

**Universidad Andina Simón Bolívar
Sede Ecuador**

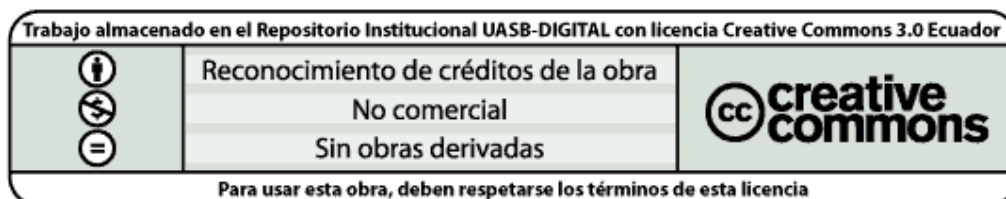
Área de Estudios Sociales y Globales

**Programa de Maestría
Estudios Latinoamericanos
Mención en Relaciones Internacionales**

Análisis de la Integración de Bolivia a los acuerdos de Interconexión Eléctrica con los Países Andinos.

Fabián Alfredo Plazas Díaz

2011



Al presentar esta tesis como uno de los requisitos previos para la obtención del grado de magíster de la Universidad Andina Simón Bolívar, autorizo al centro de información o a la biblioteca de la universidad para que haga de esta tesis un documento disponible para su lectura según las normas de la universidad.

Estoy de acuerdo en que se realice cualquier copia de esta tesis dentro de las regulaciones de la universidad, siempre y cuando esta reproducción no suponga una ganancia económica potencial.

Sin perjuicio de ejercer mis derechos de autor, autorizo a la Universidad Andina Simón Bolívar la publicación de esta tesis, o parte de ella, por una sola vez dentro de los treinta meses después de su aprobación.

Fabián Alfredo Plazas Díaz

Noviembre 2011

**Universidad Andina Simón Bolívar
Sede Ecuador**

Área de Estudios Sociales y Globales

**Programa de Maestría
Estudios Latinoamericanos
Mención en Relaciones Internacionales**

**Análisis de la Integración de Bolivia a los acuerdos de Interconexión Eléctrica con
los Países Andinos.**

Fabián Alfredo Plazas Díaz- Estudiante

Juan Fernando Terán – Tutor de Tesis.

**Parte de la tesis se escribió en la ciudad de la Paz –Bolivia y Lima-Perú y fue
terminada en Quito en Noviembre del 2011.**

2011

Abstract

La siguiente investigación es realizada para la obtención del título de Magíster en Estudios Latinoamericanos, mención en Relaciones Internacionales de la Universidad Andina Simón Bolívar, sede Ecuador. El estudio consiste en determinar cuáles son las fortalezas y debilidades que tiene Bolivia para la integración regional de sistemas eléctricos y el intercambio intracomunitario de electricidad con los Países Andinos.

Para ello, en un primer momento se presentaran las iniciativas de integración eléctrica presentes en América Latina y la Región Andina. En un segundo momento, el análisis se situara en determinar la actualidad del Sector Eléctrico de Bolivia, así como sus posibilidades de integración eléctrica con los Países Andinos y con los demás Países de la Región. Por último, en un tercer capítulo se determinará cuáles son las fortalezas y debilidades que presenta Bolivia en dichas iniciativas, para lo cual se desarrollará un análisis del nivel de participación y los compromisos adquiridos por Bolivia en las actuales disposiciones jurídicas e institucionales que promueven la integración eléctrica entre los países en mención..

Dedicatoria

El siguiente trabajo de investigación está dedicado a mis padres, hermanos y familiares. Gracias a todos ellos por la confianza y la ayuda que han depositado en mí. Así mismo, quiero dedicar este trabajo de investigación a mi Compañera del Alma. A ella muchas gracias por su incondicional ayuda, así como por su incomparable ternura con la cual me ha acompañado a lo largo de este aprendizaje. A ellos mi dedicación, reconocimiento y bendiciones.

Agradecimientos

Quiero expresar mi total agradecimiento a todos los pueblos de los Países Andinos ya que ha sido su historia el motor más grande que ha motivado mis estudios y reflexiones. Así mismo, un agradecimiento al cuerpo de profesionales, docentes, compañeros y compañeras de de la Universidad Andina Simón Bolívar así como al hermano pueblo de Bolivia y Ecuador.

Índice

Introducción.....	12
Capítulo I_Sistemas de Interconexión Eléctrica en América Latina.....	26
1. Sistema de Integración Centroamericano y Mercado Centroamericano de Electricidad.....	26
i. Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC).....	27
ii. Componentes del SIEPAC	29
iii. Fuentes de financiamiento del SIEPAC	30
iv. Futuro del SIEPAC	31
2. Mercosur, Cooperación e Integración Energética	33
i. Potencial de energía Eléctrica en el Mercosur	34
ii. Cooperación y Conflictos en la Integración Energética del Mercosur.....	36
a. Central hidroeléctrica de Itaipú, Paraguay y Brasil	36
b. Central Hidroeléctrica de Yacyretá, Paraguay y Argentina	39
iii. Desafíos y futuro de la integración energética del Mercosur.....	42
2. Integración de Sistemas de Energía Eléctrica e Intercambio de Electricidad en los Países Andinos.....	44
i. Vigencia de la Decisión 536 de la Comunidad Andina	48
ii. Decisión 757 de la Comunidad Andina.....	50
iii. Vigencia de la Alianza Energética Andina (AEA).....	52
<i>Capítulo II_Energía eléctrica en Bolivia y las posibilidades de Integración Regional</i>	55
1. Marco Jurídico actual del Sector Eléctrico en Bolivia.....	55
2. Capacidad del Sector Eléctrico de Bolivia.....	58
3. Desafíos eléctricos de los Bolivianos	62
i. Consumo Urbano y Consumo Rural.....	63
ii. Crisis de abastecimiento	65
4. Políticas de energía eléctrica del Gobierno Plurinacional	66

i. Programa Estratégico de Electricidad.....	69
5. Posibilidades de exportación de electricidad de Bolivia.....	71
i. Mercado de electricidad de Bolivia con Brasil.....	72
ii. Mercado de electricidad de Bolivia con Argentina.	78
iii. Mercado de electricidad entre Bolivia y Chile	79
iv. Mercados de electricidad entre Bolivia y Perú.....	81
v. Bolivia y la electrificación a través del ALBA.....	82
vi. Exportación de electricidad o seguridad energética.	83
<i>Capítulo III _Futuro de la Integración Eléctrica Andina</i>	<i>85</i>
2. Bolivia y los acuerdos energéticos con los Países Andinos.....	88
3. Actores y desafíos de la Integración Eléctrica Andina.	92
<i>Conclusiones</i>	<i>94</i>
<i>Bibliografía</i>	<i>96</i>

Listado de Siglas y Unidades

- A. y A: Agua y Energía Eléctrica de Argentina.
- AE: Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad
- AEA: Alianza Energética Andina.
- ALBA: Alianza Bolivariana por los Pueblos de Nuestra América
- ANDE: Administración Nacional de Electricidad de Paraguay
- BCIE: Banco Centroamericano de Integración Económica.
- BEP: Barriles Equivalentes de Petróleo
- BID: Banco Interamericano de Desarrollo.
- CANREL: Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad.

- CCHAC: Comité de Cooperación de Hidrocarburos de América Central.
- CEAC: Consejo de Electrificación de América Central.
- CEL-ETESAL: Empresa Transmisora del Salvador
- CEPAL: Comisión Económica para América Latina y el Caribe.
- CFE: Comisión Federal de Electricidad
- CNDC: Comité Nacional de Despacho de Carga.
- CO2: Dióxido de Carbono
- COBOCE: Cooperativa Boliviana de Cemento Industrias y Servicios
- CPE: Constitución Política del Estado.
- CRIE: Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.
- CTEEP: Compañía de Transmisión de Energía Eléctrica Paulista.
- D.: Decisión
- D.S.: Decreto Supremo
- EEB: Empresa de Energía de Bogotá.
- ENDE: Empresa Nacional de Electricidad
- ENEE: Empresa Nacional de Energía Eléctrica
- ENTRESA: Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica S.A.
- EOR: Ente Operador Regional.
- EPR: Empresa Propietaria de la Red
- GLP: Gas Licuado de Petróleo
- GOPLAN: Grupo de Trabajo de Planificación.
- GTOR: _Grupo de Trabajo de los Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad.
- IIRSA: Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional Suramericana.

- ISA: Interconexión Eléctrica S.A.
- ITT: Instituto de Investigaciones Tecnológicas
- MAIDER: Matriz de Acciones para la Integración y Desarrollo Energético Regional.
- MDL: Mecanismo de Desarrollo Limpio
- MEM: Mercado Eléctrico Mayorista
- MER: Mercado Centroamericano de Electricidad.
- NOx: Óxidos del Nitrógeno
- OCDE: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE)
- OEA: Organización de Estados Americanos
- OLADE: Organización Latinoamericana de Energía.
- OPEP: Organización de Países Productores de Petróleo
- PDVSA: Petróleos de Venezuela S. A.
- PEE: Programa Estratégico de Electricidad.
- PIB: Producto Interno Bruto
- PIEM: Programa de Integración Energética Mesoamericana (PIEM)
- PNUD: Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
- PTI: Power Technologies Inc.
- PTY: Plan de Terminación de Yacyretá
- SADI: Sistema Eléctrico de Potencia de Argentina.
- SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
- SICA: Sistema de Integración Centroamericano
- SIECA: Secretaría de Integración Económica Centroamericana.
- SIEPC: Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central.

- SIN: Sistema Integrado Nacional.
- SING: Sistema Interconectado del Norte Grande.
- SO₂: Dióxido de azufre
- UE. Unión Europea
- URSS: Unión de Republicas Socialistas Soviéticas
- USAID: Agencia de los estados Unidos para el Desarrollo Internacional.

Unidades

- GW: Gigavatios
- GWh/año: Gigavatios por hora al año.
- GWh/mes: Gigavatios por hora al mes.
- Hz: Hertz o Hertzio
- Km: kilómetros
- KV: kilovoltios
- Msnm: metros sobre el nivel del mar
- Mv/h: Megavatios/hora.
- Mv: Megavatios
- MW: Megawatts

Introducción

Finalizada la primera década del siglo XXI, la *crisis energética* se presenta para los seres humanos como uno de los desafíos más importantes para la presente centuria. De acuerdo a algunas predicciones científicas, durante las siguientes décadas el mundo podría estar presenciando el cenit del petróleo.¹ En los años 50 del siglo pasado, el científico estadounidense M. King Hubbert demostró que la evolución que experimentó la explotación de cualquier pozo petrolífero sigue una curva en forma de campana llamada la *curva de Hubbert*².

De acuerdo con esta teoría, en el tramo ascendente de la curva antes de llegar al máximo, el petróleo es abundante, de buena calidad y fácil de extraer. Sin embargo, en el tramo descendente de la curva, el petróleo cada vez es más escaso, costoso de extraer, de peor calidad y de menor pureza (Ibíd.). Lo anterior significa que al iniciarse la explotación de cualquier pozo, la producción de petróleo aumenta rápidamente, de forma que se puede extraer cada vez mayor cantidad con menor esfuerzo. Sin embargo, a medida que va pasando el tiempo, el aumento de la producción pierde su fuerza hasta alcanzar su cenit, a partir del cual la producción comienza su declive hasta su agotamiento.

Siguiendo con el análisis de Hubbert, si la evolución de la producción de cualquier pozo petrolífero muestra una curva en forma de campana, por obvias razones, si se suman las producciones de varios de ellos la curva que se obtiene es de manera similar.

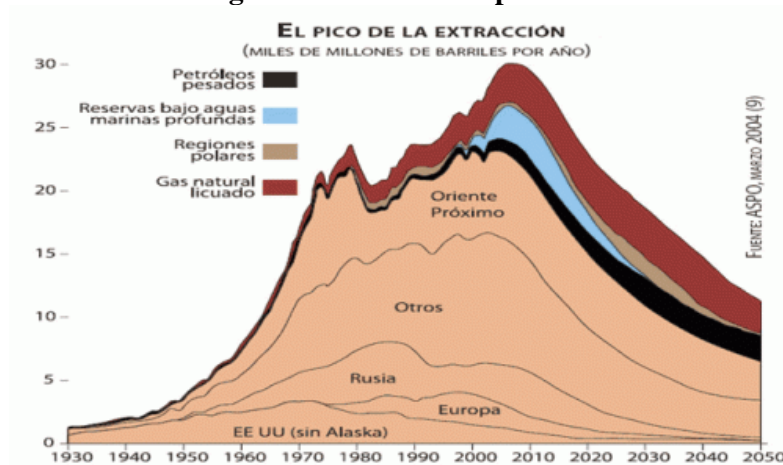
¹ El cenit del petróleo es el término que se aplica a la parte superior de la campana de Hubbert, es decir, al tramo en el que se logra la máxima producción, y se alcanza cuando se ha extraído aproximadamente la mitad del petróleo existente inicialmente

²Prieto, P. A., *La curva de Hubbert como la vida misma*, 2005, en, <http://www.elinconformistadigital.com/modules.php?op=modload&name=News&file=article&sid=912&mode>

Por lo tanto, la producción de cualquier yacimiento, país productor o la mundial en su conjunto, también presentan una evolución en forma de campana (Ibíd.).

Con base en el anterior hecho y aplicando una serie de cálculos matemáticos, Hubbert dedujo en 1956 con notable precisión, que el cenit de la producción de petróleo de los Estados Unidos, para entonces el mayor productor de crudo del planeta, se alcanzaría aproximadamente en 1970. Para la producción mundial, Hubbert estimó que el cenit tendría lugar a finales del siglo XX o a principios del siglo XXI, y demostró también que si las reservas mundiales superasen en vez y media a las que él consideraba más probables, el cenit mundial se retrasaría ocho años³.

Figura No. 1 Cenit del petróleo



Fuente: Fernando Bullon, 2006.

El petróleo por su fácil obtención, versatilidad, facilidad de transporte y almacenaje, y la gran cantidad de energía que proporciona por unidad de volumen, se ha convertido en el combustible fósil que más ha contribuido al desarrollo de la industria, la agricultura y los medios de transporte, permitiendo la especialización de las zonas

³ Bullón Miro, Fernando, *El mundo ante el Cénit del Petróleo*, Informe sobre la cúspide de la producción mundial de petróleo, AEREN, Asociación para el Estudio de los Recursos Energéticos, Enero de 2006.

productivas de todo el mundo, así como el aumento de la población hasta nuestro días. Sin embargo, al mismo tiempo la humanidad se ha vuelto dependiente de la energía y los productos proporcionados por el mismo. En la actualidad, nuestra sociedad y modo de vida actuales son posibles gracias al uso intensivo del petróleo, pues actividades tan básicas como la industria, la producción eléctrica, los transportes, la construcción, el turismo, la agricultura, la pesca, la ganadería, la minería, la medicina, entre otros, son muy dependientes de su disponibilidad⁴.

Los combustibles fósiles continúan siendo la fuente energética básica, pues no sólo aportan el 80% de la energía que se consume en el mundo, sino que también contribuyen al aprovechamiento de las demás fuentes energéticas conocidas. Así pues, aunque se estima que al ritmo del consumo actual queda petróleo para unos 40 años, el desafío más inminente al que se enfrenta la sociedad del siglo XXI es el que supone alcanzar el máximo de la producción mundial de petróleo y entrar en el declive de su producción, y mucho más, si tenemos en cuenta las altas demandas de energía de economías como las de Estados Unidos, China, Rusia, India, Japón y países de la Unión Europea. En este sentido, hay que señalar que la demanda de petróleo lejos de reducirse, los últimos años viene presentando una fuerte subida.

Lo anterior indica que seguirán persistiendo los altos precios del crudo en el mundo, convirtiéndose en un factor de incidencia inflacionaria mundial, así como en un estímulo para el desarrollo de fuentes alternativas de energía capaces de remplazar el uso de los combustibles fósiles, y a su vez, capaces de dar continuidad a los niveles de vida a

⁴ El petróleo forma parte de todo tipo de plásticos, productos químicos y materiales de construcción, de manera que está presente en casi todos los bienes de uso común utilizados en nuestros días. Entre ellos, componentes internos y cubiertas de aparatos electrónicos, cueros sintéticos, detergentes, productos de limpieza, cosméticos, pinturas, lubricantes, PVC, fertilizantes agrícolas, medicamentos, aislantes, asfaltos, fibras sintéticas para la ropa, muebles, botellas, pañales, ordenadores, cámaras de fotos, baterías, gafas, lentillas, champús, teléfonos móviles, pastas de dientes, bolígrafos, neumáticos, entre otros.

los cuales la humanidad del siglo XXI ha llegado. Sin embargo, la tarea no es nada fácil. A continuación, pasaremos a revisar brevemente las fuentes de energía conocidas y se hará hincapié en los desafíos y dificultades que presentan para sustituir la energía proporcionada por los combustibles fósiles finitos, para posteriormente introducirnos en nuestro tema de investigación.

