectos socio-ambientales

En la perspectiva socio-ambientales, en Brasil todos los nuevos emprendimientos del sector eléctrico deben pasar por licenciamiento ambiental. “Para los proyectos con impacto local, el órgano licenciario es municipal, para proyectos de mayor impacto, la competencia del licenciamiento es estadual, y para proyectos con impacto en más de una unidad de la federación, la competencia es federal” (CURIHUENTRO, 2015, p.25).

Cada proyecto necesita obtener tres licencias ambientales. La primera es la licencia previa, que delimita los impactos del proyecto y establece una lista de compensaciones socio-ambiental para mitigar eventuales impactos del proyecto sobre el medio ambiente y la población local. La segunda es la licencia de instalación, emitida después de la presentación por el emprendedor de un plan detallado para la implementación de las compensaciones socio-ambiental establecido por la licencia previa. Las obras sólo pueden iniciarse tras la emisión de la licencia previa por el órgano competente. Y, por fin, la licencia de operación, emitida por el órgano ambiental después de la comprobación por el emprendedor de la efectiva implantación de las acciones de las compensaciones socio-ambiental relacionadas al proyecto. La operación comercial del proyecto sólo puede ocurrir después de haber emitido la licencia de funcionamiento(CURIHUENTRO, 2015, p.25).

La obtención de las licencias ambientales es normalmente atribución del emprendedor, con la importante excepción de los proyectos hidroeléctricos. En este caso, la EPE es la responsable de la obtención de la licencia previa y la declaración de disponibilidad de recursos hídricos, antes de la realización de la nueva subasta de energía(CURIHUENTRO, 2015, p.25).

2.2.5. Exportación e importación de energía

En materia de exportación e importación de energía, el modelo de comercialización brasileño contempla tanto la importación como la exportación de energía. Brasil tiene interconexiones con Argentina, Paraguay, Uruguay y Venezuela, estos proyectos están a base de generación hidroeléctrica (CASTRO; DORADO, 2015).

Actualmente, Brasil importa energía de Paraguay y Venezuela y realiza intercambios de energía con Argentina y Paraguay. Las compras y las ventas de energía se realizan mediante contratos registrados en la CCEE. En el caso específico de la importación de Paraguay, la importación se rige por el Tratado de Itaipú entre los dos países, siendo la tarifa de la energía de Itaipú regulada por ANEEL, respetando la formulación del Tratado (CURIHUENTRO, 2015, p.30).

2.2.5.1. Regulación eléctrica brasilera en relación con Itaipú

El modelo de Itaipú Binacional es un ejemplo exitoso de la integración energética que se ha convertido en un proyecto trascendental en el desarrollo nacional tanto de Brasil como de Paraguay, al contar con energía segura, económica y sustentable (BIATO, 2017), además es crucial para la relación de sus países socios y “referencia potencial de la hidroelectricidad como vector de desarrollo e integración regional” (BIATO, 2017, p.122).

Respecto a la relación entre el mercado eléctrico brasileño e Itaipú debe puntualizar los tres grandes cambios:

el período anterior a la liberalización del mercado (antes de 1993), el período posterior a la liberalización (1993-2004) y después de la reforma de la liberalización (después de 2004). Debido a la complejidad y al dinamismo del mercado brasileño, inclusive dentro de esos tres períodos, han ocurrido cambios en la estructura de adquisición y, sobretudo, el repase de la energía adquirida de Itaipú por Eletrobrás para la atención del mercado interno brasileño (CURIHUENTRO, 2015, p.30-31).

Como consecuencia de la firma del Tratado de Itaipú N°5.899 de 1973, este dispone que Eletrobrás tiene la obligación de adquirir la energía de la cuota-parte de Itaipú correspondiente al Brasil, bien como a los excedentes de la cuota-parte de Paraguay. Además de eso, “el Tratado designa subsidiarias para la adquisición de la totalidad de la energía de Itaipú y fija que las cuotas-partes contratadas corresponden a las fracciones de potencia contratada y la energía vinculada y la forma de prorrateo de estas entre las empresas distribuidoras de las regiones Sur y Sudeste” (CURIHUENTRO, 2015, p.31).

Como complemento a la Ley del Tratado N°5.899 de 1973 fue promulgado el Decreto N°73.102 de 1973 que a su vez trata sobre la coordinación operativa de los sistemas interconectados de las regiones sur y sudeste, para lograr la mejor utilización de la energía proveniente de Itaipú, y “determina como base la utilización prioritaria de la energía de Itaipú y de otras hidroeléctricas sobre la energía térmica”. Después de la reforma liberalizadora de 1993, Eletrobrás queda “como la responsable de promover la construcción y operación de centrales eléctricas de interés supra estadual, de forma que posibilite la asociación de otras empresas en la realización de esos emprendimientos” (CURIHUENTRO, 2015, p.31).

En síntesis, según el marco regulatorio de la energía de Itaipú desde el inicio de la generación de energía de Itaipú, el marco regulatorio brasileño sufrió dos alteraciones y, por lo tanto, existen tres períodos:

- i) *Durante el primer período, el período estatal, Eletrobrás repasó sus obligaciones de adquisición de energía para Furnas y Eletrosul, que firmaron contratos con las distribuidoras en sus correspondientes áreas de actuación para llevar la energía de Itaipú hasta los consumidores finales y lograr honrar sus compromisos financieros con Itaipú. La potencia y la energía fueron designadas en razón de cuotas-partes en relación directa con los mercados proyectados, con verificación y apoyo técnico de Eletrobrás (CURIHUMENTRO, 2015, p.33).*
- ii) *En el segundo período, las obligaciones de adquisición de energía se devolvieron a Eletrobrás, los criterios de entrega de energía para empresas distribuidoras se volvieron más equitativos, además de incluir la región Centro-Oeste entre los beneficiados. Se realizó la separación de contratos de generación y transmisión, y las tareas de fiscalización, así como la aprobación de las tarifas fue transferida a la recién creada ANEEL (CURIHUMENTRO, 2015, p.33).*
- iii) *En la última etapa, se le otorgó a Eletrobrás la responsabilidad de la comercialización de la energía de Itaipú. Se creó la cuenta de comercialización de esa energía y explicitó el destino del resultado de la cuenta. Se aplicó la metodología de Energía Asegurada (y luego de Garantía Física) para Itaipú y determinada la participación de ésta en el Mecanismo de Regulación de Energía (MRE). También se estableció la participación de Itaipú en el MAE y la consiguiente sustitución por la CCEE (CURIHUMENTRO, 2015, p.33).*

El capítulo anterior, se muestróla importancia de llevar adelante el “Proyecto Hidroeléctrico Binacional Río Madera”, por lo que, fue fundamental conocer la estructura del mercado eléctrico de los países involucrados, dado que el marco regulatorio es un obstáculo que debería ser superado para una integración.

Con el “Nuevo Modelo Económico, Social, Comunitario y Productivo”, Bolivia busca ir más allá de los enunciados en materia de exportación e importación de energía eléctrica y tener un marco regulatorio en la dirección de simplificar el camino hacia la integración con otros países y constituirse como centro energético de la región. En este cuadro, gracias al Gasoducto Bolivia - Brasil, Bolivia tiene la capacidad de invertir en el sector eléctrico, no solo, para atender el mercado interno, sino también, para crear excedentes para la exportación.

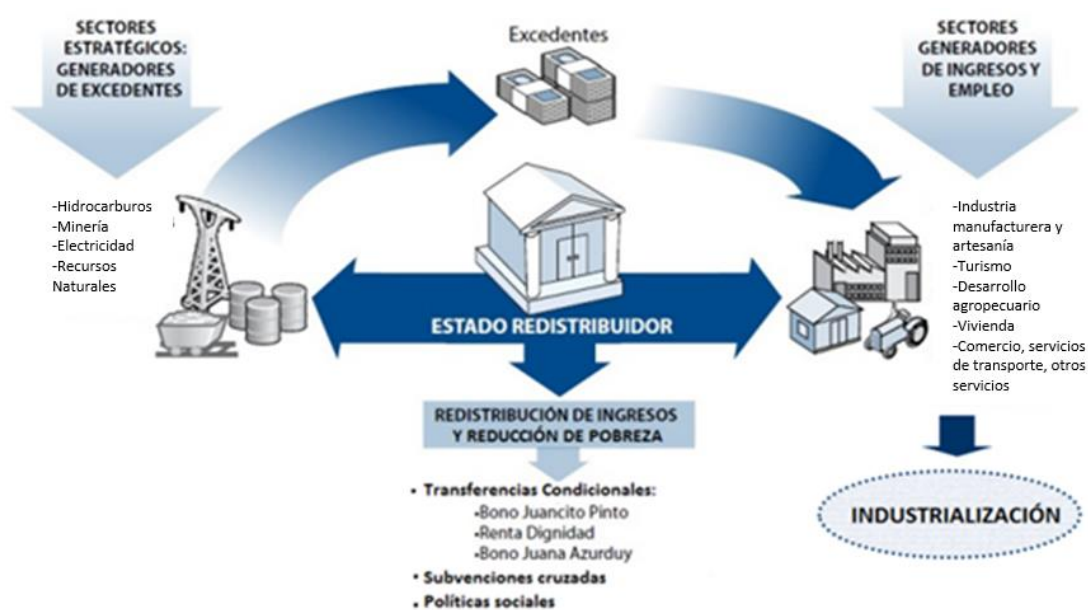
3. POLÍTICAS PÚBLICAS PARA EL SECTOR ELÉCTRICO DESPUÉS DEL 2006

3.1. Nueva política económica

La política económica de Bolivia está marcada por un cambio en el gobierno del Estado, es así que en el 2005 se redactó el programa de Gobierno del Movimientos al Socialismo (MAS), introduciendo un “Nuevo Modelo Económico, Social, Comunitario y Productivo”. Se trata de un nuevo modelo que identifica dos pilares: el sector estratégico que genera excedentes y el sector generador de ingresos y empleo. El modelo identifica cuatro sectores estratégicos que tiene Bolivia para generar excedentes económicos para los bolivianos: hidrocarburos, minería, electricidad y recursos ambientales (Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, 2011, pag.7).

En este contexto, mediante la nacionalización de empresas privadas, el Estado Plurinacional de Bolivia retomó protagonismo en la planificación del sistema eléctrico tornándolo una estrategia fundamental para el país garantizando la sociabilización y universalización del servicio básico de electricidad mediante el desarrollo de proyectos destinados a incrementar la oferta de electricidad del país, basadas en la expansión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y el desarrollo de la infraestructura eléctrica para abastecer el crecimiento de la demanda interna, incrementando el acceso al servicio básico de electricidad a la población de escasos recursos y generando excedentes que reactiven el órgano productivo de Bolivia.

Figura 13 Estructura del Modelo Económico Social Comunitario Productivo



Fuente: Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, 2011

A partir de 2006 se promovió en Bolivia una reforma política y económica, con el objetivo de fortalecer las empresas estatales y ejecutar diversos programas sociales dirigidos hacia la población más vulnerable. En este sentido, en el año 2006 se presentó los lineamientos estratégicos en el Plan Nacional de Desarrollo (PND): Bolivia digna, soberana, productiva y democrática para “Vivir Bien” con el fin de solucionar los problemas económicos, políticos, sociales y culturales de la mayoría de la población. Construir y consolidar una Bolivia digna, soberana, productiva y democrática es el reto fundamental.

A través de la aplicación de estas políticas sociales se logró reducir la pobreza pasando del 6,38% en 2000 a 38,56 % en 2015 (INE, 2017). La pobreza a nivel nacional disminuyó, no obstante, sigue existiendo un índice de desigualdad elevado (PNUD, 2016) en las provincias particularmente en la zona altiplánica y el norte amazónico, la tasa de la incidencia de la pobreza sobre la base de la línea de la pobreza: rural es de 57,6% y urbana de 30,6% en el año 2014 (GBM, 2017). Bolivia es un país en vías de desarrollo con Índice de Desarrollo Humano muy bajo, es así que en el año 2015 alcanzó a 0,674, un valor por debajo de la media de los países de Latinoamérica y el Caribe.

En este sentido, el nuevo patrón de desarrollo tiene como función la generación, control y distribución de los excedentes producidos por los recursos naturales renovables y no renovables para la acumulación interna que alimente en el largo plazo el desarrollo nacional.

3.2. Principales logros 2006 a 2014 en el sector eléctrico

A continuación se presenta los principales logros correspondientes al sector eléctrico de Bolivia “Digna” y “Soberana”, producto de esta nueva iniciativa.

3.2.1. Bolivia Digna

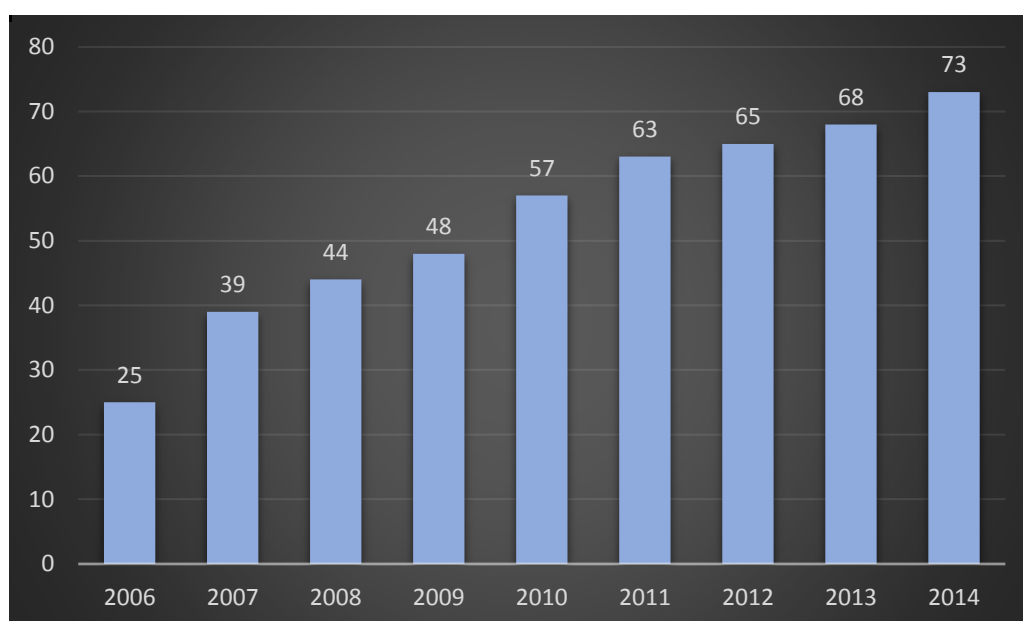
La política de Bolivia Digna está dirigida a “erradicar la pobreza, toda forma de exclusión, marginación y explotación social, política, cultural y económica; además de generar un patrón de distribución del ingreso, la riqueza y las oportunidades” (EPB, 2016, p.9), incorporándose el acceso irrestricto a los servicios sociales.

Entre los principales logros del gobierno del Estado Plurinacional al acceso irrestricto al servicio básico de electricidad son:

i) Tarifa Dignidad

La “Tarifa Dignidad” consiste en el “descuento del 25% en el importe facturado de electricidad, a los consumidores clasificados según categoría domiciliaria, de los hogares que consumen hasta 70 kWh al mes”. Esta política trajo beneficios para aproximadamente 1 millón de usuarios en el año 2014, significando un ahorro de 73 millones de bolivianos para los beneficiarios. Esta política permitió combatir contra la pobreza (EPB, 2016, p. 14).

Figura 14 Montos compensados Tarifa Dignidad en millones de bolivianos: 2006 a 2014



Fuente: (Ministerio de Hidrocarburos y Energía; Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, [s.d.] *apud* EPB, 2016, p. 14)

ii) Programa Nacional de Eficiencia Energética

En el sector eléctrico el año 2008 se creó el Programa Nacional de Eficiencia Energética (PNEE) que constituye “las políticas, proyectos y acciones necesarias para el uso racional, eficiente y eficaz de la energía” (EPB, 2016, p. 16). En este contexto, con el fin de lograr un impacto en la producción, consumo y concientización del uso racional y eficiente de la energía; y al mismo tiempo, de estimular el desarrollo económico y cuidar el medio ambiente con la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, se implementó el Programa de Focos Ahorradores, distribuyéndose a nivel nacional 8.220.407 focos hasta el 2014, además de la elaboración del Plan Estratégico de Ahorro y Eficiencia Energética (PAEE) (EPB, 2016).

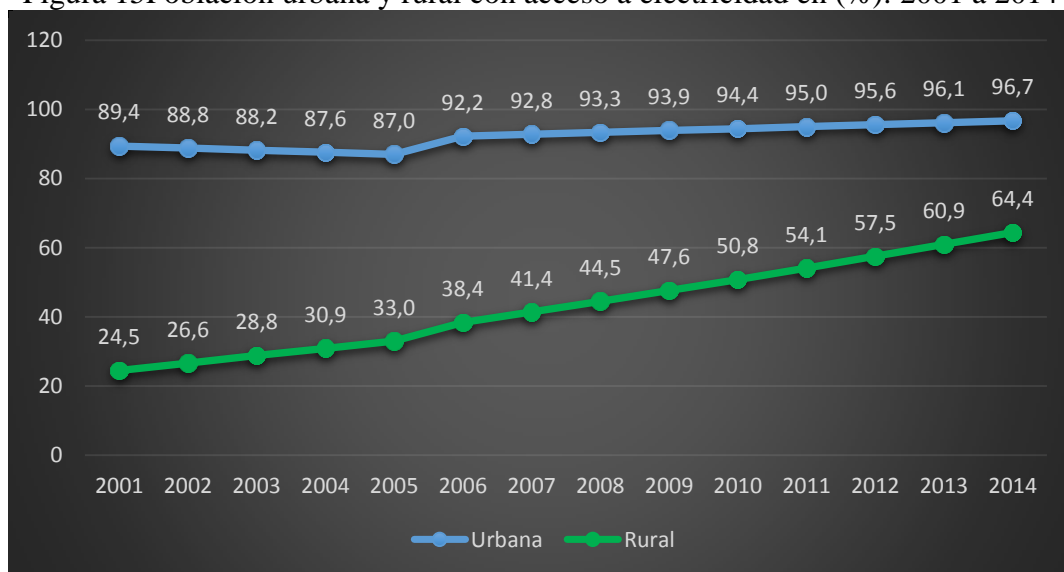
iii) Nacionalización de empresas en el sector eléctrico

El Estado resolvió tener mayor participación en el sector eléctrico con el objetivo de impulsar la productividad del sector. En este sentido, se crearon nuevas entidades y se nacionalizaron la mayoría de los Agentes del mercado eléctrico de Bolivia. En este contexto, se nacionalizaron las empresas generadoras de Corani, Valle Hermoso y Guaracachi. Siendo el logro más significativo la nacionalización de la empresa Transportadora de Electricidad S.A (TDE) en el año 2012 a favor de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), con el fin de tomar el control sobre el sector eléctrico del país por parte del Estado. Así también, se nacionalizó la empresa de Electricidad de La Paz S.A. (ELECTROPAZ) y la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A (ELFEO), “ante la crítica situación de desigualdad entre el área rural y urbana, principalmente del departamento de La Paz”(EPB, 2016, p. 28).

iv) Programa de Electricidad para Vivir con Dignidad

En el año 2008 en el sector eléctrico, fue creado por el Estado Central el Programa de Electricidad para Vivir con Dignidad (PEVD). Opera con créditos de la cooperación internacional, del Tesoro General de la Nación y otras fuentes internas, cumpliendo lo establecido en la Ley N° 1333 del Medio ambiente. Este programa permitió incrementar la cobertura del servicio de electricidad a 64,4% en el área rural y a 96,7% en el área urbana (EPB, 2016, p. 16).

Figura 15 Población urbana y rural con acceso a electricidad en (%): 2001 a 2014



Fuente: (Ministerio de Hidrocarburos y Energía; Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, [s.d.] *apud* PDES, 2016, p. 16)

Es evidente que a partir del 2006 el área rural aumentó su acceso al servicio de la electricidad, casi duplicando el acceso al servicio básico en el año 2014, por otro lado, la población del área urbana está cada vez más cerca a la cobertura al 100%. Con la implementación del PEVD, 2.303.144 hogares tuvieron el servicio de electricidad (EPB, 2016).

En el marco del PEVD se efectuaron programas con energías alternativas para dar acceso al servicio eléctrico al área rural, específicamente a los hogares alejados de la red eléctrica, mediante sistemas fotovoltaicos y microcentrales hidroeléctricas, beneficiando a 30.000 familias hasta el año 2013 (VMEEA, 2014b). Estos programas se presentan a continuación:

i) Proyecto de Infraestructura Descentralizada para la Transformación (IDTR)

Este proyecto fue financiado en calidad de préstamo por el Banco Mundial con el objetivo de expandir y mejorar la provisión de servicios de infraestructura en el área rural, mediante la ejecución de diferentes tipos de proyectos para la instalación de sistemas fotovoltaicos y la densificación de la red eléctrica en distintas regiones del país, durante la gestión 2007 a 2011. Con este proyecto se beneficiaron un total de 10.147 hogares con el acceso a la energía eléctrica a través de sistemas fotovoltaicos. La densificación de redes eléctricas en media y baja tensión alcanzó por su parte a beneficiar a 20.073 hogares. Este proyecto fue exitoso en su primera fase, razón por la cual se tiene prevista una segunda etapa a ejecutarse en el corto plazo (VMEEA, 2014b).

ii) Proyecto “Global Partnership Output Based Aid” (GPOBA)

Para el GPOBA el Banco Mundial también realizó el financiamiento del proyecto pero en calidad de donación, aportando al acceso al servicio de electricidad en áreas rurales mediante la instalación de 7.564 sistemas fotovoltaicos en los departamentos de La Paz, Potosí, Cochabamba y Chuquisaca, además de la distribución de 4.055 lámparas solares, en las zonas de la Chiquitanía, Chaco y Amazonía de Bolivia, beneficiando a la misma cantidad de familias. Adicionalmente 136 establecimientos se beneficiaron con la instalación de sistemas fotovoltaicos (VMEEA, 2014b).

iii) Programa de energías renovables

Este proyecto fue financiado por el Banco de Alemania (KfW) como una donación, el objetivo principal es llevar energía eléctrica a comunidades rurales con altos índices de pobreza y que se encuentran alejados del SIN, mediante la construcción de microcentrales hidroeléctricas (MCHs). Además, prevé el uso de la electricidad para usos productivos. Hasta el 2013 se construyeron 5 MCHs, en las localidades del departamento de La Paz, Potosí y Santa Cruz, con una potencia instalada de 156,8 kW beneficiando a 586 familias. La operación, mantenimiento y administración es realizada por empresas locales con la finalidad de garantizar su sostenibilidad (VMEEA, 2014b).

iv) Programa Eurosolar

El programa Eurosolar fue financiado en calidad de donación por la Unión Europea, para promover el uso de energías renovables en el área rural del país, con el fin de mejorar las condiciones de vida de la población sin servicios básicos, beneficiando a 59 comunidades de los departamentos de Chuquisaca, Cochabamba, Oruro, Potosí y Santa Cruz, generando energía eléctrica a base de sistemas híbridos (solar/eólico), para el funcionamiento de telecentros comunitarios. Adicionalmente se realizaron otras donaciones que beneficiaron a 5.566 familias (VMEEA, 2014b).

v) Programa de Electrificación Rural PER-BID

El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) financió como préstamo este proyecto, por “\$US.60.000.000 para la ampliación y mejora de la cobertura del servicio eléctrico, a través de proyectos de extensión de redes y líneas de transmisión”. Como parte del Programa, se implementó el proyecto piloto de pico lámparas PV en los municipios del departamento de Pando, beneficiando a 1.800 familias el año 2013 (VMEEA, 2014b).