Fuentes de energía

En la actualidad, las fuentes de energía basadas en recursos finitos no renovables como los combustibles fósiles y la fisión nuclear aportan el 86% del enorme consumo de energía global. Las demás fuentes energéticas como el carbón, los biocombustibles, la hidroelectricidad, las energías renovables (solar, eólica y mareomotriz), la fusión nuclear y el hidrógeno pueden continuar siendo complementarias, algunas de ellas, en la producción de electricidad, pero no pueden aumentar tanto como para remplazar la gran cantidad de energía suministrada por las no renovables para cubrir los requerimientos de la sociedad y una economía en constante crecimiento.

El petróleo representa el 35% del total del consumo energético global y en concreto, el petróleo aporta el 94% del consumo energético en el transporte y el 99% del transporte por carretera. Así mismo, las reservas están muy desigualmente repartidas. En los países de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y la antigua Unión de Republicas Socialistas Soviéticas (URSS), se concentra cerca del 86% de las reservas mundiales, mientras que en los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), sus reservas ascienden al 7% de las mundiales frente a

un consumo cercano al 60% del consumo mundial. En la Unión Europea (UE) la situación es igualmente mala, el 0.6% de las reservas y el 18% del consumo⁵.

Además, de acuerdo con varios analistas, se estima que una vez alcanzado el cenit del petróleo podría estar comprometido el equilibrio geopolítico del poder mundial (Klare, 2006, 2008, López, A. 2005). Por un lado, las reservas recuperables de petróleo están concentradas en el Medio Oriente. La distribución geográfica de los yacimientos indica que cerca del 70% de las reservas mundiales de petróleo están concentradas en la denominada “*Cuenca del Islam*”, principalmente en cinco países del Golfo Pérsico. Otro 10% del petróleo del mundo se encuentra en Libia, Nigeria e Indonesia, también países musulmanes, lo que indica que cerca del 80% del petróleo del mundo se encuentra en manos del Islam.⁶

Ante la inevitable e inminente reducción de la oferta de petróleo que cabe esperar en los próximos años, la medida aparentemente más lógica, sencilla e inmediata que se puede adoptar, es tratar de reducir el consumo energético para ir adaptándolo a la realidad geológica marcada por la curva de Hubbert. Sin embargo, el ahorro energético a pesar de su simple aplicación no constituye una solución definitiva a la crisis, si tenemos en cuenta que el crecimiento económico y el subsiguiente bienestar de la población se encuentran basados en la explotación y utilización de grandes cantidades de energía.

El carbón. Es la energía fósil más abundante del mundo. Sus reservas son, en poder energético, tres veces las de petróleo o gas natural y equivalen a la producción de casi 150 años y además están mucho más diversificadas en el mundo. Adicionalmente, sus rutas de aprovisionamiento ofrecen más seguridad que las de petróleo o el gas natural

⁵Fernández Díaz, Luis José, Rosado Martín, Mariano, La seguridad en el abastecimiento de Energías Fósiles, en, Ministerio de Defensa, *La crisis Energética y su repercusión en la economía. Seguridad y Defensa Nacional*. Centro Superior de Estudios de la Defensa Nacional, Junio del 2008.

⁶ López A., José Hilario, *La crisis energética mundial: una oportunidad para Colombia*, Universidad Nacional de Colombia, Dyna, noviembre, año/vol. 72 número 174, 2005.

(Fernández y otros, 2008: 26). Sin embargo, el carbón es un combustible muy pesado, poco eficiente, con poca versatilidad y con un gran coste de extracción y de transporte. Es muy contaminante tanto en la minería como en la combustión y es el causante de la lluvia ácida, además de contribuir al efecto invernadero por sus emisiones de CO₂. Su combustión da lugar a emisiones de partículas sólidas, SO₂ y NO_x. Éstas pueden eliminarse en las grandes instalaciones industriales, especialmente en la generación de electricidad, pero no en las pequeñas en las que ha sido sustituido por el gas natural o derivados del petróleo (López, 2005: 19).

El gas natural. Esta fuente de energía es la que más está aumentando su uso y tiene muchas ventajas, pero su explotación también contribuye al efecto invernadero y sigue una curva de Hubbert más pronunciada que la del petróleo, de manera que, una vez que se alcance el cenit, lo que sucederá sólo unos pocos años después que el del petróleo, su declive será mucho más pronunciado (Ibíd., 2005, 14).

La fisión nuclear. Ésta presenta numerosas dificultades para implantarse a gran escala y a corto plazo. Parte de sus dificultades consiste en el enorme coste económico y energético que implica la construcción y desmantelamiento de cada central nuclear; la ausencia de soluciones al tratamiento y almacenamiento de los peligrosos residuos que emiten radiactividad durante miles de años; el riesgo de accidentes nucleares y de atentados terroristas; los conflictos entre los países por el temor al posible empleo de la energía nuclear para fines militares; el gran impacto ambiental que genera la minería del uranio. En todo caso, aunque todos estos problemas se pudieran superar, el uranio también posee una cresta de Hubbert, que se alcanzará dentro de unos 25 años, plazo que se acortaría si se incrementase el número de centrales nucleares (López, 2005: 19).

La energía hidroeléctrica. Esta fuente de energía sólo aporta el 2,3 % de la energía global y tiene pocas posibilidades de incrementarse significativamente. Las grandes represas siempre causan gran impacto sobre las áreas donde se construyen, y obligan a desplazar a las poblaciones residentes en las mismas (Ibíd.). **Energías renovables solar, eólica, mareomotriz y geotérmica.** Representan tan sólo el 0,5 % del total mundial, y su incipiente desarrollo ha sido posible gracias a la disponibilidad de petróleo, que es utilizado tanto en forma de materia prima como de energía para la fabricación de los costosos materiales necesarios y para la construcción de las infraestructuras aparejadas. La energía que proporcionan es difícil de transportar y de almacenar, y su cantidad varía en función de agentes externos.

Los biocombustibles. Éstos no tienen las prestaciones que presentan los gasóleos obtenidos del petróleo y, para incrementar su producción significativamente, se tendrían que dedicar una gran cantidad de tierras fértiles a su cultivo, lo que es complicado en un mundo en el que el hambre y la desertización son dos de los problemas de más difícil solución. Además, nuevamente el petróleo aparece como el recurso que está detrás de su desarrollo, pues el proceso de siembra, tratamiento, fertilización, riego, cosecha, transporte y distribución requiere de energía que se obtiene del oro negro.

La fusión nuclear. Es la fuente de energía de la que se dice que resolverá parte de los problemas energéticos en el futuro. Pero las complejidades tecnológicas a superar son de tal magnitud, que desde que se planteó inicialmente ya se advertía que no iba a estar disponible al menos antes de pasados unos 50 años, y así se continúa diciendo en la actualidad, pese a que han pasado más de 30 desde entonces. Se necesita alcanzar temperaturas superiores a cien millones de grados para que se produzca la reacción de fusión; materiales que resistan las altas temperaturas y la radiación; lograr que la energía

liberada sea mayor que la necesaria para calentar y mantener aislado el combustible; y finalmente, desarrollar dispositivos que capturen la energía generada y la conviertan en electricidad, de tal manera que de todo el proceso se obtenga un balance energético suficientemente positivo.

El hidrógeno. Por último, el hidrógeno no es una fuente de energía. Se plantea como combustible para el transporte porque no es contaminante y se puede utilizar de forma líquida, como los derivados del petróleo. Pero el hidrógeno libre es muy raro en la naturaleza, y se necesita más energía para obtenerlo de la que después proporciona. Además, requiere de muy bajas temperaturas para mantenerse líquido - lo que a su vez requiere energía-, ocupa más volumen por unidad de energía que las gasolinas o el diesel, y haría falta adaptar a él los vehículos actuales y los sistemas de transporte y distribución de combustible que están siendo utilizados hoy en día.

Como ideas iniciales, encontramos una gran dependencia a las fuentes de energía fósil y en general a todas las fuentes de energía, que han conducido a la humanidad a un estilo de vida en el cual no ha sido posible generar un crecimiento y desarrollo social y económico, sin utilizar de manera exacerbada la energía que estas fuentes proporcionan. De igual manera, la búsqueda de nuevas fuentes energéticas como las renovables y/o alternativas, que replacen el uso de los combustibles fósiles y minimicen los impactos ambientales que éstos últimos generan, acarrea elevados costos económicos e inversiones tecnológicas, y su implementación parece no ser suficiente en el corto plazo. Lo único seguro hasta el momento, es el indudable modelo de crecimiento económico y social al cual nos hemos acostumbrado, que persiste en la extracción, transformación, producción y consumo de las fuentes energéticas conocidas y disponibles, y en especial, las fuentes de energía fósil.

Tomando en cuenta los retos y desafíos que nos proporciona la crisis energética, la siguiente investigación consiste en revisar una propuesta de integración energética que se plantea como una solución al abastecimiento y uso eficiente e inteligente de la energía. En esta ocasión, nos detendremos en analizar a la interconexión de sistemas eléctricos y el intercambio intracomunitario de electricidad en los Países Andinos de Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú.

La interconexión de sistemas eléctricos

La electricidad, al igual que el petróleo, le permite a los seres humanos el estilo de vida que hasta el día de hoy disfrutan. Es una fuente de energía que resulta de la conversión de otras fuentes primarias; es decir, no existe la posibilidad de sacar energía eléctrica de la nada, de tal manera que depende de los recursos naturales y pueden ser renovables o no renovables. Convencionalmente, se usa agua para las centrales hidroeléctricas o algún tipo de combustible fósil como el gas natural y el diesel en el caso de las fuentes de generación termoeléctrica⁷, así como la fisión nuclear y las fuentes renovables como la solar, eólica y mareomotriz en menor proporción.

De acuerdo con María Camila Ochoa, la integración de los mercados eléctricos en América Latina está en sus comienzos; por esta razón es poco lo que se conoce acerca de su posible evolución y es difícil anticipar los efectos que pueden tener diferentes políticas bajo cierto esquema de integración. En busca de una mayor eficiencia y seguridad de suministro, muchos países han decidido desarrollar interconexiones con países vecinos e incluso mercados regionales de electricidad, como en el caso del NordPool, la Unión Europea, algunos mercados asiáticos y africanos, el Mercosur, la Comunidad Andina (CAN) y el Mercado Eléctrico Regional de Centro América (MER) en Latinoamérica,

⁷ Cabe indicar, que la producción de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles causa un daño ambiental de gran impacto y no es sustentable en el tiempo. En consecuencia, se trata también de una fuente de energía agotable.

entre otros. Algunos de ellos, en especial el NordPool, han sido muy exitosos; pero también se conocen casos, como el africano, en donde la integración ha sido un fracaso⁸.

Así mismo, el éxito de los mercados integrados de energía eléctrica depende en gran medida de las condiciones iniciales de la región. La integración eléctrica es un proceso complejo y de largo plazo que involucra tanto los aspectos técnicos relacionados con la generación y transmisión de la electricidad, como la armonización de los mercados, y va desde la construcción de una red que conecta los sistemas eléctricos de dos o más países, hasta la creación de un mercado regional o suprarregional, como se observa en la siguiente figura.

Figura No. 2 Evolución de la interconexión eléctrica en la Comunidad Andina



Fuente: ISA, 2005.

De acuerdo con Rosental y Castro, el potencial de la integración en la generación de energía eléctrica tendría efectos esperados como la reducción de costos asociados a ganancias de escala, el aumento de la eficiencia de las empresas participantes de mayor competencia, la generación de economías derivadas de la cooperación industrial y de la

⁸ Ochoa Jaramillo, María Camila, *Análisis de la Integración Eléctrica Panamá-CAN Bajo el esquema de subasta implícita*, Tesis de Maestría, Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Minas, Medellín, abril de 2010.

explotación de complementariedades dinámicas, así como el flujo activo de innovación tecnológica sobre el estímulo de mercados ampliados⁹.

Así mismo, los autores sostienen que los beneficios e impactos de la integración energética podrían significar la reducción del impacto ambiental como consecuencia de la optimización del despacho con reducción de combustibles; la mejora de la seguridad de abastecimiento asociado a la malla de redes nacionales; el incremento de la calidad de abastecimiento gracias a la aplicación de criterios de uso del sistema que permita a los operadores de los sistemas acordar intercambios en situaciones de emergencia; la integración de regiones aisladas; la reducción de los precios medios de los países tanto en el corto plazo como en el largo plazo; la disminución de la volatilidad de los precios y finalmente, la mejora de la calidad del servicio (Rosental y Castro, 2010: 12-14).

Sin embargo, de acuerdo con Wolak, si bien es claro en la literatura que la integración regional de los mercados eléctricos puede traer grandes beneficios económicos, sociales y ambientales dados el tamaño y la complejidad de las redes de electricidad, el diseño óptimo de mercado es aún desconocido¹⁰. Además, el mismo autor sostiene que los mercados de electricidad en América Latina deben ser diseñados según las condiciones existentes de suministro; por lo tanto, no es posible intuir el comportamiento de un esquema de mercado a partir de la experiencia de la aplicación de dicho esquema en otra región (Wolak, 2000: 15).

En relación a los países de la Comunidad Andina en diciembre de 2002, los países de la Comunidad aprobaron la Decisión 536: *Marco General para la interconexión*

⁹ Rosental, Rubens, Castro, Nival de José, *La Integración del Sector Eléctrico en América del Sur: Características y Beneficios*, I Taller Regional de Electricidad – Asunción – Paraguay 26 y 27 de mayo del 2010.

¹⁰ Wolak, F. A., *Designing and Monitoring a Regional Transmission Organization (RTO)*, Retrieved Mayo 3, 2009, en, <http://www-leland.stanford.edu/~wolak/>

*subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad*¹¹, que brindó el marco jurídico comunitario para impulsar el desarrollo de la integración e interconexión eléctrica. Sin embargo, el 5 de noviembre del 2009 se emite la decisión 720 que decide suspender y hacer una revisión integral a la D.536. Es importante señalar que, hasta la fecha de emisión de la D. 720, solamente ha existido intercambios de electricidad entre Colombia y Ecuador y en los próximos años se esperan intercambios de energía entre Ecuador y Perú. Adicionalmente, la incorporación de Bolivia a la D.536 solamente se presenta hasta el año 2006.

La presente investigación, tiene como objetivo establecer cuáles son las fortalezas y debilidades que presenta Bolivia para lograr una interconexión de sistemas eléctricos con los Países de la Comunidad Andina, así como buscar generar una reflexión general en relación a los obstáculos y posibilidades que se presentan en los países andinos, para lograr la mencionada integración e intercambio de electricidad.

Como hipótesis inicial, se estima que la vinculación de Bolivia a la D.536 de la CAN se produce como un reflejo de voluntad y cooperación política para que los objetivos de integración sean alcanzados por los países de la región. Sin embargo, su incorporación a la norma no es sinónimo de factibilidades técnicas y económicas que impulsen al país en asumir compromisos mayores para la interconexión eléctrica con la CAN. Además, se busca hacer evidente que la participación de Bolivia en los acuerdos multilaterales del sector eléctrico obedece también a una estrategia del Estado, que ve en la exportación de excedentes de electricidad una fuente de ingresos a futuro.

¹¹ Comunidad Andina Decisión 536 *Marco General para la Interconexión Eléctrica e Intercambio Intracomunitario de Electricidad*, en, Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena, www.comunidadandina.org

Metodológicamente, el trabajo ha sido desarrollado a partir de una mirada multidisciplinar para atender las diferentes variables que se presentan en un intento de integración eléctrica regional. La información presentada ha sido consultada de fuentes secundarias especializadas en el tema, Declaraciones Presidenciales, Decisiones de la Comunidad Andina, así como sus actas de trabajo, periódicos especializados, revistas especializadas y la Web. Así mismo, en el desarrollo de la investigación se contó con la opinión y el criterio de funcionarios del Ministerio de Electricidad y Energías Alternativas de Bolivia, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, así como de la Secretaria General de la Comunidad Andina entre agosto y septiembre del 2011.

El alcance y los límites de la investigación consisten en hacer un análisis de la situación actual del sector eléctrico de Bolivia en el marco de las propuestas de integración eléctrica con los Países Andinos. Para ello, se tendrá como referencia los instrumentos jurídicos e institucionales que promueven y enmarcan la integración eléctrica regional para ver a través de ellos cuáles son las fortalezas, debilidades y compromisos que presenta Bolivia en el desarrollo de estos proyectos de integración energética regional. Así mismo, se espera generar una reflexión en relación a cuáles pueden ser los obstáculos que presenta dicha integración eléctrica, con miras a ampliar el conocimiento del tema para una posterior toma de decisiones.

En el primer capítulo se encuentra un estado del arte con los sistemas de integración eléctrica presentes en América Latina. A decir, el sistema del Mercado Centroamericano de Electricidad, el sistema del Mercosur y el sistema de la Comunidad Andina. En el capítulo se puede apreciar las características jurídicas e institucionales de cada iniciativa así como sus dificultades, sus niveles de integración y desafíos a futuro.

En el segundo capítulo encontramos un análisis de la situación actual del Sector Eléctrico de Bolivia y sus factibilidades de integración eléctrica con los países de la región. En el capítulo hallamos el marco jurídico actual del sector eléctrico boliviano, la capacidad de generación eléctrica del sector, los desafíos de electrificación del país, las políticas de electricidad adoptadas por el actual gobierno y un repaso a los mercados de electricidad cercanos a la influencia de Bolivia.

Para finalizar, en el tercer capítulo se analizarán las actuales disposiciones jurídicas e institucionales que promueven la integración eléctrica entre los Países Andinos. Así mismo, se determinará cuáles son las fortalezas y debilidades que presenta Bolivia en las iniciativas de interconexión de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad, teniendo en cuenta su nivel de participación y los compromisos adquiridos por éste país.

Capítulo I

Sistemas de Interconexión Eléctrica en América Latina

En el siguiente capítulo se presentarán los diferentes sistemas de interconexión eléctrica presentes en América Latina. Se analizará en específico, el sistema del Mercado Centroamericano de Electricidad (MER), el sistema eléctrico del Mercosur y por último el sistema de la Comunidad Andina. Se tendrá en cuenta la manera como se organiza cada sistema, las reglamentaciones y acuerdos existentes, así como sus niveles de integración, sus desafíos y propuestas a futuro. Lo anterior para realizar una reflexión comparada entre sistemas, que permita visualizar fortalezas, sugerencias y debilidades, aplicables a los países de la Comunidad Andina, que serán desarrolladas en el Capítulo III de la presente investigación.

1. Sistema de Integración Centroamericano y Mercado Centroamericano de Electricidad.

El Sistema de Integración Centroamericano (SICA) cuenta con una Unidad de Coordinación Energética en cumplimiento del mandato presidencial emanado de la II Cumbre Energética, celebrada en la Romana, Republica Dominicana, en junio del 2006. Esta Unidad tiene como misión coordinar y promover el desarrollo de proyectos que fomenten el acceso a la energía por parte de la población de escasos recursos, el uso racional y eficiente de la energía, el uso de fuentes renovables de energía, así como de biocombustibles para el transporte y contribuir a evitar los efectos negativos del cambio climático en la región¹².

¹² Ruis Caro, Ariela, *Puntos de Conflicto de la Cooperación e Integración Energética de América Latina y el Caribe*, CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura, Santiago de Chile, marzo de 2010. pp. 49.

Además, la Unidad de Coordinación Energética, es la encargada de impulsar la Integración Centroamericana en materia de energía e impulsar y atender la adecuada ejecución de las actividades contenidas en la Matriz de Acciones para la Integración y Desarrollo Energético Regional (MAIDER). El MAIDER, es el resultado de un trabajo conjunto de varias instituciones que conforman el grupo Interinstitucional de apoyo al proceso de Integración y Desarrollo Energético Centroamericano, entre ellas, SGSICA, SIECA, CEAC, CCHAC, CEPAL, INCAE, BCIE, BID, USAID y OLADE (Ibíd., 2010, pp. 50). Todos juntos, buscan identificar las medidas y acciones que deberían ser tomadas en el corto plazo para fomentar la integración y el desarrollo energético regional. De esta manera, el eje central de la integración energética en el SICA, como veremos a continuación, ha tenido su importancia y relevancia en el tema de la interconexión de electricidad.

i. Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC)

Desde 1976, los países de América Central han buscado la manera de interconectar sus respectivos sistemas de transmisión eléctrica para permitir el intercambio efectivo de electricidad entre países. La primera iniciativa de integración fue la denominada CEAC en 1985, encargada de acelerar los procesos de coordinación e integración en la región. Para el año de 1987, fue concebido por los gobiernos centroamericanos el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), cuyos estudios de factibilidad y estudios eléctricos especializados, fueron otorgados por el BID y el gobierno español, y elaborados por la Power Technologies Inc. (PTI) de Estados Unidos y el Instituto de Investigaciones Tecnológicas (IIT) de la Universidad Pontificia de Comillas, en España (Ibíd. 2010:50-53).

El elemento más importante a destacar de esta iniciativa, es la firma en 1996 de un acuerdo legal de intención de las partes llamado *Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central*. Este tratado ha sido el primer ejercicio jurídico supranacional del SICA para la consolidación de un Mercado Eléctrico Regional (MER). Así mismo, con esta dirección se crearon dos entidades complementarias, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y el Ente Operador Regional (EOR), como legislador y operador del sistema internacional. De igual manera, el objetivo del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central es la formación y el crecimiento gradual de un mercado eléctrico regional competitivo, basado en el trato recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región dentro de un marco de respeto y protección al medio ambiente. Así mismo, se contempla que la competencia, gradualidad y reciprocidad, son los principios rectores del Tratado Marco¹³.

El Tratado está compuesto por 40 artículos donde se define a manera de títulos los Objetivos, los Fines y Principios; el Modo de Operación del MER; la Generación Eléctrica Regional; la Transmisión Regional; la función de los Organismos Regionales; los Compromisos de los Gobiernos; la Solución de Controversias; los Protocolos; los Privilegios e Inmunidades; la Vigencia, Ratificación, Adhesión, Registro y Denuncia; y por último las Disposiciones Transitorias¹⁴.

¹³ Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, en, www.eprsiepac.com

¹⁴ El tratado Marco fue modificado por dos Protocolos. El primero, suscrito en Panamá en julio de 1997, y el segundo, en la ciudad de Campeche México, en abril del 2007. En este último se complementa las disposiciones del Tratado, adoptándolas al desarrollo del MER. Para su efecto se dispone las acciones u omisiones que constituyan incumplimientos; establece el régimen básico para las sanciones que se aplicarán por dichos incumplimientos; define los cargos aplicables en el MER; además, proporciona un marco regulatorio claro para las inversiones, especialmente en el ámbito de la generación eléctrica. En Ruiz Caro, 2010: 53.

ii. Componentes del SIEPAC

El proyecto SIEPAC tiene dos componentes principales. El primero, es la puesta en marcha de un mercado eléctrico mayorista centroamericano denominado Mercado Eléctrico Regional (MER) regulado por CRIE y operado por EOR. Este componente dispone de un mecanismo jurídico mediante el cual los países del SICA se comprometen a establecer reglas comunes para las transacciones eléctricas regionales que se superponen a los seis mercados nacionales. El anterior mecanismo se estableció una vez se demostraron los posibles beneficios y factibilidades técnicas y económicas, y fue suscrito por los presidentes de los países miembros del SICA, en 1996, y vigente desde 1998, una vez que Panamá lo ratificó ante la Secretaría General del Sistema de Integración Centroamericano.

El segundo componente del SIEPAC, consiste en la construcción de una vía troncal de interconexión eléctrica regional de 1.790,70 kilómetros (km) de largo entre Panamá y Guatemala. La construcción de la línea inició en el 2006, y tiene como finalidad la construcción de líneas de transmisión eléctrica de 230 kilovoltios (Kv) y 300 megavatios (Mv) de capacidad distribuidos de la siguiente como se ilustra a continuación.

Tabla No. 1 Kilómetros disponibles al 31 de diciembre del 2010

País	Longitud total en kilómetros	kilómetros disponibles	Kilómetros pendientes	% Longitud No disponible
Guatemala	282,8	282	0,8	0,3
El Salvador	287,3	287	0,2	0,1
Honduras	270,1	269,1	1	0,4
Nicaragua	307,6	307,6	0	0
Costa Rica	492,4	491,6	0,8	0,2
Panamá	150,5	150,5	0	0
Total	1.790,70	1.787,80	2,80	1,0

Fuente: www.eprsiepac.com

iii. Fuentes de financiamiento del SIEPAC

Los contratos para la construcción del SIEPAC fueron suscritos con las empresas Techint S.A. de C.V. para el lote 1 que comprende a Guatemala, Honduras y El Salvador, y con el consorcio APCA Abengoa- Ibanesa para el lote 2 que comprende a Nicaragua, Costa Rica y Panamá. El costo vigente del proyecto aprobado por la Junta Directiva de la Empresa Propietaria de la Red¹⁵ (EPR), por el Grupo Director y por el EOR, asciende a cuatrocientos noventa y cuatro millones de dólares (US\$494.000.000,00). Por su parte, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) suscribió dos contratos de préstamo con cada una de las seis empresas eléctricas estatales de la región centroamericana participantes, para un total de doce créditos, que totalizan doscientos cuarenta millones de dólares (US\$240.000.000,00)¹⁶.

Por otra parte, el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) suscribió un Contrato de Préstamo (No. 1690), con la EPR, por cuarenta millones de dólares (US\$40.000.000,00) con garantía de ENDESA Internacional S.A. Así mismo, la EPR suscribió el 29 de junio del 2007 otro contrato de Préstamo por cuarenta millones de dólares (US\$40.000.000,00) con garantía de ISA S.A. E.S.P. de Colombia. Además, el BCIE autorizó un financiamiento complementario por diez millones de dólares (US\$ 10.000.000,00) con garantía de EPR para financiar costos financieros (Ibíd.). Por último, la CAF aprobó la suscripción de un crédito con EPR hasta por dieciséis millones

¹⁵ La EPR es una sociedad anónima regida por el derecho privado, constituida en Panamá, facultada de acuerdo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central para desarrollar, diseñar, financiar construir y mantener un Primer Sistema de Transmisión Regional que interconectará los sistemas eléctricos de los países de la región centroamericana. Al finalizar el año 2005 los accionistas son las siguientes empresas o instituciones: INDE de Guatemala 12.5%, CEL-ETESAL de El Salvador 12.5%, ENEE de Honduras 12.5%, ENTRESA de Nicaragua 12.5%, ICE –CNFL de Costa Rica 12.5%, ETESA de Panamá 12.5%, ENDESA de España 12.5% e ISA de Colombia 12.5% Cabe mencionar además, que las acciones propiedad de empresas de El Salvador y de Costa Rica se encuentran fraccionadas entre dos empresas de cada país, habiendo un compromiso tanto de las empresas CEL y ETESAL de El Salvador, como del ICE y CNFL de Costa Rica, de actuar como un solo socio En, http://www.eprsiepac.com/historia_siepac_transmision_costa_rica.htm

¹⁶ En, www.eprsiepac.com

setecientos mil de dólares (US\$16.700.000,00), el cual incluye una previsión de hasta por un millón setecientos mil dólares (US\$1.700.000,00), para financiar una reserva de liquidez. (Ibíd.).

Tabla No. 2. Fuentes de financiamiento del CIEPAC

Fuentes de Financiamiento	Total miles de millones de dólares
Aportación Capital Social	58.500
Préstamos del BID	253.500
Préstamos del BCIE	109.000
Préstamo CAF	15.000
Préstamos de Accionistas	13.500
Préstamos de BANCOMEXT	44.500
Total costos del Proyecto	494.000

Fuente: www.eprsiepac.com

iv. Futuro del CIEPAC

Además del proyecto SIEPAC, hay dos proyectos adicionales que conforman el ámbito de la cooperación e integración eléctrica en la región. Por un lado se encuentra la interconexión México-Guatemala, que consiste en una línea de 400 kv de 130 km de longitud (32 Km en el lado mexicano y 71 km en el lado guatemalteco) y la expansión de dos subestaciones, la primera en Tapachula-México y la segunda en Retalhuleu en Guatemala. El proyecto se encuentra actualmente en etapa de finalización terminado el lado mexicano, y por terminar el lado de Guatemala (Ruiz Caro, 2010, pp. 52).

Así mismo, estos dos países firmaron el 22 de mayo del 2008, un contrato de compraventa de potencia firme y de energía asociada, por medio del cual el Instituto Nacional de Electrificación adquirirá de la Comisión Federal de Electricidad 120 Megawatts (MW) de potencia firme, ya que este último cuenta con excedentes que hacen posible esta venta. Por lo pronto, las pruebas para la interconexión entre Guatemala y

México, realizadas en abril del 2009, han dado resultados positivos (www.eprsiepac.com).

Por último, podemos decir que desde el año 2005 y por iniciativa de México, junto a los países del SICA, Belice y Colombia, se formalizó el Programa de Integración Energética Mesoamericana (PIEM) donde, mediante la Declaración de Cancún, los Presidentes acordaron impulsar y fortalecer los mercados integrados de productos petrolíferos, gas natural y electricidad, bajo una óptica de maximizar el uso de las fuentes renovables y la eficiencia energética¹⁷. Dentro de la iniciativa del PIEM, se encuentra el proyecto de interconexión de los sistemas eléctricos de México, Centroamérica y Colombia¹⁸.

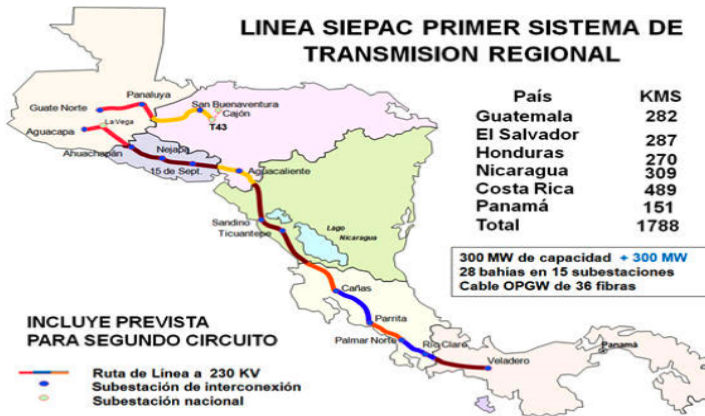
En relación a la interconexión eléctrica Panamá-Colombia, cuya construcción se inició en mayo del 2009, podemos decir que se presentan las siguientes debilidades. Por un lado, de acuerdo a los estudios realizados solo hay confiabilidad en un circuito de 230 kv y además existen restricciones por seguridad operativa y no poseen comunicación incorporada. Por otra parte, es útil para contratos de corto plazo, y además, se requiere de refuerzos y compensaciones económicas por cada una de las partes (Ruiz A., 2010, pp. 54).

Para finalizar, un aspecto importante del proyecto SIEPAC es que desde 2007 se están realizando gestiones para obtener la calificación como proyecto de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), por lo cual se están realizando los cálculos de las emisiones de CO2 evitadas, bajo una nueva metodología, para presentar la documentación requerida y adquirir la calificación MDL por parte de las Naciones Unidas (www.eprsiepac.com).

¹⁷ En, Gaceta del Senado, N. 4, año 2006, 31 de Mayo, México.

¹⁸ Ministerio de Minas y Energía de Colombia, *Plan de Expansión de Referencia 2009 – 2023*, Unidad de Planeación Energético Minera, Bogotá, abril del 2009.

Gráfico No. 1 Esquema del SIEPAC



Fuente: www.eprsiepac.com

2. Mercosur, Cooperación e Integración Energética

Las normativas más importantes en el área energética del Mercosur, corresponden a dos Decisiones aprobadas por el Consejo del Mercado Común en 1998 y 1999, respectivamente. La primera, es el *Memorándum de Entendimiento Relativo a los Intercambios Eléctricos e Integración Eléctrica en el Mercosur*, y la segunda responde a un *Memorándum Relativo a los Intercambios Gasíferos e Integración Gasífera en el Mercosur*. Los principios y disposiciones establecidos son similares. En ambos casos, se busca avanzar en la integración eléctrica y gasífera, con el objetivo de complementar sus recursos energéticos, optimizar la seguridad de abastecimiento a los usuarios, así como la colocación de excedentes de energía y la capacidad instalada de los países de la subregión¹⁹.