3.2.2. Bolivia Productiva

Bolivia Productiva tiene el propósito de puntualizar la conformación de la matriz productiva integrada por la transformación de los recursos naturales en los sectores estratégicos, en los cuales interviene el Estado como productor y la revolución de la producción diversificada e integrada. En este sentido desde el 2006, se expandió la red de conexión y se desarrolló la infraestructura eléctrica resultado en un crecimiento de la demanda de energía eléctrica en

Bolivia, debido a que nuevos usuarios que no tenían acceso al sistema eléctrico ingresasen al SIN.

Entre los principales logros del gobierno del Estado Plurinacional en el sector eléctrico sobre este apartado está:

- i) Política destinada a la expansión de la frontera eléctrica y al desarrollo de su infraestructura

En el periodo 2010 a 2014, en promedio se incorporaron 108 MW/año y se extendieron 163 km/año de líneas de transmisión al SIN, incrementándose la inversión a 707,2 millones de dólares americanos. Debido al incremento de la demanda de energía eléctrica, el Estado empezó a implementar una política destinada a la expansión de la frontera eléctrica y al desarrollo de su infraestructura. En esta dirección, se promovió la integración de pueblos y comunidades, incorporándose 767 km de líneas de transmisión en el SIN con una inversión de 135,4 millones de dólares americanos. Con la finalidad de contar con una integración eléctrica para el desarrollo de las regiones alejadas, el Estado realizó la construcción de la Línea de Transmisión Caranavi – Trinidad y el Proyecto de Electrificación Rural Iturrealde – Ballivián (ITUBA) Fase I, en el año 2011 (EPB, 2016, p. 28).

3.3. Agenda Patriótica del Bicentenario 2025

En el año 2006 se refundó la República de Bolivia y paso a ser el Estado Plurinacional de Bolivia. Para el 2009 se consolidó la Nueva Constitución Política del Estado. En el año 2012, se profundiza la Nueva Política Económica de Bolivia definiéndose a nivel nacional los principios y directrices para construir al año 2025 la “Bolivia Digna y Soberana” para levantar la sociedad y el estado más incluyente, participativa, democrática, sin discriminación ni división, sobre 13 pilares fundamentales. Los pilares de la “Bolivia Digna y Soberana” de la Agenda Patriótica del Bicentenario 2025 son: i) erradicación de la pobreza extrema; ii) socialización y universalización de los servicios básicos con soberanía para “Vivir Bien”; iii) salud, educación y deporte para la formación de un ser humano integral; iv) soberanía científica y tecnológica con identidad propia; v) soberanía comunitaria financiera sin servilismo al capitalismo financiero; vi) soberanía productiva con diversificación y desarrollo integral sin la dictadura del mercado capitalista; vii) soberanía sobre nuestros recursos naturales con nacionalización, industrialización y comercialización en armonía y equilibrio

con la madre tierra; viii) soberanía alimentaria a través de la construcción del saber alimentarse para “Vivir Bien”; ix) soberanía ambiental con desarrollo integral, respetando los derechos de la madre tierra; x) integración complementaria de los pueblos con soberanía; xi) soberanía y transparencia en la gestión pública bajo los principios de no robar, no mentir y no ser flojo; xii) disfrute y felicidad plena de nuestras fiestas, de nuestra música, nuestros ríos, nuestra selva, nuestras montañas, nuestros nevados, de nuestro aire limpio, de nuestros sueños y; xiii) reencuentro soberano con nuestra alegría, felicidad, prosperidad y nuestro mar (EPB, 2013).

3.4. Plan de Desarrollo Económico y Social 2020

En el sentido de dar cumplimiento a la Agenda Patriótica 2025, fue elaborado el Plan de Desarrollo Económico y Social (PDES) en el marco estratégico y de priorización: i) metas; ii) resultados y; iii) acciones. El PDES prevé que en el sector eléctrico hasta el año 2020 se alcanzará:

Tabla 12 Los principales proyectos y logros en el sector de energía

Principales proyectos		Principales logros 2020
Hidroeléctricas construidos y en operación	Miguillas, Ivirizú, San José, Banda Azul, Programa de desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas y Misicuni.	Potencia de 4.878 MW 2.592 MW de excedente para exportación.
Hidroeléctricas en construcción	Carrizal, Cambarí, Cuenca Corani, Molinero, Rositas, El Bala, Cuenca Río Grande, Cuenca Río Madera y otras nuevas plantas.	
Termoeléctricas construidos y en operación	Ciclo Combinado Warnes, del Sur, Entre Ríos, Guaracachi, Santa Cruz y Carrasco.	
Energías Alternativas: Eólicas, Biomasa, Geotermia y Solar. Ciudadela de investigación nuclear con fines pacíficos en operación		

Fuente: (EPB, 2016)

El PDES establece el accionar de los actores públicos, privados y comunitarios en general, en este “se tiene previsto que hasta el año 2020 se habrá dado un paso significativo en el alcance de las Metas de la Agenda Patriótica 2025” (EPB, 2016, p. 55).

Por un lado, el principal desafío es el de erradicar la extrema pobreza material, social y espiritual, esto supone garantizar servicios básicos universales para la población boliviana. Paralelamente, otro desafío para el Estado, es avanzar en la diversificación de la matriz eléctrica de Bolivia para “fortalecer al país como centro de integración energética de la región”, mediante la exportación de gas y energía eléctrica, beneficiando a los países

vecinos como al propio país. Para el año 2020, esta es una prioridad del segundo y séptimo pilar de la Agenda Patriótica reflejados en los resultados contemplados en el PDES (EPB, 2016).

3.4.1. Universalización del servicio básico eléctrico

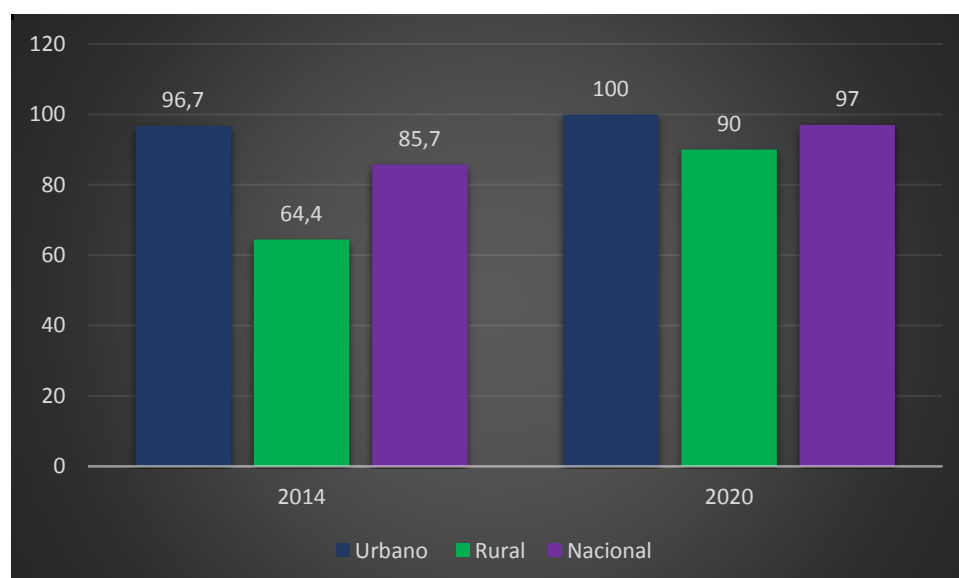
En los últimos años se realizaron esfuerzos del Estado para ampliar la cobertura de este servicio básico fundamentalmente a través de la expansión de la red eléctrica. Dándose continuidad a estos esfuerzos y de acuerdo con el segundo pilar, socialización y universalización de los servicios básicos con soberanía para “Vivir Bien” de la Agenda Patriótica 2025, se busca el acceso universal al servicio de electricidad. En este sentido, las acciones en el sector de electricidad se impulsarán hasta conseguir la meta planteada en dicha Agenda Patriótica, “empleando opciones tecnológicas diversas y disponibles que permitan lograr una cobertura universal de este servicio en el país” (EPB, 2016, p. 78). Se espera que los resultados al año 2020 sean los siguientes:

Tabla 13 Resultados de la universalización del servicio básico eléctrico: al 2020

Meta	Resultados
Meta 3: El 100% de las bolivianas y los bolivianos cuentan con servicios de energía eléctrica y luz.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Se ha alcanzado un 97% de cobertura de energía eléctrica y luz a nivel nacional. 2. Se ha logrado el 100% de cobertura de energía eléctrica y luz en el área urbana. 3. Se ha alcanzado el 90% de cobertura de energía eléctrica y luz en el área rural.

Fuente: (EPB, 2016, p.78)

Figura 16 Cobertura de Energía Eléctrica en (%)



Fuente: (EPB, 2016, p.78)

Para cumplir los resultados señalados sobre la cobertura de energía eléctrica hasta el 2020, es necesario implementar las siguientes acciones:

- i) “Extender y densificar las redes en el área urbana y rural”.
- ii) “Aplicar energías alternativas en el área rural dispersa, facilitando el acceso a paneles solares en comunidades más alejadas” (EPB, 2016, p. 79).

Dentro de este contexto, será necesaria la participación del “nivel central del Estado y de las Entidades Territoriales Autónomas de acuerdo a sus competencias específicas”, además de la presencia de las organizaciones sociales que demandan este servicio básico participando como coordinadores. Después de la puesta en marcha de las infraestructuras construidas será necesaria la participación de estos actores en acciones de mantenimiento de este servicio, para poder conservarse este esfuerzo (EPB, 2016, p. 79).

3.4.2. Soberanía sobre recursos naturales de Bolivia: eléctrico

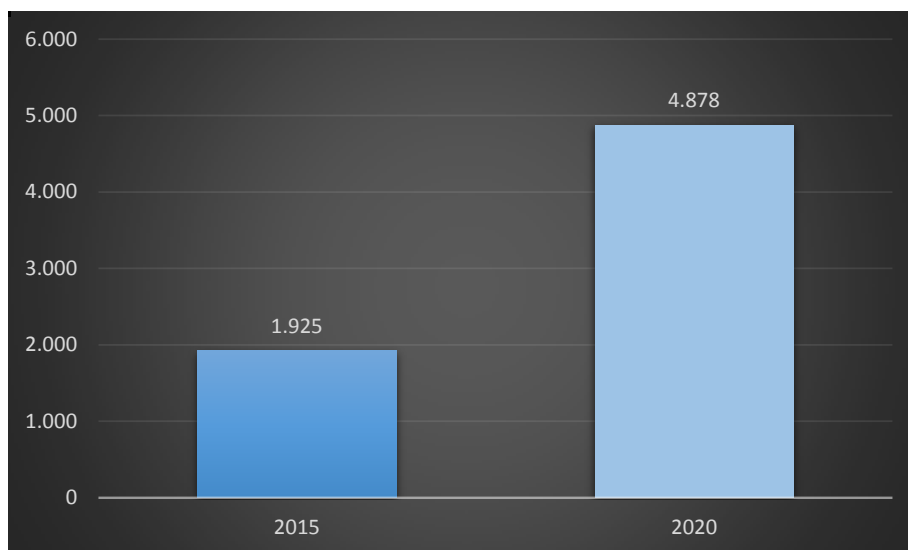
En el sector eléctrico se torna como mayor desafío aumentar la capacidad de generación en el sistema eléctrico con el fin de abastecer la demanda interna y diversificar las fuentes de generación con energía alternativa y renovable, como generar excedentes de potencia efectiva para exportarlo. Con la exportación de energía eléctrica, el Estado espera generar recursos económicos para el país, además de convertir al país como centro energético regional (EPB, 2016). Los resultados esperados al 2020 son los siguientes:

Tabla 14 Resultados esperados de la soberanía sobre los recursos naturales eléctricos de Bolivia: 2020

Meta	Resultados
Meta 2: Fortalecimiento de los procesos de industrialización y transformación en armonía y equilibrio con la Madre Tierra:	<p>[...]</p> <p>20. Se ha alcanzado una potencia efectiva de hasta 4.878 MW para garantizar el abastecimiento de la demanda interna y generar excedentes para la exportación mediante la implementación de proyectos de generación. Se ha incrementado la generación de electricidad a 2.954 MW en Hidroeléctricas, Termoeléctricas y Energías Alternativas.</p> <p>21. Se ha incrementado la potencia efectiva que permite la generación de 2.592 MW de energía eléctrica para la exportación a países vecinos, posicionando al país como centro energético de la región.</p> <p>22. Se ha extendido las líneas de transmisión adicionales de 4.043km (2.822 km Nacional y 1.221 km de Exportación), totalizando 7.483km. Ampliando el sistema de transmisión y mejorando la confiabilidad en el suministro de energía en nuestro país.</p> <p>[...]</p>

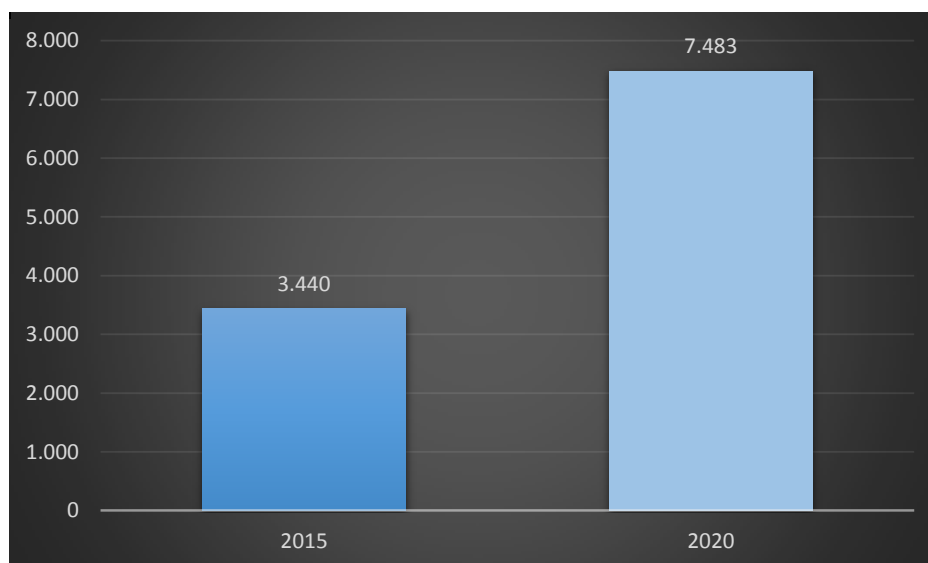
Fuente: (EPB, 2016, p. 149)

Figura 17 Potencia efectiva en (MW): 2015 a 2020



Fuente: (EPB, 2016)

Figura 18 Líneas de transmisión en (km)



Fuente: (EPB, 2016)

Las acciones a realizarse para promover la potencia efectiva proyectada y dar cumplimiento a los resultados son:

- i) Construir y operar las plantas hidroeléctricas para generar 1.447 MW.
- ii) Implementar plantas termoeléctricas mediante ciclos combinados y turbinas a gas para generar 1.096 MW.
- iii) Implementar plantas de generación mediante energías alternativas: eólica, biomasa, geotermia y solar para generar 411 MW.
- iv) Realizar la construcción de 2.822 km de líneas de interconexión nacional y 1.221 km de líneas de exportación, para la ampliación del Sistema Interconectado Nacional (EPB, 2016, p. 154).

Para alcanzar esta meta, es importante la participación de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), en conjunto con las Entidades Territoriales Autónomas y el sector privado en alianza con el Estado Plurinacional.

3.5. Bolivia Polo de exportación de Energía Eléctrica

La implementación del PDES fortalecerá al Estado para que se “constituya en el centro de integración energética regional y se consolide como el centro de integración vial de la región”, además de ir orientado a la diversificación económica del país, en la industrialización y en la generación de mayores ingresos en áreas como la energía. Se invertirá 5.854,4 millones de dólares americanos¹⁰ con el fin de constituir a Bolivia como centro energético regional (EPB, 2016, p. 56).

En este contexto, ENDE se posiciona como el actor principal siendo su visión para el 2025, generar “excedentes a través de la exportación de energía, de forma sustentable, manteniendo la armonía y cuidado del medio ambiente, aportando a la universalización del servicio eléctrico con calidad y confiabilidad en el suministro” (ENDE, 2017).

Así, se estableció la “Política de Exportación y Contactos Internacionales” correspondiente al potencial energético y a la posibilidad de exportación “por medio de reuniones oficiales con instituciones del sector eléctrico de los países vecinos Argentina, Brasil, Perú, Paraguay, Uruguay, así como en foros internacionales, como el CIER (Comisión de Integración Energética Regional), la WEC (World Energy Council), la CAN (Comunidad Andina de Naciones), el Parlamento Andino, etc.” (ENDE, 2017, p.52).

En este sentido, ENDE avanzó en el programa de exportación de energía eléctrica con sus países vecinos Argentina, Brasil, Perú, Paraguay, Uruguay.

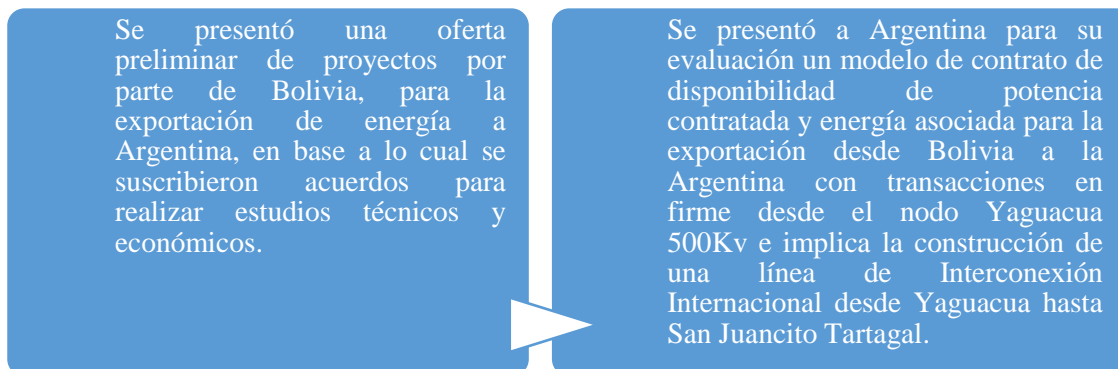
i) Argentina

El Ministerio de Planificación Federal e Inversión Pública y Servicios (MPFIPS) y Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE), de Argentina y Bolivia respectivamente, celebraron reuniones en el marco de exportación de energía eléctrica boliviana, así también, las instituciones del sector eléctrico tuvieron aproximamientos, Compañía Administradora del

¹⁰Dato extraído de la SEPARATA del PDES, p. 13,
http://www.planificacion.gob.bo/uploads/SEPARATA_PDES_PDF.pdf

Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) y ENDE, por parte de la República de Argentina y el Estado Plurinacional de Bolivia respectivamente.

Figura 19 Avances con Argentina respecto a la exportación de energía eléctrica

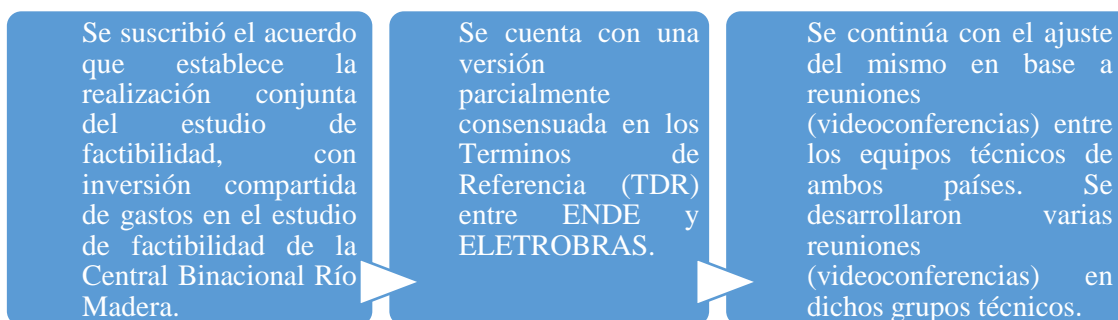


Fuente: (ENDE, 2017)

ii) Brasil

Se efectuaron reuniones entre los ministerios, Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE) y Ministerios de Minas y Energía (MINEM) de Bolivia y Brasil respectivamente. Por su parte, las instituciones del sector eléctrico celebraron encuentros entre ENDE y ELETROBRAS, representando a Bolivia y Brasil respectivamente.