Dentro de los Memorándum los Estados se comprometen principalmente a la no imposición de políticas que alteren las condiciones normales de la competencia; a la no discriminación en relación a los agentes de la demanda y la oferta; asegurar que los

¹⁹ En, Memorándum de Entendimiento Relativo a los Intercambios Eléctricos e Integración Eléctrica en el Mercosur aprobado por Decisión del Consejo del Mercado No. 10/98, y Memorándum Relativo a los Intercambios Gasíferos e Integración Gasífera en el Mercosur aprobado por decisión del Consejo del Mercado No. 57/93.

precios y tarifas de compra y venta de electricidad y gas natural se efectuó sin ningún tipo de subsidios y bajo tarifas justas; permitir la utilización de los enlaces internacionales y el respeto de acceso de la capacidad remanente de las instalaciones de transporte y distribución, así como la libre contratación de empresas públicas y privadas por parte de los agentes involucrados (Ibíd.) Además, lo dispuesto en las decisiones responde, a su vez, a las pautas acordadas en una resolución del Grupo de Mercado Común en 1993 donde se acuerdan las directrices de las políticas energéticas del Mercosur²⁰.

i. Potencial de energía Eléctrica en el Mercosur

De acuerdo con Ricardo Canese, Rubens Rosental y Nival de José Castro²¹, el Cono Sur de América²² es una región privilegiada con recursos renovables y auto-suficiente en insumos energéticos (solar, eólica, hidroeléctrica y biomasa). Su matriz energética es satisfecha en un alto porcentaje con recursos hidroeléctricos, Paraguay el 100%, Brasil alrededor del 85%, y Argentina y Uruguay 50% en promedio, quedando aun importantes recursos hidroeléctricos por ser aprovechados.

Así mismo, para los países del Mercosur, el uso eficiente, coordinado e integrado de estos recursos podría traer beneficios importantes como la reducción de costos asociados a ganancias de escala; el aumento de la eficiencia de las empresas participantes de mayor competencia; economías derivadas de la cooperación industrial; flujo activo de innovación tecnológica sobre el estímulo de mercados ampliados; mejora de la seguridad de abastecimiento asociado a la malla de redes nacionales; incremento de la calidad de abastecimiento; acuerdos de intercambios en situaciones de emergencia; integración de

²⁰ MERCOSUR/GMC/RES No. 57/93.

²¹ Rosental, Rubens, Castro, Nival de José, *La Integración del Sector Eléctrico en América del Sur: Características y Beneficios*, I Taller Regional de Electricidad – Asunción – Paraguay 26 y 27 de mayo del 2010.

²² Entiéndase por Cono sur a países como Argentina, Brasil, Uruguay y Paraguay, todos ellos pertenecientes a Mercosur.

regiones aisladas; reducción de los precios medios de los países tanto en el corto como en el largo plazo; disminución de la volatilidad de los precios y mejoras en la calidad del servicio, entre otros (Rosental y Castro, 2010, pp. 2 -13).

Tabla No. 3 Indicadores de Energía Eléctrica en el Mercosur

Países del Mercosur	Argentina	Brasil	Paraguay	Uruguay
Potencial Hidroeléctrico/ /aprovechamiento	40.400 MW 25%	260.000 MW 30%	12.516 MW 65%	1.815 MW 75%
Capacidad Total Instalada en MW	28.065 MW	100.974 MW	8.136 MW	2.047 MW
Generación de electricidad en GW/h	115.065 GW/h	456.782 GW/h	8.136 GW/h	8.768 GW/h
Demanda Interna en GW/h	122. 859 GW/h	498.842 GW/h	9.162 GW/h	9.702 GW/h
Importación de electricidad en GW/h	10.275 GW/h	42.743 GW/h	o	963 GW/h
Exportación de electricidad en GW/h	2.628 GW/h	683 GW/h	46.292 GW/h	28 GW/h

Elaboración propia. Fuente: OLADE, Informe de Estadísticas Energéticas 2009.

De acuerdo con la tabla anterior, la subregión posee un enorme potencial hidroeléctrico aun sin aprovechamiento, dentro del cual Brasil es el líder debido a sus cuatro principales cuencas hidrográficas que son la cuenca platina, la cuenca del Atlántico Sur, la cuenca del río San Francisco y la cuenca Amazónica. Así mismo, de acuerdo a la demanda, la importación y exportación de energía en cada uno de los países, se destacan dentro de la subregión Brasil y Argentina y en menor medida Uruguay, como países demandantes, y Paraguay como país con grandes excedentes y mercados de exportación.

Sin embargo, como veremos a continuación, a pesar de los importantes emprendimientos binacionales tanto gasíferos como eléctricos existentes antes de la creación del Mercosur, el intercambio eléctrico existente no expresa un plan energético

para la subregión y está basado en un conjunto de conexiones bilaterales que demuestra motivaciones puntuales entre los países. Por otra parte, las tentativas de creación de reglas supranacionales o acuerdos multilaterales con armonización regulatoria no han sido exitosas. Además, no se han registrado todavía los avances necesarios en función del potencial que presenta la región.

ii. Cooperación y Conflictos en la Integración Energética del Mercosur

Paraguay es el principal productor de energía hidroeléctrica en la región y mayor exportador de electricidad en América del Sur. A continuación, se presentarán las divergencias existentes entre Paraguay-Brasil y Paraguay-Argentina, en relación a la cooperación energética derivada de las centrales binacionales hidroeléctricas de Itaipú y Yacyretá, respectivamente. En ambos casos, las disputas se presentan por la soberanía de los excedentes de energía eléctrica que Paraguay no consume, y la compensación que Brasil y Argentina realizan por el suministro obligatorio de la energía excedente proveniente de Paraguay.

a. Central hidroeléctrica de Itaipú, Paraguay y Brasil

Inaugurada en noviembre de 1982, por los presidentes Alfredo Stroessner de Paraguay y Joao Figueredo de Brasil, la central hidroeléctrica de Itaipú, localizada sobre el río Paraná, es considerada como la segunda represa más grande del mundo, después de las Tres Gargantas construidas en China. Tiene una potencia instalada de 10.000 MW/h y abastece a los cuatro estados más ricos de Brasil: Rio de Janeiro, Sao Pablo, Paraná y Rio Grande do Sul (Ruiz Caro, 2010, pp. 27-31).

La operatividad de esta central se rige por el tratado de Itaipú, firmado en 1973, donde se estipula que ambos países se dividirán en partes iguales la producción energética de la central. Paraguay, que dispone del 50% de la energía de la represa,

solamente consume un 5% y, de acuerdo a las cláusulas establecidas en el tratado, vende obligatoriamente el 45% restante al Brasil, bajo un acuerdo de precio fijo cercano a su precio de costo. Además, este acuerdo bilateral tiene posibilidad de ser modificado solo hasta el 2023, cuando se termine de cancelar la deuda de casi 19 mil millones de dólares que mantiene Paraguay con Brasil por el financiamiento de la obra (Ruiz Caro, 2010, pp. 27-31).

En la actualidad, la vigencia del Tratado está marcada por numerosos conflictos diplomáticos entre los dos países. En 2007, el gobierno de Paraguay, presidido entonces por Nicanor Duarte Frutos, conjuntamente con Luis Ignacio Lula da Silva, firmaron un contrato para reducir la deuda que contrajo Paraguay con la construcción de Itaipú.

El acuerdo dio lugar a un reajuste en la deuda a la tasa de interés inicialmente pactada, eliminándose el factor de ajuste, fruto de la inflación anual de los Estados Unidos. A su vez, bajo el gobierno del Presidente Fernando Lugo, Paraguay ha adelantado gestiones con el ánimo de renegociar el Tratado de Itaipú, argumentando que éste fue firmado bajo las dictaduras de Stroessner en Paraguay y Garrastazu Medici en Brasil (Ibíd. 2010: 27-31).

El eje principal del reclamo del gobierno de Paraguay radica en su anhelo de eliminar la obligación de tener que ceder toda su energía excedente al Brasil bajo un precio de costo. Por otra parte, de acuerdo con el Presidente Lugo, existe una violación al espíritu inicial del Acta de Foz de Iguazú de 1966²³ que fue incorporada al Tratado de Itaipú en su preámbulo, y por lo tanto, Brasil está obligado a cumplir su compromiso y

²³ El 22 de Junio de 1966, ambos gobiernos firmaron el Acta de Iguazú. En el se comprometieron a delimitar y demarcar la frontera de Guaira y establecieron que, la energía producida por los desniveles del río Paraná, desde e inclusive el salto de las Siete Caídas hasta la desembocadura del río Iguazú, sería dividida en partes iguales por los dos países, y que de conformidad, para la energía paraguaya que adquiriera, el Brasil está obligado a pagar un justo precio. En, Acta de Iguazú del 22.06.1966.

pagar a Paraguay el precio justo, por las acciones energéticas llevadas a cabo en esta región compartida (Ibíd.).

Por una parte, liberar de esta obligación a Paraguay le permitiría ampliar su oferta a los mercados de la región a un costo cercano a los precios internacionales, que según las autoridades paraguayas, está por encima de los 60 dólares el megavatio/hora (Mv/h), mientras recibe por parte de Brasil, la suma de 2.7 dólares por Mv/h. Las autoridades paraguayas sostienen que si Brasil no está dispuesto a pagar un precio justo, entonces debería permitirle al país negociar con otros países, pues consideran que la intención paraguaya no consiste en subir las tarifas a los consumidores de Brasil, sino que el dinero recaudado ingrese al país como corresponde y no quede en el fisco brasileño²⁴.

Por su parte, el gobierno de Brasil, aunque se muestra abierto al diálogo y la negociación, considera que el Acta no puede ser modificada hasta su fecha de vencimiento en el 2023. A raíz de estas visiones contrapuestas, los Presidentes de Brasil y Paraguay acordaron en septiembre del 2008 la conformación de mesas de negociación, conducidas por los Ministerios de Energía y Obras Publicas. Los puntos más importantes han sido la renegociación de la deuda incurrida durante la construcción de Itaipú, la búsqueda de un precio justo, la libre disponibilidad del excedente energético, la transparencia en la administración a nivel binacional, la congestión y la posibilidad de concluir las obras faltantes (Ruiz Caro, 2010, pp. 30).

Sin embargo, la mesa de negociación no concluyó exitosamente, debido a que las autoridades de Brasil rechazaron cualquier modificación al Tratado de Itaipú, y los resultados técnico-económicos adelantados, por concepto del reajuste de la deuda, encontraron cuestionamientos de legalidad, por lo cual se optó llevar las negociaciones al

²⁴ Declaraciones de Ricardo Canesse, jefe negociador paraguayo, 05 de octubre del 2008, en, Ruis Caro, Ariela, *Puntos de Conflicto de la Cooperación e Integración Energética de América Latina y el Caribe*, CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura, Santiago de Chile, marzo de 2010. pp. 29.

ámbito político. A principios de mayo del 2009, el presidente Lugo realizó una visita a Brasil para tratar el conflicto. En este nuevo encuentro, Brasil presentó dos propuestas consistentes en extender el plazo de pago de la deuda y ofrecer un pago adelantado por la compra de energía. Finalmente, Paraguay no aceptó la propuesta y anunció que llevaría el caso a un arbitraje internacional.

En junio del 2009, el canciller de Paraguay Héctor Lacognata reclamó por primera vez, ante la Asamblea General de la Organización de Estados americanos (OEA), la soberana utilización del 45% de la energía que le pertenece. En esta ocasión el canciller señala que, *“esta energía es la que, por medio de cláusulas contractuales perversas de un tratado firmado por sendos gobiernos dictatoriales de la época, no reporta a mi país más que migajas, razón por la que venimos clamando por el cabal cumplimiento”*²⁵.

Tiempo después, el 25 de julio del 2009, los Presidentes de ambos países suscribieron, en Asunción, una declaración presidencial sobre Itaipú denominada, *Construyendo una Nueva Etapa en la Relación Bilateral*, que considera triplicar el valor de las compensaciones recibidas por Paraguay en la cesión del excedente de su energía generada en dicha central hidroeléctrica. Así mismo, la posibilidad que Paraguay comercialice directamente su excedente en el sistema brasileño o lo canalice a otros países. Sin embargo, en algunos sectores, el acuerdo genera dudas jurídicas, al no tener carácter vinculante y ser necesaria la aprobación de ambos parlamentos.

b. Central Hidroeléctrica de Yacyretá, Paraguay y Argentina

Construida en un tramo del Río Paraná, ubicado al sudeste de Paraguay y al noreste de la Argentina, la central hidroeléctrica de Yacyretá tiene una producción de energía anual media de 11.901 GW/h. La producción energética de esta central es

²⁵ Discurso del Canciller Héctor Lacognata, durante la Asamblea Anual de la OEA realizada en Honduras en junio del 2009.

absorbida por Argentina en un 98%, que a su vez representa el 15% del total de consumo eléctrico en el país. Al igual que en el caso de Itaipú, la energía producida por Yacyretá se divide en partes iguales entre los dos países, siendo reconocido a cada uno de ellos el derecho preferente de adquisición de la energía que no sea utilizada por el otro para su propio consumo²⁶.

El capital de Yacyretá corresponde en un 50% a Paraguay y el restante a la Argentina. Las empresas participantes son Agua y Energía Eléctrica de Argentina (A. y A.) y la Administración Nacional de Electricidad de Paraguay (ANDE). Ambas empresas se rigen por las normas establecidas en el Tratado de Yacyretá, sus anexos y otros instrumentos diplomáticos existentes. A su vez, el Tratado fue firmado el 12 de diciembre de 1973, por los presidentes de Argentina Juan Domingo Perón, y de Paraguay, Alfredo Stroessner. Las principales obras empezaron a ser construidas en 1983 y se inauguraron en 1994²⁷.

Una vez en funcionamiento, la represa de Yacyretá tenía una cota de embalse de 76 metros sobre el nivel del mar (msnm). Desde entonces, se inició un proyecto para el aprovechamiento máximo de las instalaciones, que consiste en alcanzar una cota de 83 msnm., en el eje Encarnación-Posadas. Así mismo, la represa ha sufrido un costo mayor al inicialmente pactado de 2.500 millones de dólares, hasta los 15.000 mil millones en la actualidad²⁸. A lo largo de la obra, se ha registrado atrasos, incumplimientos e irregularidades en el uso de los fondos, así como controversias entre los dos países.

En el año 2003, inició las negociaciones entre Argentina y Paraguay para solucionar aspectos pendientes del Tratado. En este año, los Presidentes de Argentina Néstor Kirchner, y de Paraguay Nicanor Duarte, emitieron una Declaración conjunta

²⁶ Artículo XIII del Tratado de Yacyretá.

²⁷ <http://www.yacyreta.org.ar>

²⁸ <http://www.internationalrivers.org/en/node/1536> .

llamada, *Plan de Terminación de Yacyretá (PTY)*, donde se ratifica el interés por terminar las obras y se acuerda el incremento de la cota. El objetivo de la finalización del proyecto consiste en que Paraguay cuente con mayores regalías que permita a las empresas facturar más para atender los gastos previstos y así, también, Argentina contará con mayor posibilidad de acceso a la energía²⁹.

Durante el año 2006, se dio un paso importante hacia la finalización PTY al elevar la cota a 78 msnm en el eje Encarnación-Posadas. Así mismo, en 2007, los Presidentes de ambos países, Nicolás Duarte y Nestor Kirchner, celebraron un acuerdo en el que se estableció reducir la deuda paraguaya de 12 mil millones a casi la mitad, 6 mil doscientos millones de dólares. Sin embargo, el Parlamento paraguayo desaprobó la propuesta hasta no se verifique la legalidad de las deudas contraídas por gobiernos anteriores, toda vez que pesan acusaciones de corrupción y malversación de fondos (Ruiz Caro, 2010, pp. 34).

Problemas socio-ambientales de Yacyretá. A principios de Julio del 2008, la hidroeléctrica había subido el nivel del embalse a 78.5 msnm, inundando zonas bajas en las ciudades paraguayas de Encarnación, Posadas y Carmen del Paraná, en parte, porque las obras de infraestructura del lado paraguayo no estaban terminadas. Ello dio lugar a que el Presidente Fernando Lugo reclamara la inmediata reducción del nivel de la cota y un precio más elevado de la energía. Por su parte, Argentina defiende las Notas Reversales al Tratado firmado en 2003, que autoriza a una suba máxima de la cota de 83 msnm para satisfacer las crecientes demandas eléctricas, lo que a su vez implicaría la inundación de otras 55.000 hectáreas (Ibíd., 2010: 34-37).

Al respecto, hubo dos órdenes judiciales contrapuestas. La primera, emanada por un juez federal argentino de Posadas, que autoriza a Yacyretá a mantener el nivel de la

²⁹ http://www.yacyreta.org.ar/index.php?option=com_content&task=view&id=278&Itemid=70

cota en 78,50 msnm. La segunda, generada al mismo tiempo por un juez de Encarnación Paraguay, donde se dispone que se baje la cota a 77,80 msnm. Las autoridades paraguayas sostienen que se debe bajar la cota que Argentina elevó para satisfacer su demanda interna, ya que de esta manera se pueden terminar las obras restantes en Encarnación y así cumplir con lo pactado en el PTY. No obstante, a pesar de los fallos judiciales, la Empresa binacional Yacyretá no redujo el nivel del embalse.