Figura 20 Avances con Brasil respecto a la exportación de energía eléctrica



Fuente: (ENDE, 2017)

En el 2017, la Corporación Andina de Fomento (CAF), ENDE y ELECTROBRAS, para profundizar estudios del potencial hidroeléctrico en la frontera entre ambos países de acuerdo a los términos de referencia, asimismo, las Comisiones están perfeccionando las condiciones de Financiamiento y los procesos de licitación (ENDE, 2017).

iii) Perú

Reuniones entre el Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE) y el Ministerio de Minas y Energía (MINEM) con presencia de ENDE y Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), por parte de Bolivia y Perú, respectivamente.

Figura 21 Avances con Perú respecto a la exportación de energía eléctrica

Se acordó la realización de estudios para una línea de transmisión, que permita la interconexión de Bolivia y Perú, para lo cual se vienen llevando adelante reuniones con el propósito de acordar el alcance de los mencionados estudios. Se llevó a cabo la Segunda Reunión del Gabinete Ministerial Binacional Bolivia – Perú, ambos gobiernos se comprometen a continuar con el desarrollo de las actividades del plan de trabajo acordado a fin de contar con los estudios necesarios para la interconexión eléctrica.

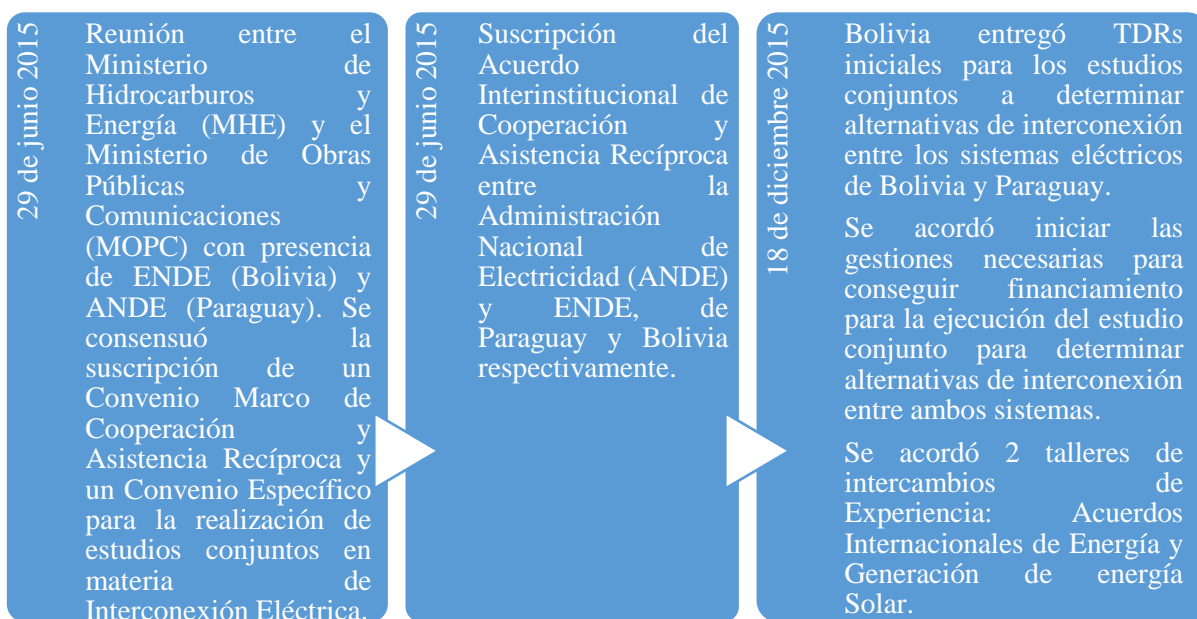
Fuente: (ENDE, 2017)

Hasta inicios del 2017, el avance estaba “en la fase de consenso del alcance y nivel de estudios a ser desarrollados”, para la integración eléctrica de ambos sistemas (ENDE, 2017).

iv) Paraguay

Se efectuaron reuniones entre los Ministerios y las Instituciones del sector eléctrico de la Republica de Paraguay y del Estado Plurinacional de Bolivia.

Figura 22 Avances con Paraguay respecto a la exportación de energía eléctrica



Fuente: (ENDE, 2017)

Bolivia, a partir del 2006, se plantea una nueva política económica donde el Estado Central asume protagonismo sobre los recursos naturales mediante la nacionalización y planificación centralizada del sector eléctrico, tomando al sector como pilar del desarrollo. Este hecho, permitió una fuerte inversión en el desarrollo del sector eléctrico, incluyendo por primera vez en la planificación de expansión centrales hidráulicas, con el fin de tener seguridad energética y excedente de energía eléctrica para la exportación. En este capítulo, se analizó sus efectos de este nuevo modelo en el sector eléctrico.

Con la nacionalización de las empresas del sector eléctrico de Bolivia y el Estado como distribuidor de ingresos, se ha logrado ampliar la frontera eléctrica, incrementado el consumo per cápita y la cobertura eléctrica. Para el 2025 se prevé alcanzar la cobertura al 100%, con el fin de cubrir este incremento de la demanda y crear excedentes para la exportación se tiene planificado la incorporación de generación y líneas de transmisión. En este sentido, Bolivia ha tomado contacto por medio de reuniones oficiales con instituciones del sector eléctrico de los países vecinos.

4. INTEGRACIÓN

4.1. Integración energética

La explotación de fuentes de energía en el mundo se considera indispensable para el desarrollo de la vida cotidiana. Actualmente, la matriz energética mundial está principalmente en función a los combustibles fósiles. Sin embargo, la mayoría de las fuentes de energía primaria explotadas tiene una cantidad de reservas limitadas por ser “no renovables”. La explotación de estos recursos “no renovables” (combustibles fósiles) emiten CO₂ a la atmósfera, lo cual provoca un cambio climático desfavorable para el planeta. A fin de mitigar el impacto del cambio climático, las instituciones gubernamentales empezaron a implementar tecnologías que aprovechen las “energías renovables”.

Por otro lado, la región de América del Sur se caracteriza por contar con importantes recursos energéticos renovables y no renovables. Esta distribución natural de los recursos es asimétrica y para su explotación se requiere trasladar grandes distancias hasta los centros de consumo más concentrados de población y de desarrollo industrial, inclusive pasando fronteras entre países, solo para dar una idea de la dimensión del potencial hidroeléctrico inventariado de la región representa 2.842 TWh (técnicamente explotable, de los cuales el 26% están en operación), equivalente a 18% del potencial mundial¹¹. En consecuencia, este gran mercado de energía representa innumerables posibilidades de negocios en el área de energía, buscando la integración.

El interés de una integración energética es un punto en común en la región. La integración energética regional “significa una pieza clave para la eficiencia del sector energético, así como para la sostenibilidad económica, financiera y ambiental” (BÉJAR, 2002, p.37). En este contexto para Rebuá (2015), existen dos concepciones de integración regional: i) una se basa en la interconexión energética física para optimizar los recursos energéticos y promover el acceso a las fuentes energéticas a precios accesibles, además de garantizar el suministro seguro y continuo de la energía dentro de un sistema de intercambios comerciales; ii) la siguiente, presupone la interconexión energética junto con la coordinación de políticas regionales basadas en normas y padrones comunes para la utilización de los recursos de forma eficiente y tomando en cuenta aspectos socio-ambientales. En este sentido, la

¹¹Núcleo de Estudos Estratégicos de Energia- SPE/MME. Energia na America Latina: Ano de referência 2015. Brasil: 2016 Disponible en: <http://www.aben.com.br/Arquivos/483/483.pdf>

integración puede ser de; i) oportunidad¹², ii) energía firme¹³, iii) emprendimientos específicos y, v) acoplamiento de mercados (REBUÁ, 2015).

En esta línea, BANUET¹⁴ define la integración energética como un “proceso de interconexión estratégica de las redes de energía en corredores internacionales, que permite, bajo un marco normativo común y servicios adecuados, su circulación ágil y eficiente dentro de un determinado espacio de integración” (LAMBERTINI, 2013, p.4). Para Mansilla (2011) la integración energética puede referirse al simple comercio internacional de energía o a una real planificación y coordinación de acuerdo a las capacidades y necesidades de los pueblos, teniendo en cuenta el uso racional y eficiente de los recursos naturales.

Para la Unión de Naciones Suramericanas, la integración energética es identificada como uno de los procesos cuyo desarrollo y perfeccionamiento permitirá generar un espacio donde la complementación de potencialidades, aunada a una conciencia ambiental responsable, permitirá alcanzar un desarrollo más equitativo, armónico e integral” (UNASUL, 2008, p.2). En este contexto, la integración energética es “una herramienta importante para promover el desarrollo social, económico y la erradicación de la pobreza” (UNASUL, 2008, p.3), por otro lado, “el intercambio intrarregional coadyuvaría al beneficio de las zonas más desprovistas y menos desarrolladas de la región, contribuyendo con el abastecimiento energético regional” (UNASUL, 2008, p.6).

Según la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) la “integración física” es la interconexión que permite generar transacciones dentro de un espacio geográfico y económico más amplio que la nacional, posibilitando la integración del sistema económico y territorial a un nivel subregional con el surgimiento de cadenas regionales de valores. Además posibilitará liberar recursos públicos para el gasto social u otros sectores de la economía nacional.

La integración podría permitir la optimización del uso de la infraestructura y los recursos energéticos de la región. Según Diaz (2015, p.17), puede: evitarse la necesidad de expandir la capacidad instalada ociosa y reducirse la demanda por inversión; “promover mejor

¹² La integración de oportunidad busca aprovechar la estacionalidad de cada región y genera acuerdos de compra de energía entre países de forma interrumpible, por periodos cortos, según las necesidades de cada país.

¹³ La integración de energía firme, amplía los intercambios para periodos más largos y hasta permanente, con dinamización del investimento y mayor coordinación regulatoria.

¹⁴ Banuet, José Rivera. Una visión sobre la integración energética regional, Presentación en el Foro de OLADE sobre Integración Energética Regional, México, 7 de septiembre de 2006.

coordinación de la operación y expansión de la infraestructura”; y además, “expandir y desenvolver el potencial de la oferta de energía renovable en la región”.

En este cuadro, una integración energética podría apalancar ganancias para los países participantes, siendo sustancial superar las restricciones y crear un ambiente de mercado favorable para una integración regional considerando la realidad. El aprovechar los potenciales estratificados de una región mediante la integración regional lleva a considerar una planificación regional, de modo de guiar a los tomadores de decisiones. Dentro de esta planificación es importante, formular políticas sin comprometer la autonomía de las políticas energéticas de cada país, asignar los beneficios para los participantes, definir los términos de operación y comercialización. Siendo que los beneficios estructurales que se cuantifican después de la puesta en servicio son principalmente: i) la reducción de los costos de operación; ii) aumento de la confiabilidad de provisión y; iii) reducción de emisión de CO₂ (RAMOS, 2017).

Estudios de planeamiento regional, necesariamente incorporan la integración de los recursos energéticos (electricidad, petróleo, carbón, gas, etc.) de cada país, de manera que en conjunto se puede explotar de forma óptima y aprovechar las complementariedades (RAMOS, 2017), de los recursos energéticos, técnicos y financieros, cuando los recursos energéticos y las demandas están distribuidos en forma asimétrica en una región territorial muy extensa como es el caso de América del Sur

La integración puede ser a través de la búsqueda de la complementariedad y de la cooperación en materia de suministro energético, con la realización de proyectos conjuntos que permitan obtener beneficios económicos y sociales mutuos, además de estimar un desarrollo regional sustentable. Como es el caso cuando los recursos energéticos no se encuentren localizados en el mismo territorio, la cooperación entre los países es importante para una mayor coordinación entre las etapas del proceso. La integración energética aprovecha complementariedades, tales como las citadas por Wieggers en Oliveira y Alveal (1991)¹⁵:

- i) hidrología: el ciclo hidrológico de una cuenca puede presentar desfases en relación al ciclo de cuencas próximas significando una posible compensación de generación

¹⁵ OLIVEIRA, A. e ALVEAL, C. Eletricidade e Integração: uma perspectiva desde o Cone Sul. Grupo de Energia, IE/UFRJ. 1991: Rio de Janeiro.

hidroeléctrica entre los países de la región, para Da Paz y Nunes (2011 *apud* VILAS, 2004) esta complementariedad es a lo largo de todo el año;

- ii) demanda: los factores climáticos y la adición de las estructuras de demanda inciden a picos de consumo en diferentes periodos del año, como también en un desfase en los periodos críticos, esta eventualidad permite una compensación entre los picos y periodos críticos economizando la potencia instalada y;
- iii) oferta: la disponibilidad de energía hidroeléctrica de un país, combinada con la capacidad térmica de un país vecino, permite la utilización de ambas fuentes de energía entre los países (OLIVEIRA; ALVEAL, 1991 *apud* VILAS, 2004).

El aprovechamiento de esas complementariedades genera inversión y costo. En el primer punto se debe a la reducción de los márgenes de reserva y la viabilidad de las unidades de mayor potencia, permitiendo las económicas de escala. El segundopunto se refiere a la reducción de los costos de operación provenientes: de la reducción del consumo de combustibles, de las diversidades de curvas de carga y de la reducción de reservas rodante (OLIVEIRA; ALVEAL, 1991 *apud* VILAS, 2004).

La experiencia regional de integración identifica no solamente los beneficios de la integración energética, sino también, los obstáculos enfrentados por los países para avanzar y fomentar la integración energética. Entre las barreras identificadas están la falta de voluntad y capacidad política, institucionalidad e infraestructura, debido principalmente a dos características: i) heterogeneidad de marcos regulatorios y; ii) frágil capacidad institucional para buscar la armonización política, diplomática y regulatoria entre los países envueltos. Para Diaz, “de acuerdo con la naturaleza las barreras se clasifican como políticas, normativas, comerciales, técnicas, de estandarización, institucionales, geográficas o financiero presupuestario” (2015, p.23).

Para Castro, Leite y Rosental (2012, p.6) la integración energética en América del Sur enfrenta resistencia para su desarrollo asociadas básicamente a asimétricas institucionales y regulatorias, restricciones de carácter político producido por el recelo de perder autonomía nacional.

Pese a las ventajas de la integración energética y a que América Latina es una de las regiones más afortunadas por la abundancia de recursos naturales con un gran potencial de integración energética, no aprovechado plenamente por ciertos obstáculos comola: i) “eventual falta de

voluntad política referente a los retos técnicos y financieros a enfrentarse”; ii) falta de la adecuada percepción sobre el foco de las interconexiones como una visión estratégica y de largo plazo; iii) “falta de sistematización de una actividad de planificación regional que proporcione los subsidios necesarios a los tomadores de decisión y”; iv) “dificultades para legitimación de Tratados Internacionales bilaterales” (RAMOS, 2017, p.80). Además de contar con iniciativas en dirección a una integración regional y una demanda creciente, los avances concretos a una integración energética fueron pocos, inclusive con una apuesta legal. En este cuadro fueron creados (BERTERO et al. 2007):

- i) Asociación Latinoamericana de Libre Comercio (ALALC) en 1960;
- ii) Comisión de Integración Energética Regional (CIER) en 1964;
- iii) Comunidad Andina de Naciones (CAN) en 1969;
- iv) Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) en 1973;
- v) Asociación Latinoamericana de Integración (ALADI) en 1980;
- vi) Mercado Común del Sur (MERCOSUR) en 1991;
- vii) Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional Sudamericana (IIRSA) en 2000;
- viii) Comunidad Sudamericana de Naciones (CSN) en 2004;
- ix) Alternativa Bolivariana de los Pueblos de América (ALBA) en 2005.

La realidad en América del Sur nos muestra que con estas instituciones multilaterales no se han logrado grandes avances en materia de integración energética, la experiencia ha mostrado que la integración binacional ha tenido mejores resultados, consiguiendo el desarrollo económico y social. Según Castro, Leite y Rosental (2012) en América del Sur los proyectos de integración energética desarrollados se constituyen en el aprovechamiento de hidroeléctricas binacionales de ríos fronterizos y gasoductos. Dentro los emprendimientos binacionales están las grandes represas hidroeléctricas del Cono Sur (Itaipú, Yacyretá y Salto Grande) que generan energía eléctrica con recursos renovables, a pesar que implica; el uso racional de los recursos energéticos y un avance en la integración, según Ramos, “el elemento de soporte de la decisión fue mucho más la visión de un acuerdo de geopolítica y de estrategias nacionales que el foco de una Integración Regional fundamentada en aspectos de mercado” (2017, p.83). Otras obras de infraestructura binacional son de transporte, mediante la construcción de gasoductos y las líneas de transmisión de electricidad de alta tensión. El primer gasoducto internacional fue entre Bolivia y Argentina (1999), por un acuerdo entre las

petroleras estatales de ambos países que se rige en el Tratado de la Paz firmado en 1996 (MANSILLA, 2011).

4.2. Integración eléctrica

La demanda de energía de América Latina para el 2040 se duplicará respecto del 2012, siendo necesario el desarrollo de nuevos emprendimientos para el suministro de energía. El sector eléctrico es el más delicado, debido a que necesitará crecer a “una tasa anual de 2,7%, el doble de 2012” (DIAZ, 2015, p.20). Por un lado, el consumo de energía eléctrica está creciendo mientras que su disponibilidad está en declive, como: i) la disponibilidad de combustibles fósiles y; ii) el cambio climático que afecta la disponibilidad de agua (HÜBNER; MARZANO, 2015). Y por otro lado, la seguridad y suministro de la energía eléctrica es una necesidad básica para la humanidad y es esencial para el desarrollo industrial como motor del país, en este sentido es fundamental para: i) la producción; ii) el desarrollo económico y social de los países y; iii) el diario vivir, por eso, es considerado como un factor estratégico en la economía de un país, siendo oportuno que los países “promocionen proyectos de generación eléctrica” (MOLINELLI, 2015, p.45). En este contexto, América del Sur deberá desarrollar su amplio potencial de energía renovable con que cuenta la región e integrar los mercados de energía entre otros para atender esa demanda creciente y aumentar la seguridad energética (DIAZ, 2015).

La integración es un catalizador para el gran potencial renovable de la región (DIAZ, 2015) y una mitigación al cambio climático (MOLINELLI, 2015). En este sentido, es necesario inversiones en el sector de energía eléctrica, para explorar el potencial considerando que el cambio climático es un riesgo para la capacidad de atender la demanda de la región. Por la importancia del sector la integración debe tener un enfoque en la energía eléctrica de fuentes renovables. Estas inversiones son apalancados por los gobiernos de interés, además que la integración por infraestructuras es un mecanismo de integración donde muchos proyectos son apoyados por el financiamiento de organizaciones internacionales de crédito como el Banco Interamericano de Desarrollo (MANSILLA, 2011).

La integración eléctrica conduce a diversas ventajas entre las cuales se destacan: “i) el aprovechamiento más eficiente de los recursos energéticos; ii) reducción de los precios al por mayor; iii) incentivo a la eficiencia mediante el aumento de la competencia y; iv) la reducción de la emisiones de los gases de efecto invernadero” (CASTRO; DORADO, 2015,

p. 33). Sin embargo, una integración realmente exitosa depende fuertemente de la voluntad política de los Estados y sus dirigentes con el fin de desarrollar el marco institucional y estimular la inversión en la infraestructura a los proyectos de integración. No obstante, Díaz sostiene que “la experiencia y los resultados de los esfuerzos de integración hasta el momento indican que sus beneficios pueden compensar sus costos” (DÍAZ, 2015, p.19).

Para Ramos, las posibles modalidades de “Integración de Mercados” desde el punto de vista macroscópico, pueden ser sintetizadas como; i) construcción de usinas binacionales e; ii) integración de mercados¹⁶ (2017, p.85).

La expansión de la interconexión eléctrica en América Latina, sobre todo basada en las hidroeléctricas, puede beneficiarse de la complementariedad de los regímenes pluviométricos de forma latitudinal (norte-sur) lo que podrá garantizar mayor seguridad en el suministro. Esta expansión implica también la ampliación de las líneas de transmisión o la ampliación del mercado nacional donde predominan los acuerdos bilaterales. En estos procesos de integración, según Rebuá, “el mayor desafío es el consenso de un marco regulatorio” (REBUÁ, 2015, p.11). A pesar de las múltiples ventajas de la generación eléctrica basada en los recursos hídricos existen riesgos, de acuerdo con Molinelli, como: “i) el riesgo natural, basado en la fluctuación estacional del caudal de los ríos que afecta a la generación constante de energía; ii) riesgos burocrático en relación a los procedimientos morosos y trámites gubernamentales como licencias ambientales para el desarrollo de un nuevo proyecto hidroeléctrico” (MOLINELLI, 2015, p. 43).

El suceso de experiencias en integración eléctrica estimulan a impulsar la integración en otras regiones de América del Sur buscando modelos de integración alternativos, como:

- i) la creación de mercados eléctricos regionales en Europa, sin embargo, es una realidad lejana que América del Sur adopte el modelo de integración europeo, dada las asimetrías económicas, sociales, institucionales y de comercialización de energía además de restricciones políticas, regulatorias y de infraestructura;
- ii) la construcción de las hidroeléctricas binacionales como Salto Grande Itaipú y Yaciretá, estas dos últimas “binacionales trajeron grandes beneficios para el Paraguay” (DORADO, 2014), específicamente, el caso de la experiencia exitosa de Binacional Itaipú

¹⁶ Las posibles etapas del proceso de integración de mercados son: i) Intercambio de Oportunidad; ii) Contratación Firme de Energía; iii) Acoplamiento de mercado y; iv) Integración Plena de Mercado.

generó divisas para el desarrollo económico y social del Paraguay mediante la exportación de energía eléctrica al Brasil, además de mantener la matriz eléctrica de Brasil como la más renovable del mundo.