Por último, ambos gobiernos reconocen la necesidad de terminar Yacyretá. Sin embargo, está pendiente el tema del pago por la deuda contraída por parte de Paraguay con Argentina; la reparación a los daños ecológicos ocasionados; así como el ajuste en el precio que paga Argentina por los excedentes de energía paraguayos, para que se acerquen a los precios del mercado que, según los expertos, oscila entre los 60 y 80 dólares el Mv/h, mientras Paraguay sigue recibiendo el pago de 8 dólares el Mv/h por parte de Argentina.

iii. Desafíos y futuro de la integración energética del Mercosur

A pesar de todos los problemas anteriormente mencionados, es claro que los países del Mercosur poseen un potencial de recursos energéticos existentes, que no está siendo utilizado eficaz y estratégicamente para atender la creciente demanda de energía eléctrica de la región. Brasil por su dimensión económica y experiencia de operación y comercialización, es un factor importante para definir una estrategia de integración. Sin embargo, la asimetría económica entre los países sudamericanos lleva a que los beneficios previstos de una integración eléctrica no se dividan equitativamente ni entre los países ni entre los agentes nacionales.

De igual manera, podemos concluir que la búsqueda por la aceptabilidad de los acuerdos regionales tiene grandes impases con características técnicas, económicas y

diplomáticas. Además, si bien existen iniciativas bilaterales desarrolladas y que están en marcha, éstas no reflejan indicadores de integración energética regional, conforme a sus problemas derivados se convierten en una barrera para la integración.

Por último, es importante mencionar que a falta de una integración eléctrica han presentado enormes pérdidas económicas. Argentina, Brasil, Chile y Uruguay han sufrido reiteradas crisis de abastecimiento eléctrico. De acuerdo con el Tribunal de Cuentas de la Unión, sólo el Brasil perdió más de 23.000 millones de dólares en la crisis de abastecimiento eléctrico del 2001 y 2002 (Canesse, 2010, pp.8). Por lo tanto, con una potente interconexión se habrían minimizado estas pérdidas y se haría un uso eficiente y estratégico de los recursos que posee la región.

De acuerdo con Ricardo Canesse, las centrales hidroeléctricas binacionales en operación como Itaipú (Paraguay–Brasil), Yacyretá (Argentina–Paraguay), y Salto Grande (Argentina–Uruguay), en la práctica conforman un “anillo hidroeléctrico” (Ibíd., 2010, pp. 6-15). En relación al anillo hidroeléctrico, es importante mencionar que existe una fuerte interconexión entre Itaipú y Sao Pablo y está en proceso de construcción una línea de 500 Kv entre Itaipú y Asunción (Villa Hayes). Así mismo, existe una fuerte interconexión entre Yacyretá –Garabí–Salto Grande–Montevideo–Buenos Aires. Por lo tanto, teóricamente, hace falta una línea de 500 Kv entre Itaipú y Yacyretá, o bien entre Asunción y Yacyretá (Ibíd.).

2. Integración de Sistemas de Energía Eléctrica e Intercambio de Electricidad en los Países Andinos.

La acción más representativa de la Integración Energética en la Comunidad Andina se refiere a las interconexiones eléctricas. En el primer informe entregado a los Presidentes de los Países Andinos sobre el potencial energético de la Región Andina, se establecía que en los países de la región los recursos energéticos resultan abundantes, y por lo tanto, son más que suficientes para dar garantía de autosuficiencia energética con tarifas razonables y con grandes capacidades de exportación así como enormes posibilidades de un consumo más eficiente de los recursos energéticos disponibles³⁰.

Con relación a la energía eléctrica, en la actualidad Colombia cuenta con una capacidad instalada de generación de aproximadamente 13500 MW, en su mayor parte representada por centrales hidroeléctricas debido a la alta pluviosidad en casi todo el territorio, razón por la cual puede producir electricidad a precios relativamente bajos³¹. La demanda actual del sistema es de aproximadamente 56000 GWh/año, y se esperan crecimientos entre el 3.0 y el 4.5% anual durante los próximos 15 años, alcanzando una demanda de aproximadamente 100000 GWh/año para el 2025³².

Ecuador por su parte, tiene una capacidad instalada de generación de aproximadamente 4000 MW en el sistema nacional interconectado, distribuidos casi por partes iguales entre centrales hidroeléctricas y térmicas. El 85% de la capacidad instalada en centrales hidroeléctricas está constituida por cinco grandes centrales: Paute con 1075 MW, San Francisco con 230 MW, Marcel Laniado con 213 MW, Agoyán con 156 MW y

³⁰ Primer informe a los Presidentes de los Países Andinos sobre *El potencial energético de la Subregión Andina como factor estratégico para la seguridad energética regional y hemisférica*, BID, CAF, CAN, CEPAL, OLADE, UNCTAD, Julio 2002, pp. 9.

³¹ De Greiff, C., & Vásquez, C., *Energía soporte del Desarrollo*, Cámara de Comercio de Medellín para Antioquia, 2002.

³² UPME, *Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2009-2023*, Bogotá, Colombia, abril 2009.

Pucará con 73 MW³³. La demanda actual de energía eléctrica en Ecuador es de cerca de 14 800 GWh/año, y se espera un crecimiento de 7.5% en un escenario de crecimiento moderado de la economía para lo cual el país se propone la instalación de múltiples centrales hidroeléctricas y termoeléctricas en un periodo estimado de 2010 hasta 2015 (CONELEC, 2009).

En el caso del Perú, este país cuenta con una demanda de potencia de aproximadamente 1700 MW, y una capacidad instalada de generación cercana a los 6000 MW distribuidos equitativamente entre centrales térmicas e hidroeléctricas. La capacidad de regulación del recurso hídrico es relativamente baja, la capacidad agregada de sus cuatro mayores embalses: Lago Junín, Lagunas Edegel, Laguna Aricota y Río Chili suma aproximadamente 1 300 GW/h, siendo los aportes promedio totales al sistema cerca de 1500 GWh/mes. De acuerdo con el escenario planteado en el Plan de Expansión 2017, se espera un crecimiento de la demanda del 7.6% anual para lo cual el país también se propone la entrada en operación de varios proyectos³⁴.

Con relación a Bolivia, la generación bruta en el sector es de aproximadamente 5,632.7 GW/h y tiene una capacidad instalada de aproximadamente 1403 GW. El Sistema Interconectado nacional cuenta con 11 empresas de las cuales 780.82 MW son de producción térmica, mientras 478.14 MW son de fuentes hidroeléctricas³⁵. En la presente gestión 2011 se ha puesto en marcha el Programa Estratégico de Electricidad (PEAE) que consiste en la instalación de cinco plantas termoeléctricas para cubrir las demandas de

³³ CONELEC, *Estadística Sector Eléctrico Ecuatoriano, Resumen Primer Semestre 2009*, Retrieved Enero 15, 2010, from <http://www.conelec.gov.ec/images/documentos/FPS2009.pdf>

³⁴ Ministerio de Energía y Minas, *Perú, Sector Eléctrico 2009*, Retrieved Junio 10, 2010, en, <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Electricidad/publicaciones/BROCHURE%20electricidad%202009.pdf>

³⁵ En, <http://www.cndc.bo/agentes.php>

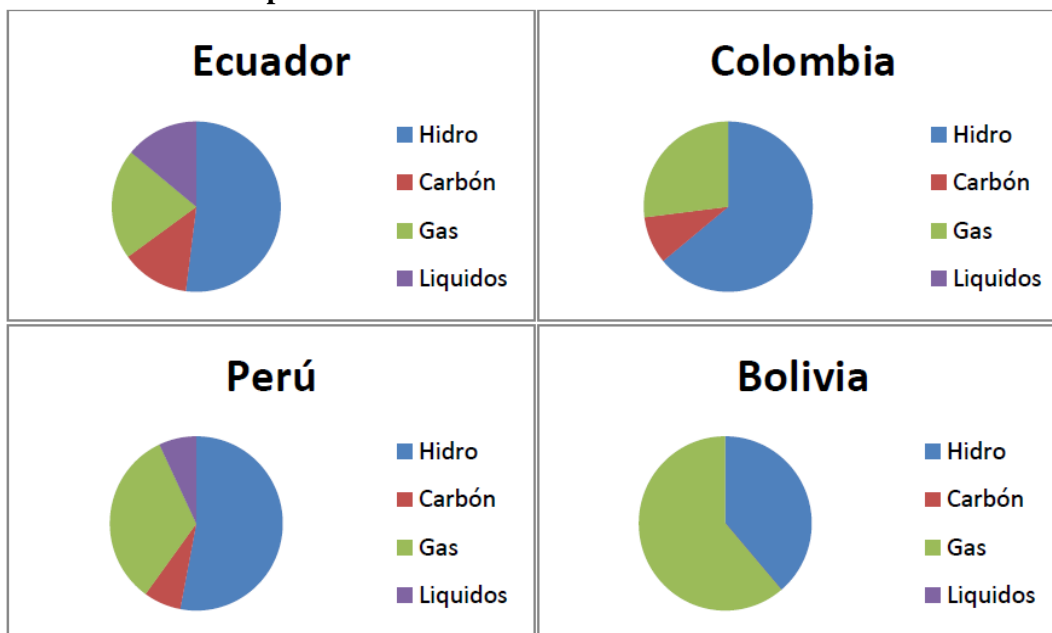
energéticas del país. Bolivia por ser nuestra pregunta de investigación principal, será desarrollado a profundidad en el capítulo II de la presente investigación.

Tabla No.4 Indicadores Energéticos de los países de la CAN

Países de la Comunidad Andina	Bolivia	Colombia	Ecuador	Perú
Potencial Hidroeléctrico/ /aprovechamiento	1.379 MW 32%	96.000 MW 9%	30.865 MW 7%	58.937 MW 6%
Capacidad Total Instalada en MW	1.454 MW	13.468 MW	4.187 MW	7.158 MW
Generación de electricidad en GW/h	6.240 GW/h	58.833 GW/h	18.609 GW/h	32.443 GW/h
Demanda Interna en GW/h	6.240 GW/h	55.437 GW/h	19.071 GW/h	32.443 GW/h
Importación de electricidad en GW/h	0	77 GW/h	500 GW/h	0
Exportación de electricidad en GW/h	0	1.473 GW/h	38 GW/h	0

Elaboración propia. Fuente: OLADE, Informe de Estadísticas Energéticas 2009.

Grafico No 2 Capacidad Instalada de Generación en la Comunidad Andina



Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE, 2009.

Ahora bien, el marco jurídico comunitario para impulsar el desarrollo de la integración e interconexión eléctrica entre los países miembros ha sido la Decisión (D.) 536 denominada, *Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad*, aprobada en diciembre del 2002. El principio básico de esta Decisión consiste en brindar importantes beneficios a los Países Miembros en términos económicos, sociales y ambientales, así como conducir a la utilización óptima de los recursos energéticos y a la seguridad y confiabilidad en el suministro eléctrico³⁶.

Los principios generales de la Decisión consisten en la armonización de aspectos legales y regulatorios de los Países Miembros para facilitar la operación de interconexiones e intercambios intracomunitarios de electricidad y generar las condiciones para el establecimiento de un mercado integrado de energía. Las reglas y condiciones operativas y comerciales están basadas en criterios de no discriminación, sin subsidios que puedan alterar el precio de la energía en el mercado y sin perjuicio de la autonomía en el establecimiento de políticas internas de regulación y operación de los sistemas eléctricos nacionales.

Los once capítulos y veinticuatro artículos que contiene la Decisión hacen referencia a aspectos como reglas fundamentales del mercado, agentes participantes, tratamiento de restricciones e inflexibilidades, cargos adicionales en las transacciones, remuneración de potencia en las transacciones internacionales, transacciones internacionales de electricidad de corto plazo, armonización de normativas nacionales y mecanismos de seguimiento (Ibíd.).

³⁶ Decisión 536 de la Comunidad andina, en, Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena, www.comunidadandina.org

En relación a los mecanismos de seguimiento, mediante el artículo 20 de la D.536 se creó el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL), encargado de promover las normas necesarias para alcanzar los objetivos propuestos en la Decisión. A su vez, en el marco del CANREL se crearon dos grupos de trabajo, el Grupo de Trabajo de los Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (GTOR), y el Grupo de Trabajo de Planificación (GOPLAN), que funcionan con independencia de la Secretaría General de la CAN³⁷.

Cabe mencionar que en junio de 2003 se creó mediante la Decisión 557 el Consejo de Ministros de Energía, Electricidad, Hidrocarburos y Minería de la Comunidad Andina, con el fin de impulsar institucionalmente las acciones de cada sector en el marco de la integración subregional. Con esta iniciativa, en la I Reunión del Consejo de Ministros celebrada en Quito en enero de 2004, se fijaron las bases de la Alianza Energética Andina (AEA) proyectada en 5 ejes temáticos, el primero de ellos, referentes a la construcción de mercados integrados de electricidad, a través de redes físicas y marcos regulatorios armonizados.

Sin embargo, como veremos a continuación, los dos intentos de planificación e integración energética regional, la Decisión 536 y la AEA, no han tenido los resultados esperados y en la actualidad no se encuentran en vigencia.

i. Vigencia de la Decisión 536 de la Comunidad Andina

La instrumentalización de la D.536 permitió que se inaugurara en marzo del 2003 la interconexión eléctrica entre Colombia y Ecuador con importantes beneficios para ambos Países. Sin embargo, los problemas entre los dos países por el reparto de las rentas de congestión lograron que el volumen de las transacciones empezara a disminuir

³⁷ Decisión 536 de la Comunidad Andina, Gaceta Oficial, en, www.comunidadandina.org

con el tiempo. Así mismo, la intención de consolidar un mercado de energía eléctrica andino mediante las redes de interconexión de un tercero y bajo normas reguladas no fue un instrumento de promoción de ésta, pues no consideró fondos orientados a dicho fin y se dejó en libertad a cada país para que suscribiera acuerdos bilaterales, pues no se trataba de una normativa común que sustituyese a las nacionales, sino se encargaba de regir los aspectos institucionales que no eran abordados al interior de cada país.

Todo lo anterior, dio lugar a que las respectivas autoridades, CANREL, GTOR y GOPLAN, analizarán la posibilidad de completar el marco normativo para el desarrollo de los contratos de transacciones internacionales de electricidad, así como una revaloración de los principios de la Decisión 536. De esta manera, en noviembre del 2009 se adoptó la Decisión 720, que suspende temporalmente la aplicación de la D. 536, por un periodo de dos años y donde se instruye al CANREL realizar una revisión integral de la misma con la finalidad de establecer un nuevo marco general para los intercambios regionales de energía³⁸. Durante la mencionada revisión, en el Acuerdo de la XII Reunión de CANREL celebrada en la Ciudad de Lima el 7 de Julio del 2010 se reconoce la existencia de situaciones particulares en las interconexiones eléctricas de los Países Miembros, lo cual, considerando el marco normativo vigente, se considera necesario incorporar ajustes para asegurar la viabilidad y sostenibilidad de las transacciones internacionales en el largo plazo en la Subregión³⁹.

Un año después, el 22 de agosto del 2011 mediante Decisión 757, se decide con excepción del artículo 20, mantener la suspensión de la D.536 con un plazo de hasta dos

³⁸ Comunidad Andina, Gaceta Oficial, Decisión 720 en, www.comunidadandina.org.

³⁹ Decimo Segunda Reunión del Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad –CANREL– SG/CANREL/XII/ACTA, Lima, Perú, 7 de Julio de 2010, en Gaceta Oficial de la Comunidad Andina, www.comunidadandina.org

años con el fin de concluir la revisión de la mencionada Decisión y establecer el nuevo marco comunitario. Así mismo, se presentan los anexos que regulan transitoriamente las transacciones de energía entre Colombia y Ecuador y las recientes transacciones de electricidad entre Ecuador y Perú⁴⁰.

ii. Decisión 757 de la Comunidad Andina.

La Decisión 757 es el actual marco jurídico supranacional que regula las transacciones de energía entre los países de la Comunidad Andina. Si analizamos la D. 757 y los anexos I y II con la D. 536 del año 2003 encontramos los siguientes cambios y particularidades. De acuerdo con el anexo No. I de la D. 757, *Régimen Transitorio Aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad entre Colombia y Ecuador*, se pueden apreciar cambios e inclusiones importantes como la discriminación de precios entre demanda nacional y demanda externa, la asignación de rentas de congestión que serán asignadas por partes iguales, un planteamiento de retomar el tratamiento a los subsidios y la no obligación a exportar en condiciones de racionamiento⁴¹.

Por su parte, el anexo No. II, *Régimen Transitorio Aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad entre Ecuador y Perú*, determina que los intercambios entre los países estarán sujetos a la disponibilidad de excedentes de potencia y energía eléctrica del país exportador. Además, se realizará mediante contratos bilaterales de suministro entre los agentes con carácter interrumpible, por lo cual el operador del sistema exportador deberá considerar el abastecimiento de su demanda, las restricciones técnicas y las situaciones de emergencia de su sistema. Así mismo, todas las actividades

⁴⁰ Comunidad Andina, Gaceta Oficial, Decisión 757, 2011, en, www.comunidadandina.org

⁴¹ Comunidad Andina, Gaceta Oficial, Decisión 757, 2011, en, www.comunidadandina.org

que se realicen estarán definidas bajo un marco de desarrollo sostenible, conservando los estándares ambientales tanto de Ecuador como de Perú⁴².

Como conclusión inicial, las intenciones y los alcances de la D.536 han sufrido grandes modificaciones. Estas se expresan en lo resuelto en los anexos I y II de la D. 757, en la cual, se pone en evidencia que los principios generales de la D.536 no fueron suficientes para promover un mercado regional de electricidad. Por el contrario, los dos anexos de la D.757 nos demuestran que los acuerdos bilaterales permiten en el corto tiempo las transacciones de energía y son más eficaces al evaluar las fortalezas de cada país. Por un lado, en el caso de Colombia y Ecuador, la re-valoración de los principios de la D.536 en aspectos tan importantes como los subsidios, la discriminación de precios y la no obligación de exportar bajo circunstancias particulares, hace posible la continuación de los intercambios.

De igual manera, en el caso de Ecuador y Perú, las posibilidades de realizar transacciones de energía eléctrica dependen de los excedentes en generación de cada sistema nacional y tiene un carácter interrumpible. Así mismo, se aborda un tema importante como la definición de un modelo de desarrollo sostenible, que puede orientar reflexiones importantes al momento de modificar y consolidar una normativa ambiental y una política energética supranacional. Como podemos observar, las intenciones de consolidar un marco jurídico supranacional para el fomento de un mercado eléctrico intracomunitario en la actualidad no tiene vigencia. Además, los anteriores anexos presentes en la D. 757 son acuerdos de tipo bilateral y no reflejan aun ninguna estrategia energética regional.

⁴² Anexo No. II de la decisión 757 del 2011, en Gaceta Oficial de la Comunidad Andina, www.comunidadandina.org.

Por otra parte, podemos observar que la aplicación de la norma y los acuerdos logrados solamente vinculan a tres de los cuatro países de la CAN y que existen diferencias fundamentales entre lo acordado en el anexo I y lo acordado en el Anexo II de la decisión 757. Por último, en relación a Bolivia, este país fue incluido dentro de la decisión 536 en Julio de 2006, sin embargo, y como veremos en el siguiente capítulo, hasta el momento no se ha producido ninguna interconexión de sistemas con este país y no existe ningún proyecto eléctrico intracomunitario en el cual Bolivia haya asumido compromisos mayores.

iii. Vigencia de la Alianza Energética Andina (AEA)

La Alianza Energética Andina⁴³, acordada en la Primera Reunión del Consejo de Ministros de Energía, Electricidad, Hidrocarburos y Minas de los Países de la CAN, tenía como elementos fundamentales la interconexión subregional eléctrica y gasífera, así como la formación de “clusters” energéticos y el desarrollo de energías renovables. Sin embargo, es importante anunciar que desde su creación solamente tuvo lugar la celebración de tres Reuniones oficiales, la última celebrada en octubre del 2005. Parte de los motivos para que se perdiera el impulso de la iniciativa fue el retiro de Venezuela de la CAN el 22 de abril del 2006. (Ruiz Caro, 2010, pp.55). Hasta el momento, la única iniciativa energética vigente en la Comunidad Andina, es la decisión 757, mencionada en párrafos anteriores.

En la actualidad, en relación a la interconexión eléctrica de los Países de la Región Andina, esta se vincula con los avances que se vienen adelantando en el marco de la Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional Suramericana (IIRSA). Dentro de los proyectos del IIRSA definidos para el Eje Andino, se encuentra el proyecto

⁴³ Comunidad Andina, Alianza Energética Andina, Bases de la Alianza Energética Andina en: <http://www.comunidadandina.org/energia/alianza.htm>

de nombre *Armonización Regulatoria: eléctrica, gasífera y petrolera*, cuyo objetivo consiste en lograr la armonización regulatoria realizando acuerdos sobre los mecanismos de negocios más eficientes y metodologías de esquemas tarifarios⁴⁴. El proyecto se encuentra en fase de ejecución y marcha paralelo con lo adelantado por la CAN y la D.757.

Por otra parte, Representantes de Chile, Perú, Colombia, Ecuador, y Bolivia, se reunieron a finales de marzo de 2011, con el fin de analizar los temas relacionados con la infraestructura eléctrica de cada país y los mecanismos para avanzar en un proceso de integración eléctrica regional. En esta ocasión, con la Declaración de Galápagos se acordó crear el Consejo de Ministros para el desarrollo del Corredor Eléctrico Andino, así como la formación de un Grupo Regulatorio y un Grupo de Planificación liderados por Colombia.

Así mismo, el 22 de Julio del 2011 se emite la *Declaración de Lima sobre la Interconexión Eléctrica Andina*, donde los Ministros de Relaciones Exteriores, Ministros y Altos Funcionarios del Sector Energético de Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú, acuerdan: reafirmar su compromiso de avanzar en la interconexión eléctrica, ratificar los compromisos asumidos en la Declaración de Galápagos, solicitar a Colombia como coordinador de los grupos de trabajo para adelantar un cronograma y avanzar en los trámites ante el Banco Interamericano de Desarrollo y buscar fuentes alternativas de financiación que promuevan el Corredor Eléctrico Andino⁴⁵.

Entre los principales objetivos de esta nueva iniciativa, que también es paralela a lo desarrollado en la CAN, la integración eléctrica regional figura incrementar la

⁴⁴ En, http://iirsa.us33.toservers.com/detalle_proyecto.aspx?h=105&x=9&idioma=ES

⁴⁵ *Declaración de Lima sobre la Interconexión Eléctrica Andina*, Lima Perú, 2011.

seguridad en el abastecimiento; estimular la competencia entre agentes y mercados; utilizar en forma eficiente los recursos energéticos disponibles en cada región y optimizar la expansión de los sistemas de transmisión de los países. El esquema de integración beneficiará especialmente a Chile, Ecuador y Bolivia, países deficitarios en electricidad, especialmente en años de sequía, mientras que Colombia y Perú representarán el rol de abastecedores de electricidad

Para finalizar, como podemos apreciar, las dos iniciativas de integración energética de la CAN no lograron los resultados esperados y lo que existe, son acuerdos bilaterales que no reflejan aún una estrategia energética conjunta. Por otra parte, en el marco de las actuales iniciativas para retomar el tema de la interconexión eléctrica regional cabe destacar los siguientes puntos. El primero, es la situación actual de los países miembros en relación a sus factibilidades e interés de integración de sus sistemas eléctricos. Este punto se verá en detalle en el siguiente capítulo cuando se analice en específico el caso de Bolivia y sus factibilidades de interconexión eléctrica con los países de la CAN.

El segundo punto, tiene que ver con las nuevas iniciativas de integración eléctrica Regional. Este punto es importante porque es un ejercicio de institucionalidad paralelo a lo adelantado en la CAN y las decisiones aquí mencionadas. Por lo tanto, es importante analizar las dimensiones de esta nueva iniciativa y determinar cuáles son las factibilidades que poseen la región. Este último punto se analizará en detalle en el capítulo número III.

Capítulo II

Energía eléctrica en Bolivia y las posibilidades de Integración Regional

En el siguiente capítulo se analizará el estado actual del sector eléctrico de Bolivia. Se espera identificar las políticas actuales de electricidad, la capacidad del sector eléctrico del país, los desafíos en el abastecimiento y la cobertura eléctrica nacional, así como las posibilidades de exportación de electricidad hacia los Países de la Región. El objetivo del capítulo consiste en establecer cuáles son las posibilidades y los obstáculos que presenta Bolivia en las iniciativas de integración eléctrica regional.

1. Marco Jurídico actual del Sector Eléctrico en Bolivia.

El 7 de febrero de 2009 Bolivia promulgaba la nueva Constitución Política del Estado (CPE). En ella, el país se constituyó en un Estado Unitario Social de Derecho Plurinacional Comunitario, libre, independiente, soberano, democrático, intercultural, descentralizado y con autonomías. El artículo 306 de la CPE determina que el modelo económico boliviano es plural y está orientado a mejorar la calidad de vida y el vivir bien de todos los Bolivianos. De igual manera, señala que la economía plural articula las diferentes formas de organización sobre los principios de complementariedad, reciprocidad, solidaridad, redistribución, igualdad, seguridad jurídica, sustentabilidad, equilibrio, justicia y transparencia⁴⁶.

A partir de la nueva CPE se derivaron importantes cambios institucionales de orden estructural que han definido una nueva relación del Estado con los sectores productivos y energéticos del país. En relación con el sector de electricidad, el marco legal para el ejercicio de actividades de la industria y el abastecimiento de energía se encuentra basado en: la Constitución Política del Estado, la Ley de Electricidad N° 1604

⁴⁶ Constitución Política del Estado Boliviano 2009.

con sus reglamentos, el Decreto Supremo (D.S.) No. 0071, el Plan Nacional de Desarrollo y el Plan de Desarrollo Energético.

Por su parte, la Ley de Electricidad No. 1604 norma las actividades de la industria eléctrica, estableciendo los principios que rigen el funcionamiento del sector, la organización institucional, la estructura de la industria, el régimen de otorgamiento de derechos para el ejercicio de la industria eléctrica, los principios para la determinación de precios y tarifas, el régimen de infracciones y sanciones y otras disposiciones sobre temas específicos⁴⁷.

Por otra parte, mediante D. S. No. 0071 del 9 de abril del 2009 se creó la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) donde se establecen las atribuciones, las competencias, los derechos y las obligaciones para asumir las responsabilidades del sector eléctrico de la anterior Superintendencia de Electricidad⁴⁸. Además, de acuerdo al Plan Nacional de Electricidad, se declaran de propiedad del Estado los recursos naturales que son fuente de generación de electricidad en todo el territorio nacional y se establece como estrategia desarrollar fuentes de energías renovables que garanticen la independencia energética del país⁴⁹.

De la misma manera, a través del D. S. N° 29224 del 2006 se autorizó la formación de una Sociedad de Economía Mixta con la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) con miras a una nacionalización de las empresas capitalizadas del sector. Es importante recordar que, en la década de los sesenta, el desarrollo y la expansión del servicio eléctrico boliviano era de responsabilidad casi exclusiva del sector privado. Sin embargo, el crecimiento de los centros urbanos y de la actividad minera sobrepasó la

⁴⁷ Ley de Electricidad No. 1604 de 1999.

⁴⁸ Decreto supremo No. 0071. 9 de abril del 2009.

⁴⁹ Plan Nacional de Electricidad, Bolivia, 2005- 2010.

capacidad de respuesta del sector privado y el Estado boliviano con apoyo de organismos internacionales de desarrollo creó la Empresa Nacional de Electricidad en 1962⁵⁰.

No obstante, en 1993 con la promulgación de la ley No. 1604, inició el proceso de Reforma Estructural del Sector Eléctrico Boliviano que dispuso la destrucción de ENDE en 1996. La reforma consistía en transferir las empresas de propiedad del Estado al sector, a través de los procesos de capitalización y privatización. El proceso de capitalización dentro del sector eléctrico implicó la división de ENDE en tres empresas de generación: Guaracachi, Valle Hermoso y Corani. Esto dio a lugar a la desintegración vertical de las empresas eléctricas quedando divididas en generación, transmisión y distribución, obligando a las empresas a pertenecer a solo una de estas actividades⁵¹.

Por otra parte, en febrero de 1996 fue creado el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) así como se dio inicio a la operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). La responsabilidad de la electrificación rural fue transferida a los gobiernos locales y la responsabilidad del desarrollo de los recursos energéticos y del servicio eléctrico en general fue transferida al sector privado bajo el siguiente principio: *“la energía eléctrica no es un bien social sino que es un bien económico. Su producción y distribución se deben regir sólo por mecanismos de mercado”*⁵².

⁵⁰ ENDE desarrolló el servicio eléctrico en los principales centros urbanos y mineros del país: Cochabamba, Santa Cruz, Potosí, Sucre, Tarija, y compartiendo con COMIBOL la atención de los centros mineros, permaneciendo bajo responsabilidad del sector privado las ciudades de La Paz, Oruro y las zonas vecinas. Así mismo, ENDE construyó 2.153 km de líneas de transmisión en tensiones de 69, 115 y 230 kv, interconectando las ciudades de La Paz, Oruro, Cochabamba, Santa Cruz, Sucre y Potosí.

⁵¹ Lourdes, Espinoza, *Liberalización, riesgo regulatorio e inversiones en el mercado de la generación de electricidad en Bolivia*, en, Seoane Flores, Alfredo, coor.; Debates sobre desarrollo e inserción internacional, pp, La Paz, BO: CIDESUMSAOXFAM, 2009. . 335-366

⁵² Gómez, Enrique, *Tendencias y desafíos para el desarrollo del sector eléctrico boliviano*, Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario/Plataforma Energética, Serie Documentos de Trabajo – Plataforma Energética N° 2, CEDLA, La Paz, julio 2010

Con el gobierno de Evo Morales en el 2006, se habla de una segunda gran reforma del sector eléctrico que tuvo como consecuencia la refundación de la ENDE⁵³. El objetivo estratégico de la empresa estatal consiste en participar en toda la cadena productiva de la industria eléctrica otorgándole la facultad y poder absoluto para intervenir a la empresa privada. Además, en el Art. 378 de la nueva CPE se establece que, *las diferentes formas de energía y sus fuentes constituyen un recurso estratégico, y deben regirse por los principios de eficiencia, continuidad, adaptabilidad y preservación del medio ambiente; y su acceso es un derecho fundamental y esencial para el desarrollo integral y social del país.*

Por último, también se han promulgado los D. S. N° 29549 y N° 29624 de 2008 con el fin de modificar el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico que le otorga facultades al CNDC de planificar el SIN y las exportaciones derivadas de excedentes de electricidad⁵⁴. Además, se encuentra en debate una reforma a la Ley de Electricidad No. 1604, la cual espera ser terminada en el primer semestre del 2012.

2. Capacidad del Sector Eléctrico de Bolivia

El Sistema Eléctrico Boliviano está concentrado en la región central y sud-oeste del territorio donde se concentran los principales centros urbanos de Santa Cruz, Cochabamba, La Paz, Oruro, Sucre y Potosí y las zonas de actividad minera tradicional, donde se concentra la población boliviana. El resto del país cuenta con centros urbanos de menor tamaño y población dispersa razón por la cual la atención del servicio eléctrico es

⁵³ Pérez, Roberto, Kipreos, Nicolás, *Análisis de Factibilidad de Interconexión del SING con Argentina, Perú, Bolivia y el SIC*, Pontificia Universidad Católica de Chile, 2010.

⁵⁴ *Plataformaenergetica.org, Tarifas de luz: Gobierno analiza retirar la subvención a las grandes industrias, La Paz, 14 de septiembre del 2011, en, <http://plataformaenergetica.org/content/3030>.*

más difícil y se realiza principalmente mediante sistemas eléctricos aislada que generan electricidad con motores a diesel⁵⁵.

Esta caracterización espacial de los sistemas eléctricos en Bolivia se hace evidente al examinar el mapa geográfico del Sistema Eléctrico Boliviano conformado por el SIN y los Sistemas Aislados (Ver Gráfico No. 2). La generación bruta en el sector es de aproximadamente 5,632.7 GW/h y tiene una capacidad instalada de aproximadamente 1.43 GW. El SIN cuenta con 11 empresas de las cuales 780.82 MW son de producción térmica, mientras 478.14 MW son de fuentes hidroeléctricas⁵⁶. Por su parte, la transmisión se encuentra compuesta por 4 empresas que poseen líneas de 230 KV con una extensión de 1.545 Km, 115 Kv con 1.279 Km, y 69 Kv de 185 Km de extensión. Por último, en cuanto a la distribución, existen 7 distribuidoras para un total de 895 MW y 4 industrias de 66 KW (Ibíd.).