En esta dirección, se tiene interés en el desarrollo de proyectos de integración mediante la construcción de hidroeléctricas binacionales como Garabi y Panambi en el Río Uruguay (frontera entre Argentina y Brasil) y en el Río Madera (frontera Bolivia y Brasil) (CASTRO; DORADO, 2015), dado que los países de América del Sur son poseedores de grandes fuentes de recursos naturales diversificados, tanto minerales como energéticos (hídricos, biomasa, energía solar, nuclear, eólica, petróleo, carbón y gas), que deben aprovecharse para generar fuentes alternativas de energía, las cuales podrían ser la fuente de desarrollo de los países de la región (CANCINO, 2015). Estas fuentes deben ser seguras, viables, limpias y renovables de energía, así la integración en el sector eléctrico podrían ser por medio de inversiones en hidroeléctricas y en líneas de transmisión (CASTRO, 2011). Por lo que “los proyectos basados en emprendimientos hidroeléctricos binacionales son los que ofrecen mejores condiciones de arreglos comerciales y de seguridad de suministro” (CASTRO; DORADO, 2015, p. 34).

4.3. Experiencias descentrales hidroeléctricas binacionales en América del Sur

A continuación se presenta la integración eléctrica binacional a través de la generación a base de recursos hídricos en América del Sur (Itaipú, Yacyretá y Salto Grande).

i) Salto Grande

La central hidroeléctrica binacional Salto Grande es una represa y central hidroeléctrica que aprovecha la caída de las aguas del río Uruguay, además es el primer proyecto binacional de América del Sur que mediante la firma del Acta del año 1938 se crea la Comisión Técnica Mixta Argentina-Uruguay (CTM), siendo que en 1946 se firma el Convenio y Protocolo Adicional. La planta de Salto Grande posee catorce unidades generadoras de 135 MW de potencia cada una, alcanzando a 1.890 MW de potencia instalada. Las obras se iniciaron en 1974 entrando la primera turbina en operación en 1979 mientras las obras finalizaron en 1983 (GESEL; AI, 2016).

ii) Itaipú

La Entidad Binacional Itaipú responsable de la represa hidroeléctrica Itaipú se concibe en 1973 a partir de la firma del Tratado de Itaipú entre Brasil y Paraguay. La planta está localizada en la frontera del río Paraná y cuenta con 20 turbinas de 700 MW, alcanzando una potencia instalada de 14.000 MW. La construcción de este proyecto de gran porte inició en 1974, la primera turbina entró en operación en 1984 y la última unidad en 2007 (GESEL; AI, 2016).

iii) Yacyretá

La Entidad Binacional Yacyretá es responsable de la planta de generación de Yacyretá creada en 1973 con la firma del Tratado de Yacyretá entre Argentina y Paraguay. Esta represa fue construida en el río Paraná aguas abajo de la planta de Itaipú. La central hidroeléctrica está compuesta por 30 unidades generadoras con una capacidad instalada total de 3.200 MW. La construcción de este proyecto comenzó en 1983, diez años después de la firma del Tratado, siendo que la primera turbina entró en operación en 1994 y la última fue inaugurada en 1998. Pero fue sólo en 2011, después de 37 años, que el proyecto Yacyretá fue concluido con el pleno llenado del depósito, permitiendo alcanzar el 100% del potencial de generación de electricidad(GESEL; AI, 2016).

Estos proyectos se pudieron viabilizar dado los mecanismos de comercialización a los que fueron sometidos. A continuación, se realizará una breve descripción de estos mecanismos además de la estructura de financiamiento.

4.3.1. Comercialización y formalización del precio

Los mecanismos de comercialización y formación de precio de la energía producida implican las negociaciones de dos países con mercados diferentes. Inicialmente los proyectos de Itaipú y Yacyretá tenían varias características similares, pero los cambios que ocurrieron en Yacyretá después de la firma del Tratado llevaron a prácticas distintas en la comercialización y la formación de precios. Por otro lado, la planta de Salto Grande fue acordada con atributos diferentes de las otras dos centrales binacionales(GESEL; AI, 2016).

4.3.1.1. Entidades involucradas en la comercialización de energía eléctrica

Las principales entidades e instituciones involucradas en el proceso de comercialización entre las binacionales y los países socios de los emprendimientos se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 15 Participación de empresas representantes

Emprendimiento Binacional Salto Grande	Emprendimiento Binacional Yacyretá	Emprendimiento Binacional Itaipú
Administración y operación		
Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (CTMSG)	Administradora Nacional de Electricidad (ANDE) de Paraguay.	Administradora Nacional de Electricidad (ANDE) de parte de Paraguay.
	Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A. (EBISA) de Argentina.	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRAS) por parte de Brasil.
Comercialización		
EBISA en el mercado de Argentina.	ANDE en el mercado de Paraguay.	ANDE en el mercado de Paraguay.
Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) de Uruguay.	EBISA en el mercado de Argentina.	ELETROBRAS en el mercado de Brasil.

Fuente: (GESEL; AI, 2016)

Elaboración: Propia

Para Itaipú y Yacyretá se crearon entidades binacionales con la participación igualitaria de las empresas representantes de cada uno de los países socios encargados de la gestión y operación de las centrales hidroeléctricas binacionales. En el caso de Salto Grande, CTMSG no está formada con la participación igualitaria en el capital de las empresas de energía eléctrica de los países socios (GESEL; AI, 2016).

4.3.1.2. División de la energía y potencia

Para Salto Grande, en el reglamento inicial, la potencia instalada debía dividirse en el 83,34% para Argentina y 16,66% para Uruguay, aclarándose que podía llegar a dividirse en partes iguales. En 1993, se consiguió que la división de la potencia sea de 50% para cada una de las partes (GESEL; AI, 2016).

En el caso de los proyectos de Itaipú Yacyretá, se estableció desde el principio una división en partes iguales de la energía producida, diseñándose mecanismos para proceder, mediante remuneración a eventuales cesiones de la energía no utilizada por una de las partes a la otra. En Itaipú, la tarifa eventual se paga sobre la potencia contratada además de una remuneración por el uso de la energía que no fue utilizado por el otro país vecino, considerándose la

posible contratación de toda la potencia del emprendimiento. Sin embargo, el diseño contractual de Yacyretá no llegó a materializarse, pues la Nota Reversal de 9 de febrero de 1992 (NR92), aunque no fue aprobada por el Congreso de Paraguay, alteró las condiciones comerciales del emprendimiento, estableciendo un precio fijo por la energía utilizada, que comprende la remuneración por la cesión de la energía no utilizada dentro de la cuota del 50% (GESEL; AI, 2016).

4.3.1.3. Venta de energía de las entidades binacionales para los países socios

La planta de Salto Grande pasó por dos fases distintas en lo que se refiere a la comercialización de la energía. En los primeros años se vendía la energía a los socios pero después de amortizada la deuda, el costo de los gastos operativos de Salto Grande pasó a ser de responsabilidad directa de los dos países, que comercializan su parte de la energía en los respectivos mercados internos con la opción para exportar eventuales excedentes de energía al socio. Los países socios de la planta de Salto Grande no tienen la obligación de consumir de inmediato la totalidad de la energía que les corresponde, pudiendo gestionar su parte de la energía almacenándola en el embalse de la hidroeléctrica (GESEL; AI, 2016).

En lo que se refiere a la comercialización de energía de Itaipú y Yacyretá para los países socios, en ambos casos los países adquirieron el compromiso de contratar toda la potencia disponible de las usinas, característica fundamental para la viabilidad financiera de los proyectos. En el caso de Brasil, se firmó un Compromiso de Compra de Energía en el que el país promete contratar toda la energía que ANDE no contrate¹⁷. En el caso de Yacyretá, también se ha establecido que cuando una de las partes socias no utilice la parte de la potencia que le corresponde de acuerdo con la NR92, la otra parte socia que utilizó paga una tarifa por energía y no por potencia¹⁸ (GESEL; AI, 2016).

4.3.1.4. Precio de la energía producida en las centrales binacionales

En la concepción de los proyectos de centrales binacionales la fijación de tarifas es la llamada tarifa por el costo del servicio que se calcula en función de los costos involucrados en la operación del emprendimiento sumados a la amortización progresiva del activo inmovilizado y la remuneración sobre la parte no amortizada de este activo (GESEL; AI, 2016). No

¹⁷Ver el Actos Oficiales ITAIPU Binacional- Compromiso de Compra de Energia, 1973. (p.87)

¹⁸Ver el Tratado de Yacyretá. Anexo C punto II.5 – Condiciones de Abastecimiento. (p. 21)

obstante, cada uno de esos acuerdos estableció elementos diferentes para la composición del costo, según se resume en la siguiente tabla.

Tabla 16 Tarifa por el costo de servicio según lo establecido en los Tratados de Salto Grande, Itaipú y Yacyretá

	Salto Grande	Itaipú	Yacyretá
Tarifa por el costo de servicio	Gastos de operación y mantenimientos de las obras e instalaciones comunes	Rendimiento de 12% anual sobre el capital integralizado de la entidad.	Remuneración del 12% para el capital de la empresa.
	Depreciación de las obras de instalación comunes, exceptuando aquellas destinadas a la navegación.	Pagos de los encargos de los préstamos efectuados y amortización de los préstamos recibidos.	Pago de las deudas, intereses y encargos correspondientes.
	Rentabilidad anual razonable sobre el valor de los activos fijos brutos y del capital invertido.	Pago de royalties a las partes contratantes.	Pago de las compensaciones por lo territorios inundados en ambos países.
		Pago del resarcimiento a ELETROBRÁS y ANDE de los encargos de administración y supervisión de la central Itaipú.	Resarcimiento para ANDE y EBISA por los gastos relativos a la administración de Entidad Binacional Yacyretá (EBY).
		Pago de las despesas de explotación.	Costos de operación de la planta.
		Pago del saldo positivo o negativo del costo de servicio proyectado del año anterior.	Saldo positivo o negativo de la cuenta de exportación de la gestión anterior.
		Pago por ceder energía de una de las partes contratantes a la otra.	Pago de la energía cedido por una de las partes a la otra.
Tarifa Final	Binomio: Potencia + Energía	Potencia	Potencia

Fuente: (GESEL; AI, 2016)

Cabe destacar que solo Itaipú Binacional practicó la tarifa de la central hidroeléctrica según lo que fue establecido en el Tratado de Itaipú en 1973.

4.3.2. Estructura de financiamiento

Los proyectos de centrales hidroeléctricas son en esencia intensivos en capital y exigen la toma de recursos de largo plazo, donde además, los financiamientos demoran en ser aprobados.

4.3.2.1. Fuentes de financiamiento y endeudamiento de las entidades binacionales

En el caso de Salto Grande el financiamiento fue estructurado bajo la lógica de la división de las obras. En este sentido, los países socios de Salto Grande sólo tenían la responsabilidad

conjunta de garantizar los recursos para las obras comunes del proyecto, quedando cada uno de ellos responsable por las obras no comunes que le correspondían(GESEL; AI, 2016).

En el caso de Itaipú y Yacyretá los países asumieron la responsabilidad de garantizar de forma conjunta los recursos necesarios para la construcción de todas las obras correspondientes a estos emprendimientos. En ambos casos los países de mayor tamaño y capacidad económica, Brasil y Argentina, respectivamente, asumieron la responsabilidad de garantizar todos los préstamos contratados por las entidades binacionales a fin de construir las usinas(GESEL; AI, 2016).

En suma, dado el porte de los proyectos, éstos fueron principalmente financiados mediante la contratación de deuda, lo que los dejaba expuestos a variaciones de los mercados financieros internacionales en lo referente a las condiciones de contratación de préstamos(GESEL; AI, 2016).

Tabla 17 Estado de la deuda contratada por las entidades binacionales.

	Salto Grande	Itaipú	Yacyretá
Deuda acumulada		US\$ 13,8 billones	US\$ 15,8 billones
Año de finalización del pago de la deuda	1994	2023	En negociación

Fuente: (GESEL; AI, 2016)

4.3.2.2. Régimen Tributario

Al ser las centrales binacionales propiedad de dos países hay un conflicto de soberanía en relación con los regímenes tributarios a ser aplicados, en el sentido de evitar decidir entre uno de ellos, los Tratados y acuerdos correspondientes a las tres entidades binacionales establecieron la “exención total de las mismas con relación a impuestos, tasas y contribuciones de cualquier naturaleza en lo que se refiere a sus actividades, pagos y remesas efectuadas a personas físicas o jurídicas y, a los materiales y equipos adquiridos para obras e instalaciones de las organizaciones”(GESEL; AI, 2016, p.31).

En este capítulo, para abordar la integración eléctrica entre Bolivia y Brasil se revisó referencias de las ventajas y desventajas de la integración, asimismo, de las experiencias de integración eléctrica mediante centrales hidroeléctricas binacionales en América del Sur desde una perspectiva de gestión, operación y comercialización.

La integración eléctrica es positiva desde el punto de vista de una cooperación económica, motivada por la búsqueda de ampliación de mercados y la solución de problemas puntuales de suministro de energía que han obligado a la cooperación.

De acuerdo a las experiencias, la integración energética permite aprovechar complementariedades de: hidrología, oferta, características de demanda y factores climáticos. Además, esta expansión implica el desarrollo de líneas de transmisión o la ampliación del mercado nacional. Para suministrar la demanda de forma segura, confiable y a costo mínimo, además de la reducción de CO₂, mediante la integración energética es importante la selección de la lista de proyectos candidatos de acuerdo a los beneficios estructurales identificados y cuantificados.

En América del Sur, la integración energética tuvo más avances como una integración parcial a nivel bilateral que multilateral, con muchos avances en el marco institucional pero sin una normativa de un mercado común. Los proyectos basados en emprendimientos hidroeléctricos binacionales son los que ofrecen mejores condiciones de arreglos comerciales y seguridad de suministro.

De acuerdo a las experiencias en emprendimientos hidroeléctricos binacionales del Cono Sur (Itaipú, Yacyretá y Salto Grande), para viabilizar estos emprendimientos fueron necesarios Tratados y Acuerdos que crearon entidades binacionales o comisiones mixtas para facilitar la gestión, operación y comercialización de las centrales hidroeléctricas binacionales. Adicionalmente, estos Tratados y Acuerdos permitieron superar: i) riesgos naturales y burocráticos; ii) desafíos de consenso de un marco regulatorio y; iii) las asimetrías entre los países, particularmente, por el tamaño de mercado. En general en estos casos, el mercado mayor es el garante del financiamiento y los excedentes del país con menor demanda son contratados por el país con mayor demanda a fin de garantizar el mercado eléctrico para el proyecto binacional.

Adicionalmente, los proyectos binacionales llevaron beneficios importantes en el desarrollo económico y social a los países con menor nivel de desarrollo, como el caso de Paraguay. En este sentido, es importante investigar los beneficios que tuvieron lugar con la integración energética entre Bolivia y Brasil para el desarrollo económico y social de Bolivia, a través del Gasoducto Bolivia – Brasil.

5. DESARROLLO ECONÓMICO Y SOCIAL DE LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA BOLIVIA Y BRASIL

La construcción del Gasoducto Bolivia - Brasil¹⁹ estuvo a cargo de la “Transportadora Brasileira de Gasoducto Bolivia - Brasil S.A.” (TBG) que generó más de 25 mil empleos directos e indirectos. Durante la construcción, se desvió el trazado original para evitar derribar bosques, en el caso de cruces con ferrocarriles, carreteras y algunos ríos, se utilizó la técnica de perforación direccional, es así que los recursos hídricos permanecieron en el mismo estado antes de la construcción. El Banco Mundial dirigió toda una campaña para mostrarse como un financiador correcto que garantiza la ética y el respeto en sus inversiones, sin embargo, durante toda la construcción se reportaron incidentes o situaciones no contempladas²⁰.

La infraestructura de esta obra se extiende en 3.150 kilómetros (557 kilómetros en Bolivia y 2.593 kilómetros en Brasil) con un costo total de US\$ 2 mil millones (US\$ 1,6 mil millones el tramo brasileño y US\$ 400 millones el tramo boliviano). El contrato de comercialización asciende los 30,08 millones de metros cúbicos por día (MMCD), transportados por el tramo Mutún - Sao Paulo, en un horizonte de 20 años hasta el año 2019 (JEMIO, 1999).

5.1. Impacto del Gasoducto en la economía de Bolivia

El gasoducto es un componente fundamental en las reformas de hidrocarburos de Bolivia. La exportación de gas natural a la República Federativa del Brasil tuvo y tendrá incrementos en las variables económicas de Bolivia, tales como el Producto Interno Bruto (PIB), las exportaciones, inversiones, reservas de gas, ingresos fiscales, competitividad externa, etc. El cambio en la economía boliviana fue impactado desde los años 1998 y 1999 cuando se comenzaron las inversiones y la construcción del gasoducto generando fuentes de empleos hasta la exportación del gas años posteriores. Los valores de exportaciones registraron un nuevo record en el valor y en el volumen en el año 2014 desde el año 2000, sin embargo, al año siguiente este fenómeno fue adverso debido a un efecto en la economía y comercio

¹⁹El Gasoducto en Brasil atraviesa los estados de Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina y Rio Grande do Sul, contando con 47 puntos de entrega que hacen la reducción de gas natural para la entrega a las Compañías Distribuidoras Locales (CDL) (TGB, 2016). Este proyecto se manejó de forma especial debido a la complejidad pues envuelve además de PETROBRÁS a las distribuidoras de gas canalizado organizadas en la ABEGAS, y ELETROBRÁS, además, de la fuerte participación de la iniciativa privada en la financiación de parte de la inversión (GTGAS, 1996).

²⁰Esta información puede ampliarse en el artículo de PALACÍN, Marc Gavaldá. Los conflictos ambientales del gas boliviano. Iconos, Revista de Ciencias Sociales, nº 21, Ecuador, Quito; 2005, p.62-63.

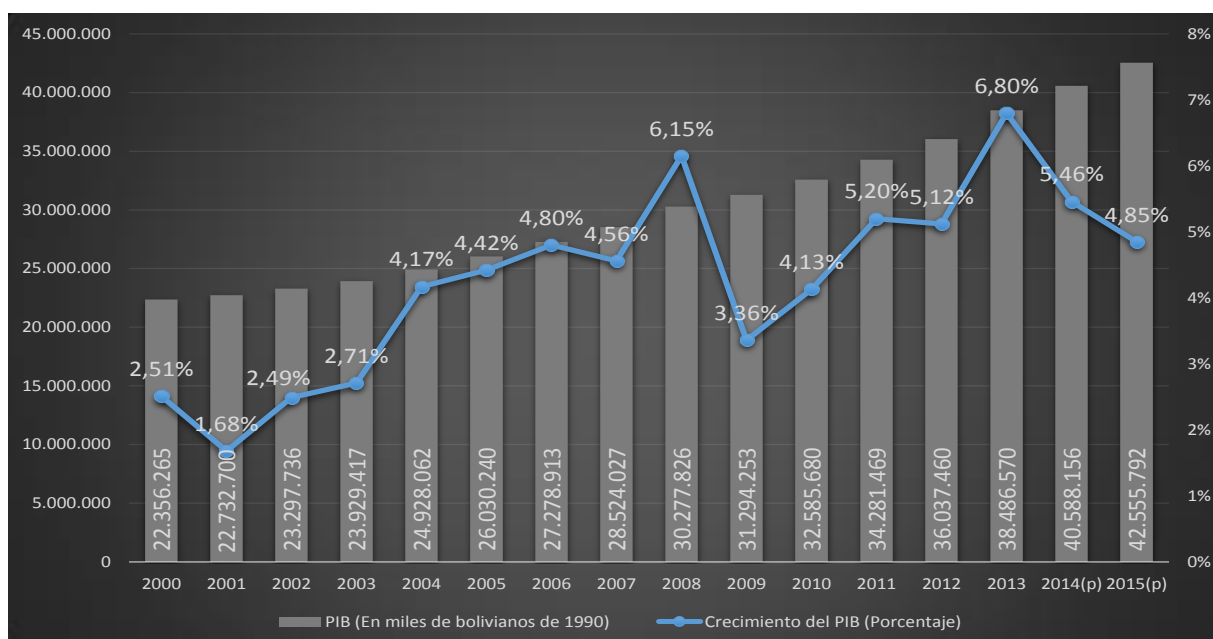
exterior de América Latina incluyendo a Bolivia, a consecuencia de la caída de los precios internacionales de las materias primas que son los principales productos exportados por la región alcanzando los niveles más bajos en los últimos 10 años, afectando considerablemente los valores de sus ventas externas. No obstante, todos los años anteriores al 2014 fueron positivos permitiendo generar ingresos fiscales y crecimiento de otros sectores de la economía de Bolivia.

En este sentido, se revisará el impacto que tuvieron las principales variables como PIB, exportaciones, volumen de gas, precio del gas, inversiones en el sector de hidrocarburos e ingresos fiscales en Bolivia con la integración energética entre Bolivia y Brasil a través de la exportación de gas al Brasil.

5.1.1. Crecimiento del Producto Interno Bruto

Las exportaciones, particularmente de gas natural tuvieron un impacto positivo en el crecimiento directo sobre el PIB de Bolivia. La tasa promedio anual del PIB entre los años 2000 a 2015 es el resultado del incremento en las exportaciones de gas. Entre los años 2000 a 2005 el crecimiento promedio de PIB fue 3,09%. El mayor efecto sucedió entre los años 2006 a 2015 cuando se acrecentó el valor de los volúmenes y el precio de gas exportado, en este periodo la tasa de crecimiento promedio del PIB fue de 5,07%.

Figura 23 Evolución del PIB en miles de bolivianos y la variación (%): 2000 a 2015



(p): Preliminar

Fuente: Instituto Nacional de Estadística (INE), <http://web1.ine.gob.bo/>

5.1.2. Impacto en las exportaciones

Las exportaciones de Bolivia al mundo según el país de destino esta predominado por el mercado de Brasil²¹, como muestra la siguiente tabla, seguido de Argentina, Estados Unidos, Colombia, Japón y en los últimos 5 años China con participación de 28%, 17%, 12%, 7%, 5% y 5%, respectivamente en el año 2014 (BCB, 2016).