El SIN demanda el 90% del consumo eléctrico del país. Éste cuenta con generación local en el Norte a través de Centrales hidroeléctricas, en el Oriente con centrales termoeléctricas y en el Centro-Sur con centrales hidroeléctricas de embalse y termoeléctricas que tienen la capacidad justa para atender el flujo de energía eléctrica desde la generación, transmisión y distribución a los departamentos del Beni, Cochabamba, Chuquisaca, Santa Cruz, Oruro, Potosí y La Paz.

Es importante mencionar que luego de la nacionalización de 3 de las 11 empresas generadoras de electricidad Guaracachi S.A., Empresa Eléctrica Valle Hermoso S.A. y Empresa Eléctrica de Corani S.A., la composición de la industria eléctrica ahora está en manos de capitales privados y estatales, ya que las empresas de transmisión y

⁵⁵ El Sistema Interconectado Nacional de Bolivia se abasteció en el mes de junio de 2011 con un 73,92% de energía termoeléctrica que funciona en base al gas natural y con 26,08% de energía hidroeléctrica.

⁵⁶ En, <http://www.cndc.bo/agentes.php>

distribución no sufrieron ninguna reforma en su administración, salvo la empresa de distribución Elfec también nacionalizada⁵⁷.

Grafico No. 3 Sistema Interconectado de Bolivia y mapa Político de Bolivia



Fuente: <http://www.cndc.bo/sin/index.php>

Además del SIN y del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), están los consumidores no regulados integrados por la Empresa Metalúrgica Vinto, COBOCE, Empresa minera Inti Raymi y la Empresa minera San Cristóbal que son agentes del MEM y efectúan operaciones de compra, venta y transporte de electricidad al SIN. En relación a las generadoras de Sistemas Aislados, entre las más importantes que operan en el país se encuentran SECCO Energía Bolivia en la Paz, Gas y Electricidad en Sucre y ENDE Trinidad. Este sistema también cuenta con distribuidoras aisladas a través de la Compañía de Servicios Eléctricos de Trinidad y la Cooperativa de Servicios Eléctricos Camargo de Chuquisaca.

⁵⁷ Energy Press RDC, *Energía Eléctrica 2011*, Research and Documentation Center, julio de 2011, pp. 4.

Tabla No. 5 Capacidad efectiva de generación termoeléctrica a junio del 2011

Agente	Centrales Termoeléctricas	No. Unidades	Capacidad total Efectiva MW
EGSA	Guaracahi, Carachipampa Aranjuez y Santa Cruz	21	371.37 MW
CEC Bulo-Bulo	Térmica Bulo-Bulo	2	89.64 MW
Valle Hermoso	Térmicas de Carrasco y Valle Hermoso	6	186.09 MW
COBEE	Térmica de Kenko	2	18.62 MW
Guabirá Energía	Térmica Guabirá	1	21 MW
ENDE	Térmica Entre Ríos	4	107. 1
Total de la generación de energía termoeléctrica	Representa cerca del 60% de la generación total en el país.	36	790.82 MW

Fuente: elaboración propia con datos de CNDC 2011

Tabla No. 6 Capacidad efectiva de Generación Hidroeléctrica a junio el 2011

Agente	Centrales Hidroeléctricas	No. unidades	Capacidad total Efectiva MW
COBEE	Sistema hidroeléctrico Miguillas	9	21.1
	Sistema hidroeléctrico Zongo	21	187.8
Corani	Sistema hidroeléctrico Corani	9	149.88
Hidrobol	Sistema hidroeléctrico Takesi	4	90.35
ERESA	Sistema hidroeléctrico Yura	7	19.05
Synergia	Central hidroeléctrica Kanata	1	7.6
SDB	Central hidroeléctrica Quehata	2	1.96
Total de la Generación de energía hidroeléctrica	Representa cerca del 40 % de la generación total en el país.	53	478.14

Fuente: elaboración propia con datos de CNDC 2011

3. *Desafíos eléctricos de los Bolivianos*

El acceso a la energía marca una diferencia en la calidad de vida y las condiciones de sostenibilidad y desarrollo de las comunidades. De acuerdo con Miguel Fernández, las comunidades rurales en Bolivia normalmente no tienen acceso a la energía moderna, están pagando más por servicios de energía de baja calidad y en muchos casos son servicios discontinuados. Así mismo, mientras existe un mayor acceso a la electricidad parecería que los niveles de pobreza de las comunidades están superados y mientras el acceso a la energía es cada vez más limitado, los niveles de pobreza son mayores⁵⁸.

El promedio de electrificación rural de los países de América Latina y el Caribe es de aproximadamente el 91 %. El 9 % restante son 47 millones de personas que viven una realidad completamente ajena a la que se vive en las ciudades (OLADE, 2009). En Bolivia las cifras se incrementan, 3 millones de personas no tienen acceso a la electricidad y casi 4 millones están usando normalmente leña como combustible principal para satisfacer sus demandas de energía térmica (Fernández M., 2011:264).

Entre el año 2001 al 2007, Bolivia tenía una cobertura eléctrica total de la población que alcanzaba al 71%. De esta cobertura casi el 90% correspondía a población urbana y el 40% restante rural⁵⁹. Así mismo, con los avances del programa de Gobierno “*Electricidad para Vivir con Dignidad*”, de 2007 a 2010 el país pasó de un 40% al 53% de cobertura eléctrica rural y se espera, en el marco de este mismo programa, continuar

⁵⁸ Fernández Fuentes, Miguel, Energías Renovables y Derecho de Acceso a la Energía, en, Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario, *Crisis económica y políticas energéticas. Memoria del Seminario Internacional*, La Paz, CEDLA, Marzo 2011, xii, 264 p.

⁵⁹ Gómez D’angelo, Enrique, Tendencias y desafíos para el desarrollo del sector eléctrico Boliviano, Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario, Serie Documentos de Trabajo – Plataforma Energética N° 2 La Paz: CEDLA, julio 2010, xviii, 200 p., pág. 44.

con los objetivos de alcanzar el 70% en el 2015, 85% en el 2020 y el 100% de cobertura eléctrica a la población rural en el 2025⁶⁰.

i. Consumo Urbano y Consumo Rural

Como veíamos anteriormente, una de las principales prioridades del Estado Boliviano en relación al tema de energía consiste en la electrificación de las zonas rurales del país. Para entender las dificultades que se presentan en relación con el acceso a la energía, es importante establecer las diferencias entre lo que significa el consumo urbano y el consumo rural. Para ello es importante tener en consideración las fuentes de suministro, la seguridad del abastecimiento, los costos de la energía y la tecnología disponible para el uso eficiente de las fuentes.

Tabla No. 7 Patrones de Consumo Familiar Urbano-Rural (BEP/año)

<i>Fuentes</i>	<i>Urbana</i>	<i>Rural</i>
<i>Biomasa</i>	<i>0.27</i>	<i>5.01</i>
<i>Diesel oil</i>	<i>0.15</i>	<i>0.215</i>
<i>Gas Licuado de Petróleo (GLP)</i>	<i>1.49</i>	<i>0.12</i>
<i>Electricidad</i>	<i>1.38</i>	<i>0.016</i>
<i>Total BEP/año</i>	<i>3.29</i>	<i>5.361</i>
<i>Total uso final</i>	<i>1.93</i>	<i>0.65</i>

Fuente: M. Fernández, 2011: 264.

Para iniciar, en el caso de Bolivia existe una diferencia de precios de dos a uno entre las tarifas eléctricas de los Sistemas Aislados y el Sistema Interconectado Nacional. Es decir, los que tienen electricidad gracias al SIN están pagando la mitad de las tarifas eléctricas por la misma cantidad de energía. Contrariamente, la población que habita en Riberalta, en Yacuiba o en lugares alejados al SIN está pagando prácticamente el doble en la tarifa del servicio eléctrico.

⁶⁰ Decreto Supremo No. 29635 de 9 de julio de 2008

Si observamos los patrones de consumo de una familia urbana encontramos que ésta se abastece en torno a la electricidad y el GLP. Mientras tanto, en el área rural más allá de tener una mezcla de energéticos, la biomasa es la fuente de energía principal. Así mismo, en el caso del diesel el consumo en la ciudad es de 0,15 BEP, en tanto que en el área rural llega a 0,21 BEP. En el caso del GLP, el consumo urbano está en 1,49 BEP y en el área rural alcanza a 0,12 BEP. Con relación a la electricidad, una familia urbana consume 1,38 BEP mientras una familia rural tan solo consume 0,016 BEP, lo cual refleja el uso de la biomasa como el recurso más usado (Fernández M., 2011: 265-272).

Además, cuando se observa el total del consumo, encontramos que una familia urbana consume en total poco más de 3 BEP como energía en un año mientras una familia rural consume 5,3 BEP en el mismo tiempo. A su vez, cuando se observa el uso final de la energía y teniendo en cuenta las diferentes tecnologías de transformación presentes en el campo y la ciudad, en el área urbana se usan 1,93 BEP, mientras que en el campo, a pesar de tener un uso bastante grande de energía, apenas hay un 0,6 BEP de energía útil de la que pueden beneficiarse.

Por lo tanto, no es solamente que las familias rurales necesitan consumir mucha más energía para satisfacer un bajo porcentaje de sus necesidades, sino además, en las ciudades también se presenta un bajo nivel de aprovechamiento de la energía. Así mismo, las familias rurales deben incorporar un esfuerzo físico para proveer las fuentes de energía, sumado a los problemas de salud derivados por la satisfacción de las necesidades energéticas a partir del uso intensivo de biomasa.

Basándonos en M. Fernández, en Bolivia hay una incidencia directa de casi el 93% de correlación entre lo que podría ser la falta de energía y los niveles de pobreza. De acuerdo con datos oficiales del Gobierno, existen 112 municipios de 327 donde su índice

de cobertura de electrificación es menor de 25% y más de 770 mil hogares rurales y urbanos aún no tienen acceso al servicio eléctrico. Así mismo, el país cuenta con una población rural de 3,6 millones de habitantes que componen 750 mil familias aproximadamente, las cuales tienen una cobertura del 23% mientras su consumo de biomasa asciende al 80% (Fernández M., 2011:271).

Además, aproximadamente 200 mil hogares se encuentran en áreas dispersas con un consumo de biomasa del 83% y una cobertura eléctrica de no más del 17%. Ahora bien, si se baja un nivel de dispersión y se observa comunidades con menos de 60 viviendas por comunidad, se encuentran 560 mil familias donde la cobertura eléctrica en promedio está en 12,7% y el uso de biomasa en 84%.

Por último, es evidente que quienes no tienen acceso a la energía son familias rurales de comunidades dispersas y pequeñas, de bajos ingresos, donde pagan más por menos unidades de energía y de baja calidad. En estas comunidades todo el consumo de electricidad se abastece fundamentalmente mediante velas, pilas para linternas y mecheros o a través de generadores con diésel o gasolina, lo que representa el 11% de su consumo energético, pero representa casi el 78% de sus gastos de energía (Ibíd.).

ii. Crisis de abastecimiento

Basándonos en los Resultados de Operación del SIN, publicados en la memoria 2010 de CNDC, en los últimos 15 años se registró en el país un incremento del 46% (464.8 MW) en la demanda de electricidad, frente al 45% (571.1 MW) de oferta del parque de generación.⁶¹ Los datos muestran que el aumento anual promedio de solicitud de potencia en punta en este periodo creció 4.5%, mientras que la oferta de capacidad

⁶¹ García, Franco, Baja oferta Eléctrica y alta demanda en últimos 15 años genero actual crisis, en, Reporte Energía No. 61, Bolivia, 16 al 31 de Junio del 2011

efectiva creció solo de 4.09%. Este escenario descrito, hace que en la actualidad el gobierno dinamice programas de eficiencia energética y razonamientos programados para abastecer el consumo nacional mientras entran en funcionamiento las plantas generadoras que hacen parte del Programa Estratégico de Electricidad (PEE) del cual hablaremos más adelante.

Por su parte, el CNDC señaló que los cortes fueron debido a la reducción del orden de 144 MW en la oferta de generación, resultante de trabajos de mantenimiento y fallas fortuitas en unidades de generación de las empresas que operan en el SIN. Así mismo, el ministro de Hidrocarburos y Energía, José Luís Gutiérrez afirma que desde hace 10 años no se realizaron las necesarias inversiones en el sector para garantizar un seguro abastecimiento de energía eléctrica⁶². Por último, según el documento Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica de Largo Plazo del SIN, el pedido de suministro tiene un promedio de 1.096 MW este año; el próximo alcanzará a los 1.227 MW, en 2015 a los 1.496 MW y para la gestión 2022 se estima por lo menos 2.285 MW.

4. Políticas de energía eléctrica del Gobierno Plurinacional

De acuerdo con el Vicepresidente de Bolivia Álvaro García Linera, con la derrota ideológica de la derecha y la reelección de Evo Morales en el 2010 se consolidó el poder político y ahora el proceso de cambio avanza hacia la industrialización de los recursos naturales para apuntalar el poder económico del país. Uno de los planes de industrialización del Gobierno consiste en construir mega infraestructuras hidroeléctricas

⁶² Plataformaenergetica.org, *Gobierno y la empresa Guaracachi anuncian el fin de la crisis energética*, La Paz, 18 de agosto del 2011, en, <http://plataformaenergetica.org>

exportadoras de electricidad y redistribuir las ganancias del negocio a través de bonos sociales⁶³.

El Ejecutivo boliviano prevé invertir al menos 2.000 millones de dólares en la instalación de plantas hidroeléctricas en Cachuela Esperanza, Tahuamanu, Miguillas, San José y El Bala, y decenas de pequeñas centrales en Potosí, Oruro, Chuquisaca y Cochabamba. El plan es consolidar hasta 2025 una matriz eléctrica compuesta en un 50% por hidroelectricidad, 25% termoelectricidad a partir del gas natural y 25% de energías renovables.

El gobierno da por hecho que la hidroelectricidad garantiza el crecimiento económico y el desarrollo industrial acelerado porque es la energía renovable más limpia y barata. Además, propone aumentar la potencia eléctrica nacional de un millón de KW o 0,1 KW por habitante hasta los niveles de las naciones industrializadas, que se encuentra aproximadamente en 1.500 millones de KW en Estados Unidos, casi 5 KW por persona, o 110 millones de KW en Brasil, es decir 0,6 KW per cápita, y de esta forma viabilizar la exportación de electricidad a los países vecinos.

De acuerdo con Ricardo Ángel Cardona, la energía eléctrica generaría ingresos superiores a los cinco mil millones de dólares en la próxima década, elevando el PIB nacional en al menos 25%. (Ibíd.) Ante la situación descrita anteriormente, el Gobierno ha promovido reformas y programas para ampliar las capacidades y alcances del sector eléctrico del país, así como para satisfacer las necesidades energéticas de los bolivianos.

⁶³ *Plataformaenergetica.org*, *Expansión hidroeléctrica: ¿Bolivia marcha otra vez sin plan y a ciegas?*, La Paz, 04 de agosto del 2010, en, <http://plataformaenergetica.org/content/1707>

Dentro de lo establecido en el Plan Nacional de Desarrollo 2005-2010 con relación al tema de energía eléctrica el Estado se propuso tres puntos esenciales. El primero, consiste en incrementar la cobertura del servicio eléctrico en el área urbana y rural para lograr la universalización del servicio de electricidad. En segundo lugar consolidar la participación del Estado en el desarrollo de la industria eléctrica con soberanía, independencia energética y equidad social. Por último, en tercer lugar, el Estado se dispone a desarrollar la infraestructura eléctrica para atender las necesidades internas y generar excedentes con la exportación de electricidad⁶⁴.

Dentro de estos objetivos, el programa *Electricidad para Vivir con Dignidad* que consiste en incrementar la cobertura del servicio eléctrico en el área urbana y rural ha concluido en el 2010 y con una inversión estimada de 189 millones de dólares, con la primera etapa del programa llegando al 53% de cobertura rural dotando del servicio 210.000 hogares rurales y 460 mil viviendas urbanas⁶⁵. En una segunda etapa, se espera lograr una cobertura rural del 70% hasta el año 2015, electrificando otros 220.000 hogares. Así mismo, para el 2020 se espera una cobertura del 87% en el área rural y finalmente, en una cuarta etapa, universalizar el servicio eléctrico con una cobertura del 100% en el año 2025. El monto total a ser invertido en electrificación superará la cifra de los 1.000 millones de dólares.