Tabla 18 Exportaciones de Bolivia, según país de destino en miles de dólares estadounidenses: 2000 a 2015

Descripción	Argentina	Brasil	Colombia	China	Estados Unidos	Japón
2006	371.016	1.560.766	161.101	35.564	360.269	377.953
2007	422.150	1.748.241	158.519	57.544	413.766	407.107
2008	493.302	3.023.126	216.180	129.381	486.873	214.332
2009	433.876	1.667.474	291.507	130.602	470.980	303.482
2010	553.745	2.407.390	229.620	208.636	690.700	460.259
2011	1.059.058	3.030.094	259.301	336.615	876.716	539.969
2012	2.110.507	3.665.309	413.258	316.485	1.746.444	441.814
2013	2.510.364	4.030.684	649.618	322.712	1.213.349	417.704
2014	2.542.824	3.844.108	643.353	441.837	2.010.892	432.335
2015 (p)	1.472.838	2.447.429	551.648	465.612	1.054.306	407.220
Total	11.969.680	27.424.621	3.574.105	2.444.988	9.324.295	4.002.175

(p): Preliminar

Fuente: Instituto Nacional de Estadística (INE), <http://web1.ine.gob.bo/>

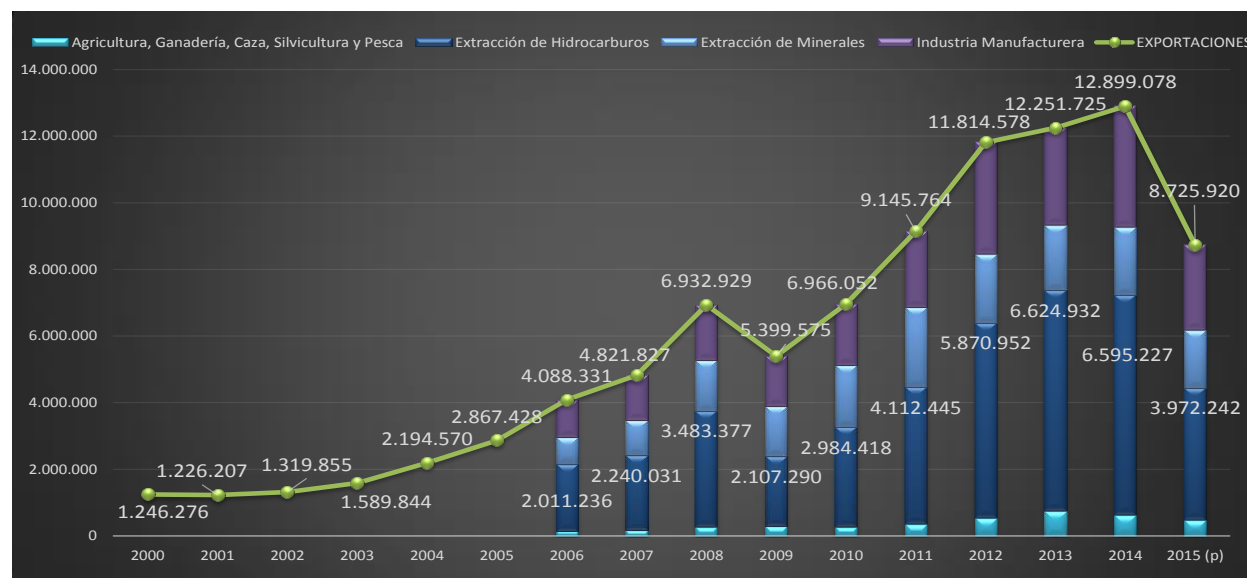
Las exportaciones de Bolivia tuvieron un efecto positivo, para el 2015 aumentó 6 veces más su valor respecto al año 2000. Este incremento se debe principalmente a la participación del sector de extracción de hidrocarburos. A partir del año 2006 fue un periodo de bonanza para las exportaciones de hidrocarburos registrando como única caída el año 2009 como efecto de la crisis mundial. El año 2014, las exportaciones de este sector fueron 6.595.227 millones de dólares equivalentes al 51,13% de las exportaciones de Bolivia, siendo la principal actividad del sector la exportación de gas a Brasil.

El principal producto exportado a Brasil son los hidrocarburos. En el periodo 2000 a 2014, este país importó un promedio anual de 84% en comparación con los otros productos de origen boliviano. Los principales mercados de Bolivia para exportar hidrocarburos son Brasil y Argentina. En el periodo 2000 a 2014 tuvieron una participación promedio anual de 78% y 16%, respectivamente. En este sentido, Brasil se posiciona como el principal mercado de Bolivia para la venta de gas natural, aproximadamente el 60% de los hidrocarburos fueron

²¹ IBCE (2016) - Información Estadísticas de Bolivia

exportados al Brasil en el año 2014, a través del contrato *take or pay* de largo plazo válido hasta el 2019²².

Figura 24 Exportaciones de los principales productos a nivel de actividad económica en miles de dólares estadounidenses: 2000 a 2015



(p): Preliminar

Fuente: Instituto Nacional de Estadística (INE)²³, <http://web1.ine.gob.bo/>

Elaboración: Propia

5.1.3. Volumen y precio del gas natural

El volumen de producción de gas de Bolivia, aumentó paradestino externo (ver tabla 19) e interno con el GASBOL, el consumo interno en el periodo de 2000 a 2015 mantuvo una tendencia de crecimiento ascendente consecuencia de las mejoras en la economía boliviana, lo que permitió realizar la campaña política; para masificar el uso del principal energético del país y dar acceso universal al uso de gas domiciliario. Es así que, en la rendición pública de las autoridades del Ministerio de Hidrocarburos y Energía sostuvieron que la demanda del mercado interno de gas natural era menos de 4 MMCD en el año 2005, mientras que en 2014 subió a 10,3 MMCD²⁴, para conseguir incrementar este indicador y beneficiar a la población el gobierno central entre la gestión 2006 a 2015 invirtió 835²⁵ millones de dólares en

²²BCB (2016) – Información Económica Estadísticas de Bolivia.

²³ Nota: No incluye efectos personales ni reexportaciones

²⁴SPUTNIK. Bolivia marca récord de consumo interno de gas natural. América Latina. [S.I.]: nov. 2016. Disponible en: <https://mundo.sputniknews.com/americalatina/201611011064514828-mercado-record-campana/> Acceso en: 20/05/2017

²⁵ Dato extraído del portal de la Agencia Boliviana de Información avalado por el Ministerio de Comunicación Estado Plurinacional de Bolivia.

instalaciones de gas domiciliarias y 258 millones de dólares para producir gas natural licuado conocido por sus siglas GNL.

El precio del gas natural boliviano con destino a la exportación, está estipulado en los respectivos contratos de compra y venta suscritos con Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRÁS) y Energía Argentina S.A. (ENARSA) relativos a la metodología para determinar los precios aplicables a los volúmenes de gas natural exportados. El cálculo del precio del gas natural en el marco del “Contrato de Compra y Venta de Gas Natural” suscrito con PETROBRÁS (conocido como GSA por sus siglas en inglés), se encuentra en el marco de una metodología que considera los costos de oportunidad del gas natural en el mercado de destino, además que la fórmula está en función a la variación de los precios internacionales de una canasta de fuel oíl (AN-YPFB, 2017). Cabe destacar, que el precio del gas natural boliviano para la exportación al Brasil solo a partir del año 2006 presentó un incremento promedio anual de 5,14%, a pesar que la economía mundial registró precios elevados desde el 2000, este periodo torna un panorama positivo para Bolivia. Desde un punto de vista fiscal, la venta y el precio favorable de gas natural al Brasil y Argentina generan al Tesoro General de la Nación (TGN) más del 50%²⁶ de sus ingresos (CHÁVEZ, 2013).

Tabla 19 Volumen y precio de gas natural exportado al Brasil: 2000 a 2015

Año	Volumen (billones de metros cúbicos)	Exportación (millones de dólares)	Precio (dólares/miles de pies cúbicos)
2000	-----	146,0	1,62
2001	2,5	274,5	1,74
2002	-----	317,6	1,55
2003	2,9	477,5	2,02
2004	7,11	682,8	2,15
2005	8,63	1.084,8	2,75
2006	9	1.532,5	3,77
2007	9,88	1.701,5	4,27
2008	10,9	2.974,4	6,85
2009	8,11	1.589,0	5,19
2010	9,82	2.304,1	6,29
2011	9,7	2.899,7	8,02
2012	10,1	3.567,4	9,51
2013	10,7	3.931,8	9,42
2014	11,1	3.753,2	8,81
2015	10,8	-----	5,92

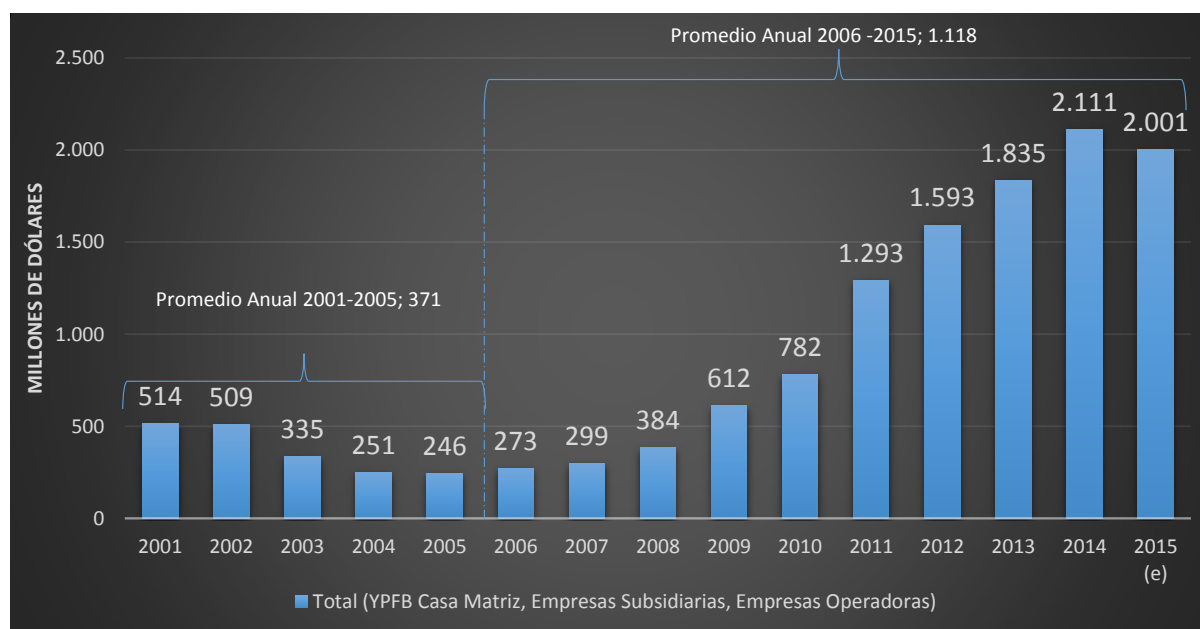
Fuente: BP statistical review ofworldenergy, 2000-2017 e Instituto Nacional de Estadística, <http://web1.ine.gob.bo/>

²⁶ Puede ampliarse la información en el resumen de políticas del Banco Interamericano de Desarrollo por el departamento de países del Grupo Andino.

5.1.4. Inversiones

El impacto de las reformas de la industria del gas sobre las inversiones ha sido crucial, desde la construcción del gasoducto hasta la operación del mismo, específicamente, la Ley de Hidrocarburos N°3058 (se modifica el régimen de propiedad, precio y fiscalización del sector de hidrocarburos) y la Nacionalización²⁷ de los Hidrocarburos. El GASBOL proporcionó el auge de las inversiones en el sector de hidrocarburos tornándose favorable para la atracción de capitales. Es importante, destacar que las inversiones se triplicaron en el periodo 2006 a 2012 respecto al periodo 2001 a 2005, que solo alcanzó 1.855 millones de dólares americanos.

Figura 25 Evolución de las Inversiones en el Sector de Hidrocarburos en millones de dólares: 2000 a 2015



(e): Estimado

Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB, 2013) – Ministerio de Comunicación (MC, 2014)

²⁷ El 1º de mayo de 2006 es promulgado el Decreto Supremo No 28701 de Nacionalización de los Hidrocarburos del país donde se señala que los hidrocarburos son de dominio originario, directo e inalienable e imprescriptible del Estado y los contratos de explotación de riquezas nacionales deben ser autorizados y aprobados por el Poder Legislativo. El Decreto Supremo indica: “Se nacionalizan las acciones necesarias para que Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) controle como mínimo el 50% más 1 en las empresas Chaco S.A., Andina S.A., Transredes S.A., PETROBRÁS Bolivia Refinación S.A. y Compañía logística de Hidrocarburos de Bolivia S.A.” (HERRERA H. Inversión extranjera directa y seguridad jurídica en Bolivia: Un análisis de las reformas estructurales y su implicación en las inversiones. Encuentro de Latinoamericanistas Españoles (12. 2006. Santander): Viejas y nuevas alianzas entre América Latina y España, 2006, s.l., España. CEEIB, pp.547-583, 2006).

Los principios del Decreto de Nacionalización: i) recupera la propiedad, posesión y control total y absoluto de estos recursos (art 1); ii) a partir del 1 de mayo del 2006, las empresas petroleras que realizaban actividades de producción de gas y petróleo en el territorio nacional, quedan obligadas a entregar en propiedad a YPFB toda la producción de hidrocarburos. YPFB, a nombre y en representación del Estado, en ejercicio pleno de la propiedad, debe asumir la comercialización de hidrocarburos, definiendo las condiciones, volúmenes y precios tanto para el mercado interno como para la exportación y la industrialización (art. 2); y iii) el Estado toma el control y la dirección de la producción, transporte, refinación, almacenaje, distribución, comercialización e industrialización de hidrocarburos en el país. El Estado recupera su plena participación en toda la cadena productiva del sector de hidrocarburos (arts. 5 y 7).

5.1.5. Ingresos fiscales

En cuanto, al sector de los hidrocarburos fue crucial para asegurar los ingresos del Estado. Esto con el fin de permitir no solo la promoción del desarrollo productivo sino también de financiar las políticas públicas orientadas a la protección social. En este sentido, mediante la Ley de Hidrocarburos N°3058 creada el 17 de mayo del 2005 bajo presión de los movimientos sociales se marca la forma de distribución de la renta petrolera a través de las regalías y el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH).

De acuerdo al Centro de Estudios y Apoyo Local de Bolivia;

“estas se aplican sobre la producción de hidrocarburos fiscalizada que tiene un pago de regalías del 18% y de IDH el 32% y no podrá ser menor al 50% del total de la producción fiscalizada a favor del Estado, quedando el restante para las empresas que explotan los recursos hidrocarburíferos” (Flores, 2014, p.13).

La distribución de las regalías se las realiza cada mes sobre la producción verificada y fiscalizada de acuerdo con la ley las regalías se entiende como compensación económica obligatoria pagadera al Estado, en dinero o en especie, a favor de los Departamentos productores por la explotación de sus recursos naturales no renovable (Flores, 2014, p.12).

Tabla 20 Distribución de las regalías en (%)

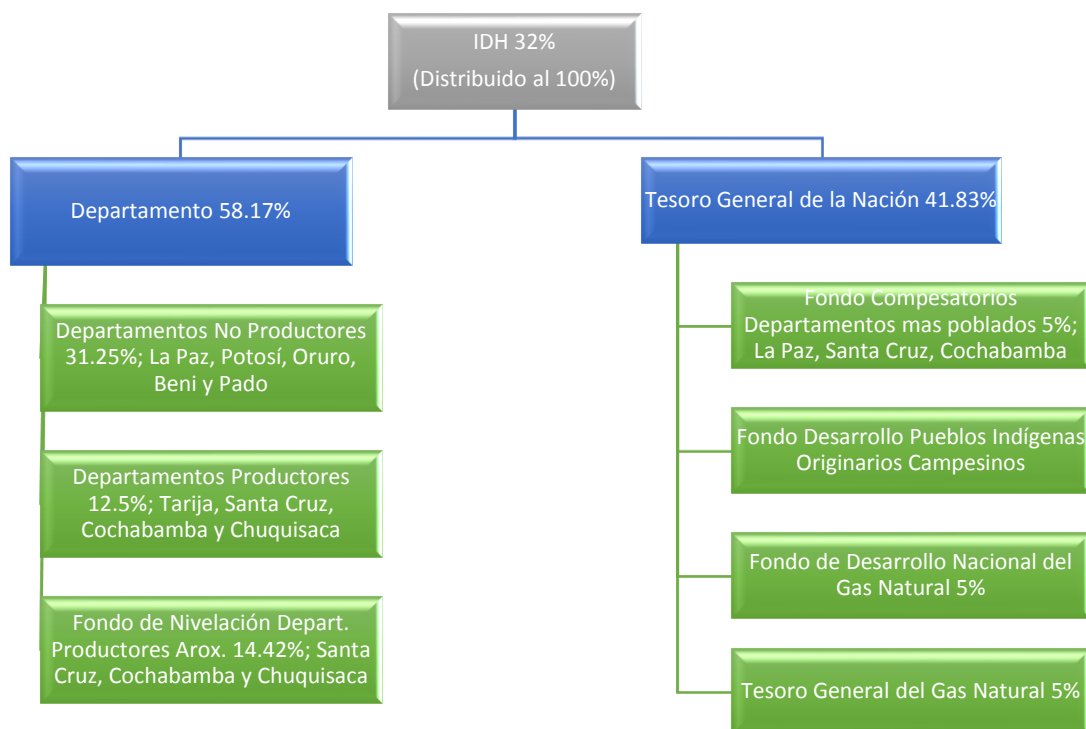
Tipo de Regalía	Porcentaje de la Producción Fiscalizada
Regalía Departamental A los departamento productores: Tarija, Santa Cruz, Cochabamba y Chuquisaca.	11%
Regalía Nacional Compensatoria A los departamento de Beni y Pando	1%
Participación a favor del Estado Al Tesoro General de la Nación	6%
Total	18%

Fuente: Centro de Estudios y Apoyo Local de Bolivia, <http://www.ceadl.org.bo>

El IDH se obtiene de la Alícuota²⁸ del 32% del total de la producción de hidrocarburos, aplicado de manera directa y no progresiva sobre el 100% de los hidrocarburos medidos en el punto de fiscalización. La siguiente figura especifica como deberá ser distribuida el IDH.

²⁸ Cantidad fija que sirven como base para la aplicación de un gravamen. Cuota parte proporcional de un monto global que determina el impuesto a pagar.

Figura 26 Distribución Impuesto Directo a los hidrocarburos Decreto supremo N° 28421



Fuente: Centro de Estudios y Apoyo Local de Bolivia, <http://www.ceadl.org.bo>

En este contexto, es importante destacar que la distribución de tales recaudaciones es distribuida en los 9 departamentos de Bolivia, sin embargo, el porcentaje distribuido es desproporcional para los departamentos no productores, entre estos están los departamentos con más pobreza en Bolivia son Beni y Pando²⁹. Es así que, es necesario captar nuevos recursos para realizar políticas públicas en esta región en un futuro. Los actuales ingresos del gobierno central del periodo 2004 al 2014 se encuentran detallados en el siguiente cuadro, es importante enfatizar la participación del sector de hidrocarburos que a través de los impuestos generó el 31% de los ingresos en dicho periodo, incrementándose su porcentaje a partir del 2006 cuando alcanzó el 35,5% del total de los ingresos de ese año.

²⁹ El 2011 la Fundación Mileno con los datos estadísticos del INE reportó que el 60% de la población de Bolivia es pobre, siendo los departamentos con mayores niveles de pobreza Potosí, Beni y Pando; 80%, 76% y 72% respectivamente.

Tabla 21 Ingresos fiscales de Bolivia en millones de bolivianos: 2004 a 2015

DESCRIPCION	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010 (p)	2011(p)	2012(p)	2013(p)	2014(p)
INGRESOS TOTALES	18.317,43	23.410,86	29.994,99	33.739,35	39.513,60	39.969,84	42.418,88	54.450,27	65.594,62	77.826,23	86.047,58
Ingresos Tributarios	10.833,89	12.460,17	14.875,00	17.010,53	21.634,88	20.843,76	23.371,83	31.930,34	37.621,27	44.286,20	49.295,41
Renta Interna	10.088,94	11.555,90	13.559,94	15.357,37	19.544,93	19.115,95	21.031,90	28.520,07	34.180,52	40.412,85	44.893,51
Renta Aduanera	661,95	784,17	907,44	1.111,08	1.401,75	1.178,88	1.544,93	2.216,82	2.473,77	2.830,79	3.099,37
Regalías Mineras	83,00	120,10	407,61	542,07	688,20	548,94	795,00	1.193,45	966,98	1.042,56	1.302,52
Impuestos Sobre Hidrocarburos	3.479,89	6.904,74	10.645,06	11.648,91	12.779,00	11.955,25	12.826,53	16.154,45	21.802,05	27.076,38	27.525,62
Impuesto al Valor agregado e Impuesto a las Transacciones / IDH ³⁰	0,00	2,321,31	5,497,17	5,954,39	6,643,52	6,465,16	6,744,31	8,996,05	12,111,15	15,542,59	15,601,86
Impuesto Especial a Hidrocarburos (IEHD)	1.146,91	1,885,92	1,999,76	2,382,75	2,529,92	1,794,01	2,194,83	2,432,23	2,447,93	2,776,55	2,918,33
Regalías	2.332,98	2,697,51	3,148,13	3,311,76	3,605,56	3,696,08	3,887,40	4,726,17	7,242,97	8,757,25	9,005,43
Venta de Bienes y Servicios	96,77	127,70	144,19	183,32	199,14	222,16	245,17	443,56	268,86	441,45	552,24
Transferencias Corrientes	632,29	679,87	744,58	1.047,27	1.029,15	1.299,33	1.487,36	1.721,18	2.086,11	2.692,56	3.888,41
Otros Ingresos Corrientes	1.397,62	1.543,08	1.869,35	2.131,79	2.351,10	4.150,77	2.989,09	2.854,69	2.565,79	2.622,02	4.112,42
Donaciones	1.744,22	1.650,60	1.681,09	1.687,33	1.493,39	1.395,56	1.473,62	1.320,03	1.218,61	677,43	633,32
Transferencias de Empresas	1,09	1,90	3,18	0,00	0,00	70,70	0,44	0,00	6,26	14,45	11,29
Recuperación de Préstamos	131,66	42,80	32,54	30,21	26,91	32,30	24,83	26,02	25,66	15,74	28,89

(p): Preliminar

Fuente: Instituto Nacional de Estadística (INE)-Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, <http://web1.ine.gob.bo/>³⁰ Desde junio de 2005 se recauda el IDH según la Nueva Ley de Hidrocarburos: 3058 del 17 de Mayo de 2005.

El anterior cuadro, muestra que los ingresos del TGN en gran parte son impulsados por la explotación de los recursos naturales, específicamente la exportación del gas natural, para poder beneficiar a la población. Sin embargo, este recurso no es renovable e ilimitado tornándose un desafío procurar nuevas fuentes de ingresos para sustentar las operaciones del flujo de caja del TGN en un futuro como también, para mejorar la calidad de vida de las regiones con mayor nivel de pobreza de Bolivia mediante buenas políticas públicas.

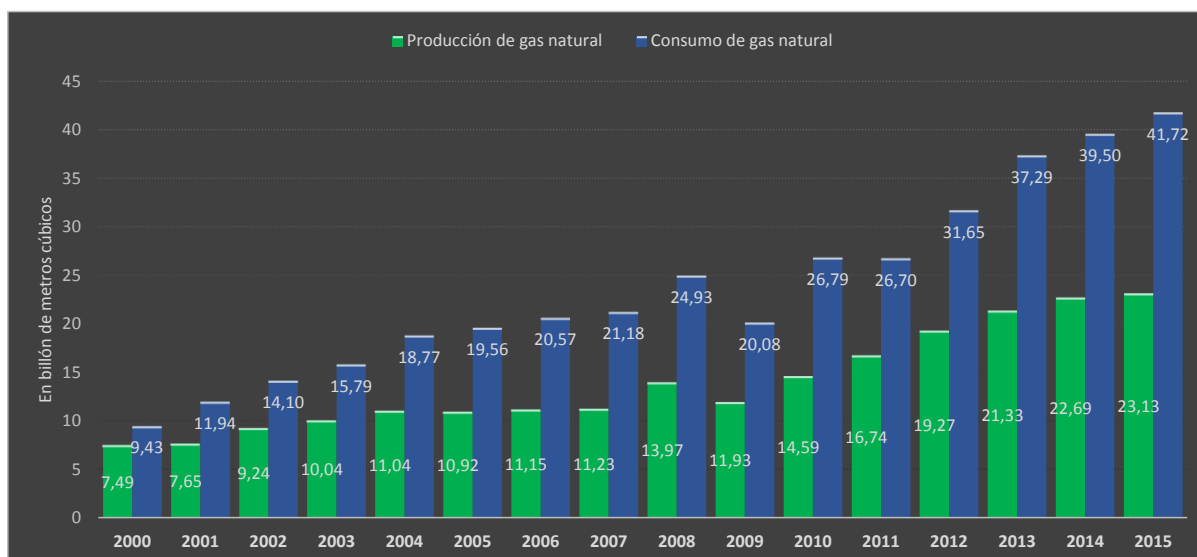
5.2. El Gasoducto en Brasil

La intención de exportar gas natural boliviano al Brasil surge en la década de los 30, pero solo pudo materializarse el proyecto hasta 1999, en vista que la oferta nacional de Brasil era insuficiente para abastecer la demanda, permitiéndole al Brasil ampliar la matriz energética con una fuente segura y relativamente limpia. El uso de las reservas bolivianas se viabilizó dado las condiciones de: recursos, mercado y viabilidad económica. Los estudios técnicos y económicos fueron conjuntamente encaminados por PETROBRÁS y Yacimientos Petrolíferos y Fiscales Bolivianos (YPFB) de parte de Brasil y Bolivia, respectivamente, y coordinados por ambos gobiernos. En estos estudios se identificaron beneficios económicos para Brasil tales como: i) el aumento de eficiencia, calidad y productividad en la industria; ii) la mejora de la economía; iii) la diversificación de las fuentes de abastecimiento energético, en las series hidrológicas desfavorables la energía térmica entra en operación para evitar déficits; iv) la mejora del medio ambiente, particularmente, en las grandes áreas urbanas; v) la preservación de los bosques naturales mediante la sustitución de la leña usada como fuente energética de la industria y; vi) la sustitución de raciones significativas de Gas Licuado del Petróleo (GLP) (GTGAS, 1995).

Antes de la construcción del GASBOL solamente São Paulo y Rio de Janeiro tenían redes de distribución de gas natural. La expansión acelerada de consumo de gas natural en Brasil está directamente relacionado con la importación del recurso natural de Bolivia. Brasil comenzó a importar volúmenes de gas natural de Bolivia no solo por el Gasoducto Bolivia-Brasil en 1999, sino también, por el Gasoducto lateral a Cuaibá en 2001, desde entonces y con el incremento de la producción nacional el consumo de gas natural ha aumentado significativamente. De este modo, Brasil llegó a importar 11,1 billones de metros cúbicos en

el 2014 (BP, 2017), en los últimos años en promedio el gas natural boliviano representa más de 31% del gas natural consumido en Brasil³¹.

Figura 27 Evolución del consumo y producción³² de gas natural en Brasil en billones de metros cúbicos: 2000-2015



Fuente: BP, 2017, <https://www.bp.com/>

Elaboración: propia con datos de BP Statistical Review of World Energy

La demanda del gas natural está relacionado, con el crecimiento de la economía, la oposición social y ambiental a nuevos proyectos hidroeléctricos, el respaldo a las fuentes de energía renovables intermitentes; como es el caso de Brasil en el sector eléctrico, dado los cambios en la matriz energética en los últimos años, se incrementó la generación de energía eléctrica a base de gas natural por ser viable y necesario, además que es una ancla para el sistema.

Brasil además de ampliar su matriz energética consiguió diversificarla, “la clave para reducir las debilidades y dependencias es diversificar. La integración a través del intercambio y el uso compartido de técnicas, recursos y energía garantizaría un escenario de equilibrio y desenvolvimiento para la región” (LEITE; RAMALLO, 2015, p.7).

En este capítulo, se analizó los beneficios en el desarrollo económico y social de Bolivia, a través del Gasoducto Bolivia – Brasil (GASBOL), así como, los beneficios de cobertura del servicio de gas natural para Bolivia y Brasil.

³¹ Cámara Boliviana de Hidrocarburos y Energía. Resiliencia Energética: Brasil, el GNL y el gas boliviano. Revista Petróleo y Gas, ed.n.99, La Paz: septiembre-octubre, 2015.

³² Excluye el gas quemado o reciclado. Incluye el gas natural producido para la transformación de Gas a Líquidos.

La integración ha mostrado beneficios importantes para los involucrados, particularmente para Bolivia que con los beneficios por las transacciones de gas pudo realizar políticas públicas, impulsar los sectores estratégicos e impactar en las principales variables económicas, por su parte, Brasil consiguió diversificar su matriz energética, abastecer la demanda de gas natural que crece cada año, garantizando el abastecimiento a: distribuidoras de gas, termoeléctricas y refinerías. El sector de hidrocarburos fue crucial para asegurar los ingresos fiscales, gran parte de estos ingresos provienen de la exportación de gas natural, sin embargo este recurso no es renovable e ilimitado tornándose un desafío buscar nuevas fuentes de ingresos para sustentar las operaciones de flujo de caja del Tesoro General de la Nación para continuar con la aplicaciones de las nuevas políticas. Es así, que el aprovechamiento del potencial hidroeléctrico de Bolivia cobra importancia.

6. PERSPECTIVA BINACIONAL DE LA INTEGRACIÓN ELÉCTRICA DE BOLIVIA Y BRASIL

6.1. Potencial hidroeléctrico de Bolivia y Brasil

6.1.1. Potencial del sistema de Bolivia

Bolivia es un país con mucha riqueza de recursos naturales, entre los más destacados están los recursos hídricos. De las tres cuencas hidrográficas con las que cuenta Bolivia, la principal es la cuenca del Norte o Amazonas que desagua en el Atlántico, está compuesta principalmente por: los ríos “Madre de Dios, Orthon, Abuná, Beni, Yata, Mamoré e Iténez o Guaporé”. La cuenca del Amazonas “es la mayor cuenca hidrográfica del mundo con una superficie de 7.800.000 km² y un caudal medio de 180.000 m³/seg., compartida con Brasil, Guayana, Venezuela, Colombia, Ecuador y Perú” (VMEEA, 2014a, p.108).

De acuerdo con Empresa Nacional de Electricidad Bolivia (ENDE), Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) y Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) ³³el potencial hidroeléctrico con que cuenta Bolivia es de aproximadamente 173.000 GWh por año en el territorio nacional, de ese potencial hidroeléctrico el 78% corresponden a las cuencas que desaguan en el Río Amazonas, a través del Río Madera sobresaliendo el Río Beni y el Río Mamoré con 40,8% y 28,9%, respectivamente. El potencial instalable estimada sería 39.857 MW y en el año 2012 el parque hidroeléctrico instalado fue 476 MW que representa el orden de 1,2% del potencial total para generación aprovechable. Este bajo aprovechamiento se debe “a la falta de inversiones en estudios de pre-inversión e inversión de proyectos hidroeléctricos” (VMEEA, 2014a, p.109).

De acuerdo al Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025, publicado en el año 2014, por el Estado Plurinacional en coordinación con el Ministerio de Hidrocarburos y Energía, elaborado por el Viceministerio de Electricidad y Energía Alternativas en cooperación con el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) y otros órganos, el potencial hidroeléctrico de mayor concentración, presentará los siguientes valores de energía y potencia en las cuencas para el año 2025, alcanzando una potencia instalable en orden de 34.000 MW.

³³ Entre 1975 y 1982.

Tabla 22 Potencial hidroeléctrico (GWh) – 2025

Cuenca	Energía (GWh/año)
Ríos del Alto Beni	63.181
Río Grande	27.978
Río Pilcomayo	13.766
Río Madera	43.000
Total	174.925

Fuente: Viceministerio de Electricidad y Energía Alternativas, 2014, p. 110

Tabla 23 Potencial hidroeléctrico (MW) - 2025

Cuenca	Potencia (MW)
Río Grande	3.884
Río Pilcomayo	2.303
Río Alto Mamoré	481
Río Beni	3.785
Río Bermejo	734
Río Madera	8.700
Total	19.887

Fuente: Viceministerio de Electricidad y Energía Alternativas, 2014, p. 110

Los proyectos hidroeléctricos de gran envergadura identificados con potencial de generar excedentes son: i) proyecto Bala³⁴ de carácter multipropósito, generando 1.680 MW de energía para el mercado nacional de Bolivia y para la exportación; ii) proyecto Cachuela Esperanza³⁵ de orden de 70.000 GWh/año y; iii) proyecto Complejo hidroeléctrico Río Grande³⁶ que está compuesto por las centrales: Jatun Pampa, Seripona, Cañahuecal, Las Juntas, Ocampo, Peña Blanca, La Pesca y Pirapó, centrales instaladas en cascadas y que representan un potencial estable de 2.882 MW (VMEEA, 2014a).

³⁴ Ubicado en el estrecho del Bala, sobre el río Beni a 16 kilómetros aguas arriba de las poblaciones de Rurrenabaque y San Buenaventura, en las provincias de Franz Tamayo (La Paz) y General Ballivián (Beni).

³⁵ Situado en la frontera entre los departamentos del Beni y Pando, provincias Vaca Diez y Federico Román, respectivamente. El potencial hidroeléctrico del río Beni, que nace a una altitud de más de 5,000 m.s.n.m. y desagua en el río Mamoré a 130 m.s.n.m.. El curso inferior del río Beni entre Riberalta y Villa Bella, se halla el tramo de mayor concentración del potencial hidroenergético de llanura, donde se proyecta instalar centrales de baja caída que constituyen 18 turbinas de 50MW cada una, alcanzando una potencia instalable de 990MW equivalente a 5,700 GWh/año.

³⁶ Ubicado en el río Grande, límite entre los departamentos de Cochabamba, Chuquisaca y Santa Cruz.

Es necesario precisar que con la ejecución de uno de los megaproyectos mencionados, el país podría contar con la generación excedente de energía eléctrica suficiente para exportación (VMEEA, 2014a).

El aprovechamiento mínimo del potencial hidroeléctrico es consecuencia de la falta de inversión en la generación de energía hidroeléctrica en el país, herencia del antiguo modelo que regía en Bolivia predominado por las empresas privadas que solo realizaron inversiones en proyectos termoeléctricos debido a la poca inversión y un retorno de utilidades a corto plazo. En este contexto, el Estado Plurinacional pretende cambiar este panorama y prevé en su Agenda Patriótica llevar a cabo inversiones en proyectos de gran envergadura que contemplen proyectos hidroeléctricos, como es el caso de la cuenca en el Río Madera que podría estar en el marco de un Plan de Desarrollo Regional Sustentable (PDRS) con el objetivo que la población que se vea afectada por estas obras de gran envergadura sean beneficiadas con buenas políticas públicas para el “Vivir Bien”, además de diversificar la matriz energética de Bolivia con una matriz más limpia y convertirse en el centro energético de América del Sur por su ubicación geográfica.

6.1.2. Potencial del sistema de Brasil

En los últimos 30 años la oferta de energía eléctrica de Brasil a través de fuentes hidroeléctricas ha aumentado, tornándolo como uno de los países con matriz eléctrica más limpia del mundo. Esta evolución ocurrió a principios de los 80. Para finales de los 90 se priorizó la expansión de otras fuentes de generación en el país por las incertidumbres de financiamiento de inversión. Este escenario trajo consigo el racionamiento de energía eléctrica entre los años 2001 y 2002 en gran parte del sistema eléctrico de Brasil.

Paralelamente a la expansión de energía hidroeléctrica, las presiones medioambientales crecen contra esa fuente de generación. Es así, que en el Brasil se han sembrado varios desafíos para la expansión de energía eléctrica mediante esta fuente: i) la duración en la obtención de una licencia ambiental cada vez demora más tiempo; ii) el 70% del potencial hidroeléctrico de este país se encuentra localizado en el bioma del Amazonas y “Cerrado”, dos biomas de mucho interés desde la perspectiva ambiental (MME, 2007).

Con todo, considerando que fue explotado el 30% del potencial (centrales en operación; construcción y proceso de licenciamiento)³⁷, el potencial a aprovechar es de cerca de 126.000 MW, excluyendo el potencial estimado. De este total, más del 70% están en la cuencas del Amazonas y Tocantins/Araguaia (MME, 2007).

A continuación se presenta el marco general del potencial hidroeléctrico brasileño, donde se refleja la importancia del potencial en la cuenca del Amazonas (más del 60% sino se considera los recursos estimados³⁸), dado que las cuencas más cercanas a los principales centros urbanos e industriales ya han agotado prácticamente su potencial, habiendo poco espacio para nuevas centrales (MME, 2007);

Tabla 24 Potencial hidroeléctrico Brasileño en (MW)³⁹

Cuenca	Aprovechado	Inventario	Estimado	Total	%
Amazonas	835	77.058	28.256	106.149	42,2
Paraná	41.696	10.742	5.363	57.801	23,0
Tocantins/Araguaia	12.198	11.297	4.540	28.035	11,2
São Francisco	10.290	5.550	1.917	17.757	7,1
Atlântico Sudeste	4.107	9.501	1.120	14.728	5,9
Uruguai	5.182	6.482	1.152	12.816	5,1
Atlântico Sul	1.637	1.734	2.066	5.437	2,2
Atlântico Leste	1.100	1.950	1.037	4.087	1,6
Paraguai	499	846	1.757	3.102	1,2
Paranaíba	225	819	0	1.044	0,4
Atlântico NE Oc.	0	58	318	376	0,1
Atlântico NE Or.	8	127	23	158	< 0,1
Total	77.777	126.164	47.549	251.490	100,0
Total %	30,9	50,2	18,9	100,0	

Fuente: MME, 2007, Plan de Energía Nacional 2030

De acuerdo a los organismos de planificación la cuenca del Amazonas “El dorado” hidroeléctrico posibilitará la mayor parte de energía hidroeléctrica hasta el 2030, sin embargo, no es efectivo que se concrete. La concretización de estos proyectos dependerá de una evaluación de comparación de costos con otras fuentes de generación, costos de transmisión, costos internalizados de los impactos ambientales, la capacitación de la industria nacional, etc. (MME, 2007).

³⁷ En las condiciones específicas, el potencial explotado es alrededor de 80.000 MW, de los cuales 70.000 MW corresponden a la centrales que están en operación en diciembre de 2005.

³⁸ Los recursos estimados corresponde a casi 20% de los recursos totales para aprovechamiento hasta 2030.

³⁹ Observaciones: i) el potencial aprovechado incluye centrales existente en diciembre de 2005 y los aprovechamientos en construcción o con concesión otorgada; ii) inventario en esta tabla indica el nivel mínimo de estudio del cual fue objeto el potencial; iii) valores consideran apenas el 50% de la potencia de aprovechamiento binacional; iv) fue retirado el potencial de la centrales exclusivamente de punta.

El mayor potencial hidroeléctrico de Brasil se encuentra en la región Amazónica lo que dificulta su aprovechamiento, este escenario impulsa a la construcción de las nuevas centrales hidroeléctricas de pasada en el norte de Brasil. La tasa de consumo de la región norte y la diferencia de régimen de lluvias con la región sur, permite generar energía excedente para abastecer el consumo de la región Sudeste/Centro-Oeste. Dado las características del sistema de transmisión posibilita su incorporación de estas centrales al sistema interconectado, pero representa un desafío para el sector eléctrico, tanto en la operación como en la regulación; con respecto al ajuste en el marco regulatorio para evitar problemas por el cambio de las características en el sistema interconectado (DORADO et al, 2016).

Entre los desafíos de la operación del sistema, está la necesidad de contar con fuentes controlables⁴⁰ para hacer frente a las variaciones de las fuentes incontrolables⁴¹ con el fin de abastecer la demanda con el 5% de reserva de potencia para cubrir eventos fortuitos. La participación en el despacho de fuentes inflexibles⁴² e intermitentes⁴³ de la matriz eléctrica de Brasil, además del hecho que la expansión del sistema eléctrico ocurrirá en la región norte, vulnera la operación del sistema. En este contexto, es inevitable contratar unidades termoeléctricas, la mayoría de ciclo combinado, dada la imposibilidad de construir centrales hidroeléctricas de grandes reservorios, para aumentar la confiabilidad del sistema. “Desde 2010 la ONS viene despachando unidades termoeléctricas fuera del orden de mérito⁴⁴ y postergando el mantenimiento de las unidades generadoras para superar la baja disponibilidad de potencia en el sistema” (DORADO et al, 2016, p.7).

En este sentido, se identifica dos problemas regulatorios vinculados: i) a la expansión del sistema de transmisión; y ii) a los requisitos de reserva de potencia. En el sistema de transmisión la “EPE estima que para 2024 el sistema de transmisión incorporará al sistema más 211.615 kilómetros de líneas, además de las subestaciones, demandando una inversión total de R\$ 107,8 billones” (DORADO et al, 2016, p.8), siendo que existe una crisis de inversión en sector de transmisión, en los últimos años se generó una inseguridad regulatoria por: el retraso en el proceso ambiental; incertidumbre del pago de la indemnización; la baja en

⁴⁰ Unidades termoeléctricas flexibles y centrales hidroeléctricas con reservorio.

⁴¹ Fuentes inflexibles e intermitentes. Estas fuentes complementan la operación al ciclo hidrológico según la estacionalidad.

⁴² Unidades termoeléctricas y centrales hidroeléctricas de pasada.

⁴³ Centrales eólicas, solares y plantas de cogeneración a biomasa.

⁴⁴ Las unidades termoeléctricas de ciclo combinado si no son despachadas como base, el despacho se lo realizara fuera de orden de mérito por cuestiones de sincronización. En este sentido, el ONS es obligado a despachar las unidades fuera de orden de mérito, con antelación, para atender el horario de punta, utilizando más gas y elevando los costos.

la tarifa de transmisión; y la insuficiente “Receita Anual Permitida”, ocasionando una limitación de los inversionistas a nuevos emprendimientos (DORADO et al, 2016).

Por otro lado, entre el requerimiento de reserva de potencia a corto plazo desencadenó la expansión en unidades incontrolables e intermitentes, que implica el uso más agresivo de las termoeléctricas flexibles y centrales hidroeléctricas con grandes reservorios, ocasionando una reducción en la regulación del sistema eléctrico brasileño. Para este punto las dos soluciones que se plantea en el “Congresso Brasileiro de Planejamento Energetico”⁴⁵ son: i) la operación de las unidades termoeléctricas de ciclo combinado son operadas en la base del sistema y; ii) la segunda la repotenciación de la centrales hidroeléctricas existente mediante un incentivo de remuneración de la potencia para modernizar las centrales existentes (DORADO et al, 2016).

6.2. Complementariedades y fundamentos para la integración eléctrica Bolivia y Brasil

Se ha visto que es usual la integración de dos países en lugar de una integración multilateral, por cuestiones económicas, geopolíticas y estratégicas alrededor de un emprendimiento binacional. Estos emprendimientos están localizados en la frontera entre ambos países compartiendo: inversiones, producción de energía eléctrica y utilidades.

En este sentido, Bolivia está interesada en desenvolver el proyecto binacional en el Río Madera (frontera Bolivia – Brasil) a pesar de tener un mercado pequeño, gracias a la experiencia que tuvo en la apertura a mercados energéticos en su primer acercamiento a la integración económica con una orientación de exportación del gas natural. Bolivia, está interesada en promover emprendimientos tanto binacionales como nacionales, particularmente sí, estos son parte de una cuenca binacional, como es el caso del “Proyecto Binacional Río Madera” entre Bolivia y Brasil que aguas arriba tiene los proyectos de Cachuela Esperanza, El Bala y Río Grande.

Es importante señalar, que sería oportuno el desarrollo del aprovechamiento de forma conjunta; de la cuenca del Río Madera y los proyectos aguas arriba, pese a que estén localizados en el territorio de Bolivia. De otra forma, sería inviable la explotación de estos proyectos debido a que el mercado de Bolivia no tiene escala suficiente para garantizar la factibilidad económica del emprendimiento, mismo considerando que tenga costos unitarios

⁴⁵ A través de artículo “A expansão das usinas hidrelétricas na região amazônica: desafios operacionais e regulatórios”

interesantes, puesto que llevaría mucho tiempo ser absorbido, particularmente, por su tamaño de la demanda y la capacidad de inversión. Más allá de beneficiarse con las economías de escala, puede favorecerse con el uso eficiente de los recursos escasos y precios accesibles permitiendo un mejor nivel de competencia de las industrias en Bolivia y Brasil.

Adicionalmente, se expandiría el sistema eléctrico por la ampliación de las líneas de transmisión o la ampliación del mercado nacional. El desarrollo de líneas de transmisión ayuda en el suministro eléctrico ante una eventualidad de falta de suministro en un país y asimismo proporciona mayor flexibilidad en la operación (reserva rotante, costo de operación). Con estas líneas de interconexión Bolivia dejaría de ser el único país de América del Sur eléctricamente aislado y podría convertirse en un país tránsito de energía.

En este cuadro, se aprovecharía las complementariedades entre Bolivia y Brasil: i) hidrología por la distribución espacial y debido a que la Cuenca Amazónica es cortada por la línea del Ecuador ocasionando una doble captación de las inundaciones de verano en un mismo año (de noviembre a abril en el hemisferio sur y, de mayo a octubre en el hemisferio norte), este doble régimen de lluvias en la Cuenca Amazónica otorga una importante complementariedad hidrológica entre Bolivia y Brasil; ii) oferta de disponibilidad del potencia hidroeléctrica y térmica (Bolivia dispone de gas); iii) los factores climáticos; iv) características de la demanda, disminución del pico de consumo por la diversidad de curvas de carga, en Bolivia el consumo es principalmente del sector residencial, en cambio en Brasil el consumo es predominado por el sector industrial, y; v) compensación entre los picos consumo y periodos críticos economizando la potencia instalada, particularmente, por uso horario y el horario de verano en diferentes periodos en Bolivia y Brasil.

En la dirección de buscar un Acuerdo, Bolivia ha impulsado recientes avances para el desarrollo del “Proyecto Hidroeléctrico Río Madera”:

- i) en julio de 2015 con la firma de la Adenda al Memorándum de entendimiento en materia de energía eléctrica entre Bolivia y Brasil, firmado en 2007, con vista a la construcción de una “Central Hidroeléctrica Binacional en el Río Madera”;
- ii) el 07 de noviembre de 2016, se firmó los convenios de cooperación técnica entre la Corporación Andina de Fomento (CAF), Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) y la Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELECTROBRÁS), que instituyen llevar a cabo el

Proyecto Hidroeléctrico Río Madera, que tendrá aproximadamente 3.000 MW (ENDE, 2017) y;

- iii) el 21 de agosto de 2017 la apertura de sobres de la Licitación para los “Estudios de Inventario Hidroeléctrico Binacional en parte de la Cuenca del Río Madera y Afluentes Principales Ubicados en Territorio Boliviano y Brasileño”⁴⁶.

Sin embargo, ante una integración eléctrica basada en la generación a través de los recursos hídricos existen riesgos y barreras como: i) el riesgo natural, basado en la fluctuación estacional del caudal de los ríos que afecta a la generación constante de energía; ii) los riesgos burocrático en relación a los procedimientos morosos y tramites gubernamentales como licencias ambientales para el desarrollo de un nuevo proyecto hidroeléctrico en Brasil y sobre todo el mayor desafío es; iii) el consenso de un marco regulatorio. Estas barreras se podrían resolverían con un Tratado entre los dos países.

La integración energética para Bolivia con Brasil es de suma importancia porque permitiría diversificar su matriz energética y con sus excedentes generados podría desarrollar políticas públicas con: i) inclusión social; ii) acceso universal a la energía eléctrica; iii) disminución de la pobreza y; iv) la creación de nuevos empleos con el desarrollo de este emprendimiento binacional y otros proyectos. Por otro lado, estos emprendimientos permitirían inversiones en otros sectores con crecimiento de la economía de Bolivia.

6.3. Ventajas y desventajas de la integración eléctrica de Bolivia y Brasil

A continuación se sintetizó las ventajas y desventajas de la integración eléctrica de Bolivia y Brasil, mostrando que esta integración es estratégica y beneficiosa para ambos países frente a las pocas desventajas que siempre se puede superar.

⁴⁶Esta apertura se realizó en presencia de funcionarios de la CAF, de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) y de la estatal Centrales Eléctricas Brasileñas (Eletrobrás). La Comisión de Evaluación, trabajará por tiempo y materia hasta cerrar el proceso de selección. La licitación cuenta con financiamiento a fondo perdido de la CAF por \$us 600.000 y aportes de ENDE y Eletrobras por \$us 3.500.000,00 cada una. (Sitio oficial de la Agencia de Información Interministerial del Estado Plurinacional de Bolivia, <http://enlace.comunicacion.gob.bo/index.php/2017/08/24/en-brasil-se-aperturo-sobres-para-el-proyecto-hidroelectrico-rio-madera/>).

Tabla 25 Ventajas y desventajas de la integración eléctrica de Bolivia y Brasil

Ventajas	Desventajas
<p>Complementariedades de Bolivia y Brasil:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Bolivia con una situación geográfica estratégica, con gran oferta y pequeña demanda, comparte la mayor frontera física y el “Proyecto Binacional Río Madera” con el mayor consumidor de energía de la región, Brasil. • Ambos países tienen diferentes husos horarios, horario de verano y características de la demanda (tamaño y tipo del sector de consumo) que permite la compensación entre los picos de consumo y periodos críticos, economizando la potencia instalada. • Complementariedad de oferta y disponibilidad de potencia hidroeléctrica, por la distribución espacial de la hidrología y termoeléctrica, dado que Bolivia dispone de gas natural. • Complementariedad de factores climáticos. <p>Otros beneficios de la integración eléctrica Bolivia y Brasil:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Viabilidad de las unidades de mayor potencia; por sí sola Bolivia no podría construir una central de este porte, por el tamaño de la demanda y la capacidad de inversión. Además, daría paso al aprovechamiento de otros proyectos en conjunto en el territorio de Bolivia pertenecientes a la cuenca del Río Madera. • Reducción de los márgenes de reserva. • Reducción del consumo de combustibles. • Aprovechando estas complementariedades el desarrollo de una integración eléctrica permite el uso óptimo de los recursos de infraestructura y energética para un abastecimiento de energía eléctrica de forma confiable y sustentable para Bolivia y Brasil; además permite a Bolivia cambiar su matriz eléctrica más limpia, salir del aislamiento eléctrico, por su parte, Brasil mantendría su matriz limpia. Mitigando los gases de efecto invernadero que genera las fuentes de combustibles fósiles. • Mayor acceso al servicio eléctrico de departamentos próximos al proyecto; al disminuirse con la sustitución de energía térmica (diésel) por energía hidráulica. • Desarrollo de los niveles productivos. • Generación de excedentes económicos para Bolivia; permitirá liberar recursos públicos para el gasto social u otros sectores de la economía nacional. • Crecimiento económico y así mejorar la calidad de vida. 	<ul style="list-style-type: none"> • Asimétrica de los acuerdos. • Pérdida de soberanía energética. • Menor capacidad de acceso a fuentes de financiamiento por el monto involucrado en el proyecto de la central hidroeléctrica. • Impacto al socio-ambiental.

Elaboración: Propia, 2018

6.4. Corrientes de cambio de la regulación en Bolivia

De la estructura del mercado eléctrico de Bolivia y Brasil se ha evidenciado que la estructura institucional como el marco regulatorio del sector eléctrico de Bolivia y Brasil son diferentes.

Tabla 26 Análisis comparativo de la estructura del mercado de Bolivia y Brasil

Bolivia	Brasil
La estructura del sector eléctrico de Bolivia es más simple, por el pequeño tamaño de la demanda.	Mientras, la estructura del sector eléctrico de Brasil es más compleja, por su magnitud de demanda.
La comercialización en el mercado eléctrico de Bolivia se divide en Mercado a Precio Spot y Mercado de Contratos.	En cambio, la comercialización en el mercado eléctrico de Brasil se divide en Ambiente de Contratación Regulada y Ambiente de Contratación Libre.
Mientras, la generación es de libre competencia en Bolivia.	La contratación de generación es por subasta inversa en Brasil.
En la perspectiva socio-ambiental, tanto Brasil como Bolivia requieren de licencia ambiental para proyectos en el sector eléctrico, sin embargo el proceso es más riguroso en Brasil.	
En materia de exportación e importación, Bolivia no tiene ninguna experiencia y solo algunos anunciados.	En cambio, el modelo de comercialización de Brasil contempla tanto la exportación como la importación de energía eléctrica.

Elaboración: Propia, 2018

En la dirección de lograr en el sector eléctrico de Bolivia la sustentabilidad económica y financiera con una gestión eficiente, a partir del aprovechamiento de los recursos renovables a fin de asegurar la universalización del acceso al servicio básico de electricidad y contar con excedentes para los países vecinos, fueron varios los intentos de cambiar la normativa vigente, la más seria fue la propuesta desarrollada por Grupo de Estudios do Sector Elétrico (GESEL) de la Universidade Federada do Rio de Janeiro (UFRJ)/Universidade de Sao Paulo Brasil (USP) y discutida con las instituciones del Sector Eléctrico de Bolivia. A continuación, se presenta la propuesta, fruto de las entrevistas realizadas al Dr. Nivalde José de Castro coordinador de GESEL y a las instituciones del sector eléctrico de Bolivia.

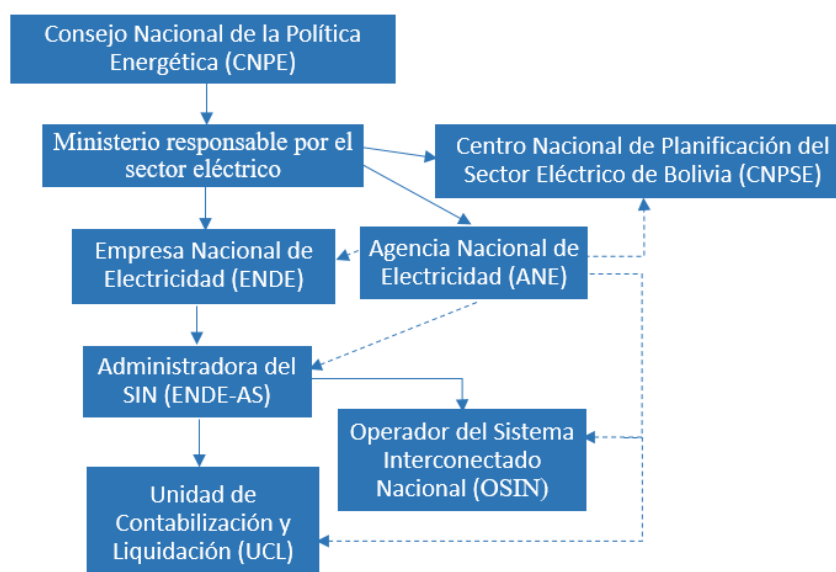
6.4.1. Gobernanza en el mercado eléctrico

En la estructura institucional del sector eléctrico propuestaparticiparían las siguientes entidades:

- i) Consejo Nacional de la Política Energética (CNPE), responsable de la aprobación de la política eléctrica;
- ii) Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE) como órgano del gobierno responsable por la formulación de las políticas energéticas del país;
- iii) Agencia Nacional de Electricidad (ANE), encargada de regular y controlar, en otras palabras es responsable de la regulación técnica y económica;
- iv) Centro Nacional de Planificación del Sector Eléctrico de Bolivia (CNPSE), dependiente del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, responsable de elaborar la expansión de desarrollo del sector eléctrico;
- v) Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), dependiente del estado y responsable del desarrollo del sector eléctrico;
- vi) Administradora del SIN (ENDE-AS), responsable de la operación del SIN (Operador del Sistema Interconectado Nacional, OSIN) y de la gestión del ambiente de conciliación de diferencias de energía (Unidad de Contabilización y Liquidación Financiera del Ambiente de Conciliación de Diferencias, UCL).

La siguiente figura presenta la estructura institucional y las relaciones entre los organismos.

Figura 28 Estructura institucional propuesto para el Sistema Eléctrico de Bolivia

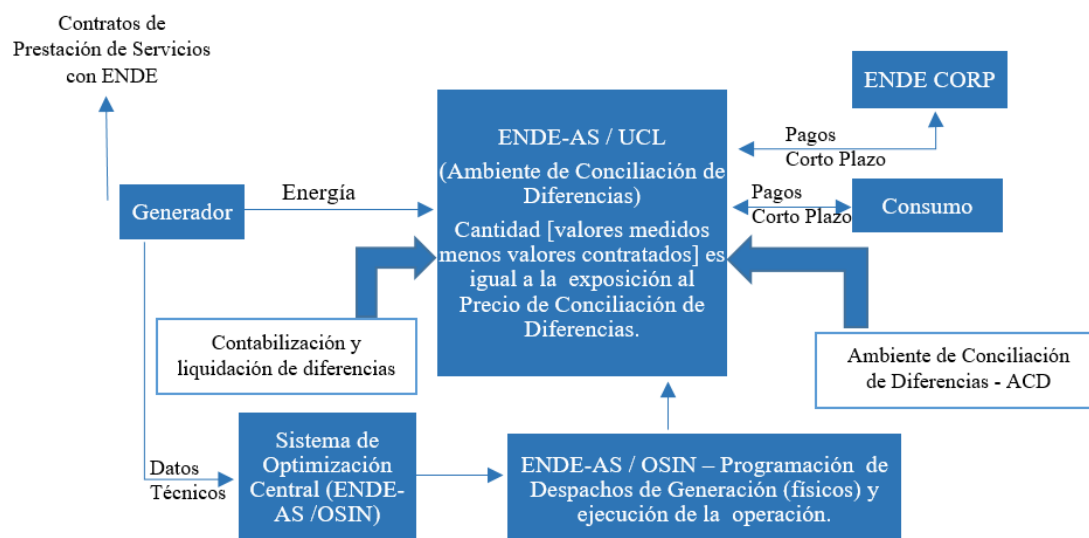


Fuente: Entrevistas, 2017
Elaboración: propia

6.4.2. Comercialización en el mercado eléctrico

Este nuevo modelo será el modelo 2 (modelo propuesto por Hunt y Shuttlewoeth) de comprador único, donde la expansión del sistema es realizada a través de licitaciones con contratos de servicios a largo plazo que aseguran las inversiones y la sostenibilidad de la industria eléctrica. La siguiente figura presenta la estructura funcional propuesta para el sector eléctrico de Bolivia.

Figura 29 Estructura funcional propuesta para el Sistema Eléctrico de Bolivia



Fuente: Entrevistas, 2017
Elaboración: propia

Esta propuesta de modelo facilitaría el proceso de elaboración de la regulación de los proyectos hidroeléctricos binacionales por la garantía a las inversiones. No obstante, la experiencia de la Hidroeléctrica Binacional Itaipú muestra que a pesar de los cambios en la normativa de Brasil el Tratado garantizó tanto el mercado para comercializar como la sostenibilidad económica del proyecto, por lo que es de suma importancia para los proyectos binacionales un Tratado entre los países.

El potencial hidroeléctrico de Bolivia y Brasil, las complementariedades encontradas entre ambos mercados y la expectativa de parte de Bolivia del desarrollo económico y social no da una perspectiva de que la integración eléctrica de Bolivia y Brasil es favorable para ambos países y particularmente para Bolivia para continuar con el desarrollo económico que fue iniciado en el año 2006.

CONCLUSIONES

América del Sur es una región con abundantes recursos energéticos distribuidos de forma asimétrica, localizados eventualmente en la frontera entre dos países. En la trayectoria de aprovecharse estos recursos se construyeron centrales hidroeléctricas binacionales con la visión de una oportunidad estratégica para el desarrollo económico y social, principalmente, en las regiones directamente afectadas por el proyecto. Los proyectos basados en emprendimientos hidroeléctricos binacionales son los que ofrecen mejores condiciones de arreglos comerciales, con mercado garantizado para proveer seguridad de suministro de electricidad, tal como muestran las experiencias Itaipú, Yacyretá y Salto Grande.

La construcción de proyectos de integración energética binacionales como el “Proyecto Binacional Itaipú” y el “Gasoducto Bolivia - Brasil”, significaron un desarrollo económico y social para Paraguay y Bolivia, respectivamente. El éxito de estas experiencias estimula promover proyectos de integración energética en América del Sur, como es el caso de una integración eléctrica entre Bolivia y Brasil mediante la “Central Hidroeléctrica Binacional Río Madera”.

Para la integración eléctrica sería interesante la armonización del marco regulatorio, en este sentido, varios fueron los intentos de cambiar la normativa de Bolivia para facilitar la regulación de los proyectos hidroeléctricos binacionales al ser diferente la regulación de los mercados eléctricos de Bolivia y Brasil, no obstante, no es una condición necesaria a pesar de ser deseable para la realización de una inversión como el “Proyecto Río Madera”, dado que la experiencia de la Binacional Itaipú muestra que, sin importar los cambios en la normativa de Brasil, el Tratado garantizó la sostenibilidad económica del proyecto. En esta dirección, es de suma importancia para proyectos binacionales un Tratado entre países. Por otro lado, desde el punto de vista ambiental, la regulación de Bolivia y Brasil es semejante, en ambos casos es necesario la realización de un estudio de impacto ambiental y la obtención de la licencia ambiental.

Los ingresos fiscales de Bolivia por hidrocarburos fueron cruciales para asegurar los ingresos al Estado, garantizando el crecimiento sostenido del Producto Interno Bruto, dando a Bolivia una estabilidad económica y política con capacidad de realizar inversiones para financiar las políticas públicas e impulsar otros sectores estratégicos.

Gracias a las exportaciones de gas natural se triplicaron las inversiones en el sector de hidrocarburos en el periodo 2006 a 2012 respecto al periodo 2001 a 2005. Estas inversiones tuvieron un efecto positivo, no solo en la exportación de hidrocarburos, sino también en las exportaciones que se incrementaron en seis veces para el año 2015 respecto al año 2000.

Bolivia dio un fuerte impulso al sector eléctrico con una planificación centralizada a partir del 2006 en los tres sectores de la cadena productiva (incrementando la generación, transmisión y distribución) para hacer frente al fuerte crecimiento de la demanda por el crecimiento económico sostenido, incremento de la cobertura y el consumo per cápita por las mejoras en las condiciones de vida de la población, no obstante, se continúa con un porcentaje elevado de pobreza, particularmente, en la zona altiplánica y el norte amazónico. Mientras que antes del 2006 el crecimiento de la demanda fue bajo por las reformas que estaba atravesando el país, basadas en la minimización de funciones y participación del Estado, transfiriendo la planificación del sistema eléctrico de Bolivia a las empresas transnacionales.

Con los recursos provenientes de la exportación de gas natural y la práctica de políticas públicas acertadas a partir del 2006, por ejemplo en el sector energético, el Estado garantizó el financiamiento para la cadena productiva del sector eléctrico a través del Banco Nacional de Bolivia con la ampliación la frontera eléctrica y la aplicación de la tarifa dignidad, asimismo se amplió la distribución de gas domiciliaria. De esta manera, Bolivia ha disminuido las asimetrías con los países vecinos en la dirección de la lucha contra la pobreza extrema, el comercio informal y la migración ilegal, tal como muestran los indicadores de consumo per cápita y erradicación de la pobreza.

Así, el Gasoducto Bolivia - Brasil permitió a Bolivia, no solo, realizar políticas públicas, sino también, impulsar el sector de la energía eléctrica con los beneficios por la exportación de gas natural. Por su parte, Brasil consiguió diversificar su matriz energética y abastecer la demanda de gas natural a las distribuidoras de gas, termoeléctricas y refinerías.

La demanda de Bolivia es pequeña y mayoritariamente de uso doméstico, suministrada por generación predominada por la fuente termoeléctrica a pesar de contar con un gran potencial hidroeléctrico mucho mayor a la demanda, mientras que la gran demanda de Brasil es más industrial y se alimenta mayormente con energía limpia.

Se ha encontrado complementariedades entre Bolivia y Brasil de hidrología, oferta de gas, características de la demanda (los factores climáticos, picos de consumo en diferentes

periodos del año y desfase en los periodos), aspectos que bien podrían ser aprovechados por Bolivia y Brasil, así como, el potencial hidroeléctrico instalable de Bolivia del orden de 39.857 MW de los cuales se tiene previsto desarrollar un total de 19.887 MW incluyendo el “Proyecto Hidroeléctrico Binacional Río Madera” en el marco del “Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025”.

Las principales ventajas de la integración eléctrica entre Bolivia y Brasil son: aprovechamiento de complementariedades, viabilidad de proyectos de mayor potencia para Bolivia, optimización de inversiones e infraestructura, seguridad de suministro, cambio de matriz energética con energía más limpia para Bolivia, mientras que la desventaja más importante es la disminución de la capacidad de acceso a fuentes de financiamiento, particularmente para Bolivia por el tamaño de su economía.

Así, Bolivia poseedor de importantes recursos energéticos ha decidido impulsar la explotación de estos recursos y con los ingresos de sus excedentes profundizar las políticas públicas señaladas en esta disertación, en este sentido, ha iniciado contactos con los países vecinos, particularmente con Brasil y Argentina, con quienes comparte sus excedentes de gas natural.

Bolivia cuenta con grandes proyectos, pero es un país pequeño con poca demanda. Sin embargo, la integración eléctrica daría lugar a unidades de mayor potencia permitiendo economías de escala. Un proyecto inviable podría pasar a ser viable y lograr cambiar la matriz de Bolivia a una más limpia, ahorrando gas natural con fines de suministro interno y para la exportación.

Por lo señalado anteriormente, se recomienda a los tomadores de decisión viabilizar el “Proyecto Hidroeléctrico Binacional Río Madera” por los beneficios potenciales para los países involucrados, particularmente para Bolivia.

REFERENCIAS

AN-YPF. Bolivia vende su gas a mejor precio pese a fluctuaciones en el mercado internacional. YPF. Bolivia, LP: ene. 2017. Disponible en: http://www1.yxfb.gob.bo/index.php?option=com_content&view=article&id=2367:bolivia-vende-su-gas-a-mejor-precio-pese-a-fluctuaciones-en-el-mercado-internacional&catid=121:agencia-de-noticias&Itemid=196 Acceso en: 06/06/2017

Agencia Boliviana de Información (ABI). Presentan licitación para estudio de identificación del proyecto hidroeléctrico Binacional Río Madera. Ministerio de Comunicación Estado Plurinacional de Bolivia, n° 368423. Bolivia, LP.: 18 ene. 2017. Disponible en: <http://www1.abi.bo/abi/?i=368423> Acceso en: 21/6/2017

Banco Central de Bolivia (BCB). Información económica: Estadísticas de Bolivia. Bolivia, LP; 2016. Disponible en: <https://www.bcb.gob.bo/> Acceso en: 12/05/17

BCB. Estadísticas por Sector Externo, Exportaciones por sectores y principales socios comerciales de Bolivia, Gestión 2016. Bolivia, LP: 2016. Disponible en: [https://www.bcb.gob.bo/?q=sector-externo&field_fecha_sector_externo_value\[value\]\[year\]=2014&field_sector_externo_tid=44](https://www.bcb.gob.bo/?q=sector-externo&field_fecha_sector_externo_value[value][year]=2014&field_sector_externo_tid=44) Acceso en: 02/06/2017

BERTERO, Raúl; Freyre & Asociados/CEARE (Universidad de Buenos AIRES). Integración regional gasífera: Ciento ochenta años de proyectos de integración. Revista Petrotecnia: La economía del gas, Buenos Aires, p.54-60, jun. 2007. Bimestralmente. Es la revista oficial del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), ganadora de numerosos premios, y supervisada por una prestigiosa comisión de expertos, está considerada la revista técnica especializada más prestigiosa sobre Hidrocarburos, editada en español. Disponible en: <http://www.petrotecnia.com.ar/junio07.htm> Acceso en: 18/07/2017.

BÉJAR, Ramón Casilda. Energía y desarrollo económico en América Latina. Boletín económico de ICE N° 2750. Clasificación JEL: O20, O54. 2002 Disponible en: http://www.revistasice.info/cachepdf/BICE_2750_31-43_A742AB370DD01AEFE91D4266AD72BECE.pdf Acceso en: 18/04/2018.

BIATO, Marcel. El Legado de Itaipu: Inspiración para el Futuro. –In Castro, Nivalde J.; Rosental, Rubens. *Integración y Seguridad Eléctrica en América Latina*. Brasil, Rio de

Janeiro: 1ª edição, 2017, p. 11-38. ISBN: 978-85-61843-65-6. Disponible en: <http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/IFES/BV/castro169es.pdf> Acceso en: 30/06/2017

BP p.l.c. BP Statistical Review of World Energy. 1996-2017 Disponible en: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html> Acceso en: 18/07/2017.

CANCINO, Adriana R. Cadena. La Integración en Energía Eléctrica entre los Países de la Comunidad Andina: análisis, obstáculos y desafíos. Tempo do mundo / Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada, v. 1, n. 2. Brasília: IPEA, ene. 2015, p. 2-45. ISSN 2176-7025 Disponible en: <http://www.ipea.gov.br/portal/> Acceso en: 18/07/2017.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Entenda o modelo brasileiro. Brasil: 2013. Disponible en: http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/setor_eletrico?_adf.ctrl-state=d0t2u24z2_34&_afLoop=169413777202528#%40%3F_afLoop%3D169413777202528%26_adf.ctrl-state%3D18iunkkyqi_4 Acceso en: 27/11/2017

CASTRO, Nivalde J.; ROSENTAL, Rubens; GOMES Ferreira, Victor José. La Integración del Sector Eléctrico en América del Sur: Características y Beneficios. Rio de Janeiro: GESEL, 2011. (10). Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 10, Versão Espanhol. Disponible en: http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/tdse/TDSE10_-_espanhol.pdf Acceso en: 30/06/2017.

CASTRO, N.J.; LEITE, A. L.; ROSENTEL, R. Integração Energética: uma análise comparativa entre a União Europeia e América do Sul. TDSE nº 48. Rio de Janeiro, Brasil: 2012 GESEL-UFRJ. Disponible en: http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/46_TDSE48.pdf Acceso en: 30/11/2017.

CASTRO, Nivalde J. (Org.). V SISEE Seminario Internacional do Sector de Energia Eléctrica. Brasília: Fundação Alexandre de Gusmão, 2011. ISBN: 978.85.7631.286-4. Disponible en: http://funag.gov.br/loja/download/904-V_SISEE_Seminario_Internacional_do_Sector_de_Energia_Eletrica.pdf Acceso en: 30/06/2017

CASTRO, Nivalde J.; DORADO, Paola. O Brasil e o Processo de Integração Eléctrica na América do Sul. - In: Hübner, C. (Ed.), *Integración Energética Regional: desafíos climáticos y geopolíticos*, Rio de Janeiro: Konrad-Adenauer-Stiftung, 2015, p. 32-37.

CHÁVEZ G. Ingresos fiscales por explotación de hidrocarburos en Bolivia. Resumen de políticas # IDB-PB-199 del Departamento de países del Grupo Andino. Banco Interamericano de Desarrollo (BID). [S.I.]: p. 6, sep.2013. Disponible en: https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/1502/RRNN_Bolivia.pdf?sequence=1
Acceso en: 20/05/2017

CURIHUMENTRO. Análise regulatória de casos de implementação de usinas hidrelétricas binacionais: levantamento histórico e projeções para o futuro. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, dissertação para obtenção de título de Mestre em Engenharia Elétrica, São Paulo: 2015, p. 115.

Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC). Resultados de Operación del Sistema Interconectado Nacional. Bolivia, CBBA: 2000 a 2008. Disponible en: <http://www.cndc.bo/boletines/memorias.php> Acceso: 20/05/2017

CNDC. Memoria Anual del Comité Nacional de Despacho de Carga y Resultados de Operación del Sistema Interconectado Nacional – 2009. Bolivia, CBBA: 2009. P. 1-106. Disponible en: <http://www.cndc.bo/boletines/memorias.php> Acceso: 20/05/2017

CNDC. Memoria Anual del Comité Nacional de Despacho de Carga y Resultados de Operación del Sistema Interconectado Nacional. Bolivia, CBBA: 2010 y 2013. Disponible en: <http://www.cndc.bo/boletines/memorias.php> Acceso: 20/05/2017

CNDC. Plan óptimo de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2012-2022. Bolivia, CBBA. p.31 – 40, ene. 2012, a. Disponible en: http://www.cndc.bo/media/archivos/boletines/pexpa_sin_1222.pdf Acceso en: 10/06/2017

CNDC. Memoria Anual del Comité Nacional de Despacho de Carga y Resultados de Operación del Sistema Interconectado Nacional – 2014. Bolivia, CBBA: 2014. P. 1-140. Disponible en: <http://www.cndc.bo/boletines/memorias.php> Acceso: 20/05/2017

CNDC. Memoria Anual del Comité Nacional de Despacho de Carga y Resultados de Operación del Sistema Interconectado Nacional – 2015. Bolivia, CBBA: 2015. P. 1-147. Disponible en: <http://www.cndc.bo/boletines/memorias.php> Acceso: 20/05/2017

Comunidad Andina de Fomento (CAF).CAF formaliza cooperación técnica con Bolivia y Brasil en beneficio de la integración energética. Banco de Desarrollo de América Latina. Bolivia, LP.: 07 nov. 2016. Disponible en: <https://www.caf.com/es/actualidad/noticias/2016/11/caf-formaliza-cooperacion-tecnica-con-bolivia-y-brasil-en-beneficio-de-la-integracion-energetica/?parent=14092> Acceso en: 21/06/2017.

DIAZ, Liliana. América Latina: Demanda Creciente de Energía, Integración e Ideas. - In: Hübner, C. (Ed.), *Integración Energética Regional: desafíos climáticos y geopolíticos*, Rio de Janeiro: Konrad-Adenauer-Stiftung, 2015, p. 16-25.

DORADO, P. S. G. O impacto da exportação de energia elétrica das usinas hidrelétricas binacionais no crescimento econômico do Paraguai no período de 1995 a 2013. Dissertação publicada em dezembro de 2014. Disponible en: http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/18_dorado1.pdf Acceso en: 16/12/2017

DORADO et al. A expansão das usinas hidrelétricas na região amazônica: desafios operacionais e regulatórios. XCBPE Congresso Brasileiro De Planejamento Energético. Gramado; 2016. Disponible en: <http://gesel.ie.ufrj.br/index.php/Posts/index/245> Acceso en: 10/11/17

ENDE. Rendición pública de cuentas final 2016 - Inicial 2017. Bolivia, Potosí: 2017. Disponible en: <http://www.ende.bo/public/publicaciones/pdf/rendicionpublicacuentas-ende-2016-2017-final.pdf> Acceso en: 23/11/2017

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Balanço Energético Nacional. Brasil: 2006. Disponible en: <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Balanco-Energetico-Nacional-2006> Acceso en: 10/11/17

_____. Anuário Estatístico de Energia Elétrica. Brasil: 2011, 2012 y 2017. Disponible en: <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica> Acceso en: 10/11/17

Estado Plurinacional de Bolivia (EPB). Agenda Patriótica 2025: Participación en la Construcción Institucional de la Bolivia Digna y Soberana con Autonomías. Legislación. Bolivia: 2013. Disponible en: <http://www.planificacion.gob.bo/> Acceso en: 20/11/2017

FLORES. Impuestos y Regalías Hidrocarburíferas en Bolivia. Bolivia, LP: Centro de Estudios y Apoyo al Desarrollo Local, dic. 2014. Disponible en: <http://www.ceadl.org.bo/wp-content/uploads/boletines/impuestos%20y%20regalias.pdf> Acceso en: 06/06/2017

FUNDACIÓN MILENO. Bolivia: Nivel de pobreza por departamentos. 2014. Bolivia, LP: Periódico digital de investigación sobre Bolivia, 2014. ISSN 2304-5221. Disponible en: http://www.pieb.com.bo/sipieb_estadistica.php?idn=6750 Acceso en: 27/06/2016

Instituto Boliviano de Comercio Exterior (IBCE). Estadísticas de Exportaciones e Importaciones de Bolivia, Gestión 2015. Bolivia, SZC; 2016. Disponible en: <http://ibce.org.bo/informacion-estadisticas-bolivia.php> Acceso en: 02/06/2017

Instituto Nacional de Estadísticas (INE). Información Estadísticas. Bolivia, LP: 2017 Disponible en: [https://www.bcb.gob.bo/?q=sector-externo&field_fecha_sector_externo_value\[value\]\[year\]=2014&field_sector_externo_tid=448](https://www.bcb.gob.bo/?q=sector-externo&field_fecha_sector_externo_value[value][year]=2014&field_sector_externo_tid=448) Acceso en: 12/05/17

Grupo de Estudos do Setor Elétrico da Universidade Federal (GESEL); Itaipú Binacional (IB). Análise comparativa das experiências de Aproveitamentos Hidroelétricos Binacionais. Rio de Janeiro: 2016.

Grupo Banco Mundial (GBM). Datos de libre acceso del Banco Mundial. [S.I.]: 2017 Disponible en: <http://datos.bancomundial.org> Acceso en: 26/05/2017

Grupo de Trabalho para Análise do Gás Natural para Geração de Energia Elétrica no Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste (GTGAS). Gasoduto Brasil - Bolívia: Análise da competitividade econômica e oportunidade da inserção de termoelétricas a gás natural no programa de expansão do parque gerador interligado S/SE/CO. São Paulo - Janeiro 1995).

Honorable Congreso Nacional de Bolivia (HCNB). Ley del Medio Ambiente n° 133, de 27 de abril de 1992. Ley del Medio Ambiente: Reglamentación de la ley N° 1333 del medio ambiente. La Paz: Ministerio del Medio Ambiente y Agua.

_____. Ley N° 1604 de electricidad de 21 de diciembre de 1994. La Paz.

HÜBNER C.; MARZANO K. (Ed.). *Integración Energética Regional: desafíos climáticos y geopolíticos*, Rio de Janeiro: Konrad-Adenauer-Stiftung, 2015, p. 5-6.

JEMIO, Luis Carlos. Impacto de las exportaciones de Gas al Brasil sobre la economía Boliviana. Bolivia: Corporación Andina de Fomento, [1999]. p. 1-27. Disponible en: http://www.iidee.net/archivos/LC%20JEMIO/ID017%20gasoducto_bolivia_brasil.pdf Acceso en: 16/05/2017

LAMBERTINI, Griselda. La regulación del tránsito como condición para la integración energética multilateral. Universidad de Buenos Aires Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética, Maestría Interdisciplinaria en Energía, Buenos Aires: 2013, p.127. Disponible en: <http://www.ceare.org/tesis/2014/tes04.pdf> Acceso en: 29/06/2017

LEITE, Julia Dias; RAMALLO Laís. In: Hübner, C. (Ed.), *Integración Energética Regional: desafíos climáticos y geopolíticos*. Rio de Janeiro: Konrad-Adenauer-Stiftung, 2015, p. 7-8.

MAESSO, María. La integración económica. Información Comercial Económica (ICE), n° 858. España: ene-feb. 2011, p. 119-132. JEL: F15. Disponible en: http://www.revistasice.com/CachePDF/ICE_858_119-132_660D0F2D853D0505C9F365F4B9CF7C45.pdf Acceso en: 29/06/2017

MANSILLA, Diego. Integración Energética y Recursos Naturales en América Latina. La revista del CCC [en línea]. Enero / Abril 2011, n° 11. Actualizado: 23 de feb.2017 Disponible en: <http://www.centrocultural.coop/revista/11/estudios-de-economia-politica-y-sistema-mundial/integracion-energetica-y-recursos>. ISSN 1851-3263 Acceso en: 18/07/2017

Ministerio de Comunicación del Estado Plurinacional de Bolivia (MCB). Bolivia hacia la Agenda 2025. Bolivia, LP: 2014. p. 33. Disponible en: <http://www.comunicacion.gob.bo/sites/default/files/media/publicaciones/arregloooo.pdf> Acceso: 16/05/2017

Ministerios de Hidrocarburo y Energía (MHE). Balance energético departamental de Bolivia 2014. Bolivia, LP: jun.2015a. Disponible en: <http://www2.hidrocarburos.gob.bo/index.php/publicaciones/balance->

[energ%C3%A9tico/balance-energ%C3%A9tico-departamental/file/158-balance-energetico-departamental-de-bolivia-2010.html](http://www2.hidrocarburos.gob.bo/index.php/publicaciones/balance-energ%C3%A9tico/balance-energ%C3%A9tico-departamental/file/158-balance-energetico-departamental-de-bolivia-2010.html) Acceso: 01/06/2017

_____. Balance energético nacional de Bolivia 2000-2014. Bolivia, LP: sep.2015b. Disponible en:<http://www2.hidrocarburos.gob.bo/index.php/publicaciones/balance-energ%C3%A9tico/balance-energ%C3%A9tico-nacional/category/54-balance-energetico-nacional.html> Acceso: 01/06/2017

_____. Informe de Rendición Pública de Cuentas. Parcial 2016 Sector Eléctrico. Bolivia, CBBA: sep. 2016. Disponible en: <http://www.ende.bo/public/publicaciones/pdf/rendicion-publica-2016-web.pdf> Acceso: 11/06/2017

Ministério de Minas e Energia (MME). Plano Nacional de Energia 2030 / Ministério de Minas e Energia; colaboração Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME: EPE, 2007. p. 324:il. Disponible en: <http://www.mme.gov.br/web/guest/publicacoes-e-indicadores/plano-nacional-de-energia-2050> Acceso: 01/11/2017

MOLINELLI, Fiorella. Avanzando a Matriz Energética Regional: O caso Peruano. - In: Hübner, C. (Ed.), *Integración Energética Regional: desafíos climáticos y geopolíticos*, Rio de Janeiro: Konrad-Adenauer-Stiftung, 2015, p. 38-45.

Núcleo de Estudos Estratégicos de Energia- SPE/MME. Energia na America Latina: Ano de referência 2015. Brasil: 2016 Disponible en: <http://www.aben.com.br/Arquivos/483/483.pdf>

OLIVEIRA JUNIOR, Nelson Correa de; PEREIRA, Raquel da Silva; BRESCIANI, Luis Paulo. Desenvolvimento Regional Sustentável no Grande ABC: análise das contribuições de uma instituição financeira brasileira. Rio de Janeiro: Encontro da ANPAD, 2011. p. (XXXV). Disponible en: <http://www.anpad.org.br/admin/pdf/ESO128.pdf> Acceso en: 10/12/2016.

Presidente Constitucional de la República de Bolivia (PCRB). Reglamento de operación del mercado eléctrico. Decreto Supremo nº 26093. La Paz, 02 de marzo, 2001a.

_____. Reglamento de precios y tarifas. Decreto Supremo nº 26094. La Paz, 02 de marzo, 2001b.

Presidência Da República Casa Civil. Decreto nº 7.340, de 21 de outubro de 2010. Institui O Plano de Desenvolvimento Regional Sustentável - PDRS do Xingu, O Seu Comitê Gestor e Dá Outras Providências: Subchefia para Assuntos Jurídicos. Brasília, BR, 21 out. 2010. Disponível en: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/decreto/d7340.htm Acceso en: 10/12/2016.

Programas de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). "Informe sobre Desarrollo Humano 2016 Estado Plurinacional de Bolivia." [S.I]: 2016. Disponible: http://hdr.undp.org/sites/all/themes/hdr_theme/country-notes/es/BOL.pdf Acceso en: 30/6/2017

REBUÁ, M. In: Hübner, C. (Ed.), *Integración Energética Regional: desafíos climáticos y geopolíticos*, Rio de Janeiro: Konrad-Adenauer-Stiftung, 2015, p. 10-11.

RAMOS, Dorel Soares. Integración Regional de Mercados de Electricidad: Base Conceptual, Beneficios Potenciales y Oportunidades para el Cono Sur. –In Castro, Nivalde J.; Rosental, Rubens. *Integración y Seguridad Eléctrica en América Latina*. Brasil, Rio de Janeiro: 1ª edición, 2017, p. 79-104. ISBN: 978-85-61843-65-6. Disponível en: <http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/IFES/BV/castro169es.pdf> Acceso en: 30/06/2017

SILVA, Niágara; FÉRES, José; LÍRIO, Viviane. Análise da Estrutura da Demanda de Energia Elétrica Residencial segundo os Quantis de Consumo.-In Cavalcante Luiz; Nascimento Paulo. Radar: tecnologia, produção e comércio exterior / Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. Diretoria de Estudos e Políticas Setoriais, de Inovação, Regulação e Infra estrutura. Brasília: Ipea, n.1, 2012, p. 57-63. ISSN: 2177-1855. Disponível en: http://ipea.gov.br/portal/images/stories/PDFs/radar/121114_radar22.pdf Acceso en: 30/12/2018

Superintendência Do Desenvolvimento Da Amazônia (SUDAM). Ministério Da Integração Nacional Ministério de Integração Nacional. Plano de Desenvolvimento Regional Sustentável do Xingu. Brasil. Disponível en: <http://www.sudam.gov.br/index.php/prda?id=317>. Acceso en: 10/12/2016.

_____. Plano de Desenvolvimento Regional Sustentável do Xingu. Disponível en: <http://www.pdrsxingu.org.br/site/start> Acceso en: 10/12/2016.

UDAETA. Análisis de la industria energética en Bolivia en el marco del mercado competitivo. Sociedade Brasileira de Planejamento Energético/Revista Brasileira de Energia, v. 08, n°1, Brasil: 2001, p.23. Disponible en: <http://new.sbpe.org.br/artigo/analisis-de-la-industria-energetica-en-bolivia-en-el-marco-del-mercado-competitivo/> Acceso en: 25/11/17

UDAPE. Diagnósticos Sectoriales - Electricidad. Tomo II del Sector Eléctrico 2000 a 2013. Bolivia, LP: Carlos Flores, sep. 2015. Disponible en: http://www.udape.gob.bo/portales_html/diagnosticos/diagnostico2015/TOMO%20II%20SECTOR%20ELECTRICO.pdf Acceso en: 06/06/2017

Uniones de las Naciones Suramericanas. Anteproyecto de lineamientos para la estrategia energética suramericana. UNASUR. Caracas: 2008 Disponible en: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/1139228/LINEAMIENTOS ESTRATEGIA APROBADOS VI REUNION 06 DE MAYO 2008.pdf/f94c62b4-ed64-46e4-ae9c-795e53f9011d;jsessionid=DF843F96B48CA9E7CCD8D57F21CC3834.srv154>. Acceso en: 15/04/2008

Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA). Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025. Primera Edición. Bolivia, LP: 2014, a. Disponible en: <http://www2.hidrocarburos.gob.bo/index.php/plan-de-expansion-del-sistema-interconectado-nacional/file/750-plan-electrico-del-estado-plurinacional-de-bolivia-2025.html> Acceso en: 25/04/17

Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA). Plan para el Desarrollo de la Energías Alternativas 2025. Primera Edición. Bolivia, LP: nov, 2014, b. Disponible en: <http://www.bivica.org/upload/energias-alternativas-plan.pdf> Acceso en: 25/11/17

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB). Nacionalización desarrollo para el pueblo. Unidad de Comunicación Institucional (UCI), Informe Especial. 12. ed. Bolivia; 2013. p.5. Disponible en: <http://www.ypfb.gob.bo/es/component/phocadownload/category/72-publicaciones.html?download=451:informe-especial-mayo-2013> Acceso en: 16/05/2017