Por otra parte, el Gobierno de Evo Morales -sobre la base de una alianza estratégica con las empresas que operan en el mercado mayorista, mediante D.S. No. 28653 de 2006- crea el programa *Tarifa Dignidad* para consumidores de bajos ingresos, el cual consiste en un descuento del 25% promedio de la tarifa vigente para los

⁶⁴ Ministerio de Planificación del Desarrollo, *Lineamientos Estratégicos Plan Nacional de Desarrollo, Bolivia Digna, Soberana y Democrática 2006-2010*.

⁶⁵ Ministerio de Obras Públicas y Vivienda, Vice ministerio de Electricidad y Energías Alternativas, *Programa Electricidad para Viviendas con Dignidad*, Bolivia, 2006.

consumidores domiciliarios, con consumos de hasta 70 Kw/h por mes. El programa ha sido renovado en la actual gestión del gobierno y para agosto del 2011 ha beneficiado a 813.019 consumidores representando un monto mensual de 5.594. 586 en pesos bolivianos.

En relación con la electrificación rural, la experiencia más extendida son los sistemas fotovoltaicos. Bolivia tiene uno de los programas más dinámicos de la región donde se utiliza un modelo que combina subsidio con microcrédito que hasta el momento ha permitido colocar cerca de 20 mil sistemas instalados en los últimos diez años. En segundo lugar existen 50 microcentrales hidráulicas que están dando energía eléctrica a casi 6.000 familias, con una potencia de 3 MW⁶⁶.

i. Programa Estratégico de Electricidad

De acuerdo con una información emitida por ENDE, en la presente gestión 2011 se ha puesto en marcha el Programa Estratégico de Electricidad (PEAE) que consiste en la instalación de cinco plantas termoeléctricas. La primera es la termoeléctrica de Carrasco en el trópico de Cochabamba, con 37,6 millones de dólares para producir 40 MW. La segunda es la termoeléctrica de Valle Hermoso también en Cochabamba, con 46,8 millones de dólares, para generar otros 40 MW. La tercera, es la termoeléctrica de Kenko cerca de La Paz, con 25,6 millones de dólares, para adicionar 20 MW. La cuarta es la termoeléctrica de Tarija en el Chaco, con 42,9 millones de dólares, para incorporar 40 MW. Por último, ENDE se encarga de construir la planta termoeléctrica de Trinidad en el Beni, con 11,6 millones de dólares, para generar 15 MW de potencia⁶⁷.

⁶⁶ En, www.ende.bo

⁶⁷ Empresa Nacional de Electricidad, ENDE, en, www.ende.bo

Por otra parte, entre los proyectos para el mercado interno se tienen él que se va desarrollando en Misicuni- Cochabamba de 80 MW, San José – Cochabamba de 118 MW, Miguillas- La Paz de 250 MW, Rositas - Santa Cruz de 400 MW y Tahuamanu – Cobija de 6MW. El más avanzado es él de Misicuni y el resto aún falta por conseguir financiamiento y completar estudios. Además, en los próximos años se tiene prevista la instalación de la planta termoeléctrica del Sur, ubicada cerca de los campos gasíferos bolivianos del Chaco con 120 Mw.

Entre los megaproyectos a ser construidos para la generación de vastos excedentes de electricidad se encuentran: Cachuela Esperanza en la Amazonía con una capacidad de generación de 990 MW, los proyectos hidroeléctricos del Río Madera en la Amazonía de 3.000 MW, así como El Bala en La Paz de 1.600 MW. El más avanzado es él de Cachuela Esperanza, que cuenta con un estudio de diseño final entregado por la consultora y sujeto a las observaciones gubernamentales. También falta definir el financiamiento y la búsqueda de un socio estratégico. Los otros megaproyectos no tienen aún estudios concluidos.

Por último, actualmente ENDE tiene cinco pozos geotérmicos en Laguna Colorada perforados entre los años 1985 y 1994. Entre 1996 y 1997 la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México realizó los trabajos de certificación del potencial geotérmico del Campo Sol de Mañana, estimándose un potencial entre 280 y 370 MW de capacidad. Actualmente, ENDE proyecta realizar el estudio a diseño final para la generación de energía eléctrica geotérmica, cuyo estudio ambiental cuenta con el apoyo de la cooperación japonesa.

5. Posibilidades de exportación de electricidad de Bolivia

En un diálogo sostenido con el Ingeniero Fernando Nerí⁶⁸ el día 18 de agosto del 2011, se llegaba a la conclusión que en la actualidad Bolivia no tiene la capacidad de generación eléctrica suficiente para lograr excedentes de energía que puedan ser exportados a países vecinos, al contrario, enfrenta una coyuntura de baja oferta frente al incremento de la demanda interna.

Además, de acuerdo con Alejandro Quispe⁶⁹, si bien Bolivia adelanta proyectos de generación eléctrica para el logro de la universalización del servicio, también lo hace pensando en el sector eléctrico como un recurso estratégico del Estado y con amplias posibilidades futuras de exportación. Sin embargo, nos aclara que existen obstáculos técnicos como las diferencias en los ciclajes de cada sistema y la extensión de redes de distribución que requieren de infraestructura y grandes inversiones, que por el momento no se encuentran como prioridad en la agenda y la cartera oficial del Gobierno boliviano.

De igual manera, tanto Fernando Nerí como Alejandro Quispe nos señalan que entre Perú y Bolivia existe un intercambio de energía eléctrica en su frontera compartida de Desaguadero y Puno y en las comunidades fronterizas al Norte del lago Titicaca. Sin embargo, cabe aclarar que estos intercambios no se encuentran regulados por ninguno de los dos Estados y los volúmenes de energía son de baja frecuencia. Por lo tanto, no se tiene información de los volúmenes compartidos y estos intercambios se basan en la informalidad y por decirlo de alguna manera en el contrabando de electrones.

⁶⁸ Consultor Independiente del Viceministerio de Electricidad y Energías alternativas, entrevista realizada el día 19 de agosto del 2011 en la Ciudad de la Paz, Bolivia.

⁶⁹ Jefe de Precios –en Generación y Transmisión de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, entrevista realizada el día 10 de agosto del 2011.

Así mismo, Fernando Nerí nos adelanta que se encuentran en negociación las alternativas para la electrificación de las provincias en el Departamento de Pando y el Noreste del Bení que consiste en tener como fuente de suministro las redes de distribución eléctrica de la República del Brasil. Estos dos hechos son los únicos antecedentes de intercambios de electricidad de Bolivia con sus países vecinos.

No obstante, cabe indicar que la dimensión del sistema eléctrico de los países vecinos es relativamente elevada en comparación al sistema eléctrico boliviano. Mientras Argentina consume 22 veces más energía eléctrica que Bolivia; Brasil consume 87 veces más, Chile 11 veces más y Perú 5 veces más⁷⁰. Así mismo, la energía eléctrica en Bolivia tiene precios inferiores a los registrados en países vecinos lo que hace atractiva para ellos la importación de electricidad desde Bolivia⁷¹

Ahora bien, los centros de consumo de electricidad en el área de influencia de Bolivia son principalmente la zona industrial adyacente a la ciudad de San Pablo, en Brasil; el gran Buenos Aires, en Argentina; el sistema aislado del Norte Grande, en Chile y el sur del Perú por su proximidad geográfica. A continuación revisaremos cada caso.

i. Mercado de electricidad de Bolivia con Brasil

Hace 15 años que Brasil adelanta una política activa para asegurar en lo posible su autosuficiencia en energía y petróleo. La seguridad energética de Brasil tiene en el gas boliviano una variable importante por la proximidad geográfica y la existencia de un gasoducto integrado binacional de más de 10.000 km de longitud. Para Bolivia, Brasil permanece como país número uno en términos de potencial de crecimiento en la venta de

⁷⁰ OLADE, Información Económica Energética, versión No. 18 Organización Latinoamericana de Energía, Noviembre del 2009.

⁷¹ Los precios relativamente más bajos que existen en Bolivia se explican por el precio subvencionado que tiene el gas natural para la generación de electricidad, que es de 1,30 \$us/MPC. En consecuencia, exportar energía eléctrica generada con gas natural a Chile o Brasil equivale a exportar gas natural a un precio del orden de 1,30 \$us/MPC (C. Inchauste, 2010: 39).

gas natural, electricidad, fertilizantes y plásticos. Los acuerdos entre Bolivia y Brasil preveían junto a la construcción del actual gasoducto, la instalación de al menos 2.000 MW de generación eléctrica en ciclo combinado en territorio nacional⁷².

La demanda de Brasil gira en torno a 90.000 MW y crece a tasas de 6% a 7,5% por año. Cada año Brasil debe insertar a su sistema entre 3.000 MW y 3.500 MW de capacidad instalada siendo tres veces la capacidad instalada de Bolivia. A su vez, un ciclo combinado de 350 MW instalado en Bolivia cubre apenas un mes y medio del crecimiento de demanda del Brasil (Ibíd.).

De otro lado, Brasil en su sistema de electricidad tiene una frecuencia de 60 Hz a diferencia de los 40 Hz de frecuencia que tiene el SIN en Bolivia. A su vez, Bolivia dispone de potencial hidroeléctrico aún no explotado. El país utiliza sólo 475,6 MW es decir sólo usa el 1,19% de su potencial hidroeléctrico de un total aproximado de 40 GW. Las principales fuentes de hidroelectricidad se encuentran en el curso superior de los ríos Beni, Grande, Pilcomayo y Bermejo. Al respecto, el 27 de agosto del 2009, en la comunidad de Cachuela Esperanza del departamento de Beni, se realizó el acto de la firma del contrato entre la estatal ENDE y la empresa canadiense TECSULT para realizar los estudios al diseño final del Proyecto Hidroeléctrico Cachuela Esperanza sobre el río Madera ubicado al Nororiente de Bolivia con frontera hacia Brasil.

De acuerdo con Sandoval y Coaquira, el gobierno brasilero pretende garantizar el óptimo funcionamiento de sus dos plantas de Jirao y San Antonio por varias décadas, de ahí la necesidad de construir dos represas aguas arriba en las que Bolivia toma parte, a fin de retener los sedimentos que trasladan las aguas del río Madera y evitar de esta manera la rápida colmatación de sus represas, debido a que gran parte de este material

⁷² Inchauste Sandoval, Christian, *Hacia una política de Industrialización del Gas Natural en Bolivia*, Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario CEDLA; Serie Investigaciones de la Plataforma Energética N°3, La Paz, julio 2010, x; 190p

particulado se quedará en las represas bolivianas de Riberao y Cachuela Esperanza (sandoval, 2010: 120 y Coaquira, 2010: 64).

Así mismo, durante su construcción se tiene previsto trasladar a unas 2.500 familias y reinsertarlas a una nueva actividad laboral. Por otra parte, se estima que las represas traerán serias consecuencias para los habitantes del área, como el incremento de la malaria por el incremento de vectores, la esquistosomiasis y otras afecciones debidas a la presencia de mercurio en el agua, elementos que ya se han presentado en las represas del lado brasilero⁷³.

Además, los estudios demuestran que durante el año posterior a la construcción de la represa desaparecerá el 70% de las 700 especies existentes de peces así como una cantidad similar de aves de la región⁷⁴. El diseño de la represa boliviana de Cachuela Esperanza contempla la inundación de un área tres veces más extensa en comparación con la superficie de las represas brasileras. El lago artificial que se crearía duplicará la superficie del lago más grande de la Amazonía boliviana y se colmatará de sedimentos en pocos años provocando a futuro inundaciones catastróficas⁷⁵. Adicionalmente, es importante tener en cuenta que los proyectos hidroeléctricos del río Madera sobrepasan el tamaño del mercado eléctrico boliviano que no superará los 1.000 MW al momento de inicio de las operaciones del proyecto.

Por otra parte, de acuerdo con Juan Carlos Alurralde Viceministro de Electricidad de Bolivia, las megarepresas de Jiraú y San Antonio, la primera a 84 Km de la frontera con Bolivia y que entraría en funcionamiento en enero de 2013, y la segunda a

⁷³ Río Madera catástrofe ecológica anunciada, Pablo Villegas, FOBOMADE, 2007.

⁷⁴ Coaquira Siñani, Teresa, *Análisis ambiental de la política energética boliviana*, Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario/Plataforma Energética, Serie Investigaciones de la Plataforma Energética N° 4, CEDLA, La Paz, Septiembre 2010.

⁷⁵ La represa de Cachuela Esperanza inundará 690 Km², el lago más grande de la Amazonía boliviana es el Huytunas con una extensión de 329,5 Km².

190 Km de distancia y que operaría desde 2012, podrían provocar algunos de los siguientes impactos: inundación de bosques y áreas agrícolas, especialmente por la sedimentación del embalse desde la presa de la planta Jiraú; disminución y/o extinción de especies acuáticas y afectación a ecosistemas lo que generaría a su vez pérdidas económicas para las poblaciones del noroeste boliviano y daños en la base alimentaria de las poblaciones; inundaciones en las áreas de influencia de los proyectos hidroeléctricos que tendrían su impacto en la salud de la población boliviana de la Amazonía; inviabilidad técnica y económica de pequeños proyectos hidroeléctricos bolivianos destinados a la generación de electricidad para consumo interno; pérdida de vegetación; erosión de suelos; conflictos sociales y migración de las poblaciones indígenas y campesinas⁷⁶.

Ahora bien, mientras continúan los estudios de factibilidad y los avances del megaproyecto de Cachuela Esperanza, basándonos en un artículo de trabajo inédito ofrecido por el Ingeniero Fernando Nerí, cuyo título es *Alternativas para la Electrificación de las Provincias en el departamento de Pando y su ampliación a las del Noreste del Beni*⁷⁷, se presentan algunas alternativas para la electrificación de los lugares mencionados que también contempla acuerdos bilaterales con Brasil.

La primera alternativa, consiste en la propuesta de la Empresa Brasileira INELTO S.A. Construcciones y Comercio para el transporte de energía eléctrica a la ciudad de Cobija- Pando desde la ciudad fronteriza de Brasiléia. La propuesta consta de la extensión de 334.72 Km de línea de transmisión y la instalación de una estación de

⁷⁶ Plataforma energética, *Bolivia teme sufrir duros impactos por megarepresas que construye Brasil, La paz, 9 de junio del 2011, en, <http://plataformaenergetica.org/content/2869>*

⁷⁷ Nerí Urioste, Luis Fernando, *Alternativas para la Electrificación de las Provincias en el Departamento de Pando y el noreste del Beni*, Ministerio de Hidrocarburos y Energía de Bolivia, Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas. 2011.

reconversión de frecuencia de 60Hz de Brasil a los 50 Hz de Bolivia con un costo total estimado en 33'750.000 dólares (Neri, 2011: 8).

Es importante destacar que esta alternativa también beneficia a comunidades en territorio de Brasil. Lo anterior implica que parte de la generación producida a causa de las diferencias poblacionales sea redistribuida con mayor porcentaje en Brasil que en Bolivia. Por otra parte, las debilidades de la propuesta consisten en que la mayor inversión se realizará en territorio brasileño y el costo de la energía estará sujeto a una tarifa discrecional. Además, en relación al Departamento del Bení, existe una segunda propuesta por la misma empresa INELTO en sociedad con Electronorte para el suministro de energía eléctrica a las ciudades de Guayaramerín y Riberalta. El total de la inversión se estima en 18'534.000 dólares y consiste en la instalación de una línea de transmisión de 230 Kv con una extensión de 5 Km, así como de tres estaciones de reconversión de frecuencia (Ibíd.).

La segunda alternativa, consiste en aprovechar la depresión de la falla geológica de Cachuela Esperanza, mediante la captación y canalización de las aguas de río Beni para conducir las a turbinas tipo Francis para la generación de la energía eléctrica, con potencia suficiente para atender los requerimientos del noreste boliviano. El proyecto permite la extensión de una red de 383 km de línea de transmisión de 230 Kv hacia el departamento de Pando y su capital Cobija, además de beneficiar en su recorrido a las comunidades de Perseverancia, Villa Nueva, Tacna, Ingavi, Teduzara, Nacebe, Puerto Rico, Costa Rica, San Luis porvenir, entre otras. Cabe indicar que el proyecto requeriría además de unas subestaciones de rebaje de frecuencia y el costo total del proyecto se encuentra entre los 36.397.259 dólares (Ibíd.).

De acuerdo con el documento escrito por el ingeniero Nerí, como conclusión de estas alternativas, la solución para la electrificación de las comunidades de Pando y del noreste del Beni tiene como fuente de suministro las redes de distribución eléctrica del Brasil por ser las de menos inversión y sin impedimento para el crecimiento vegetativo. Así mismo, en el documento se expresa una propuesta por parte de Bolivia que será revisada a continuación.

La propuesta, consiste en proponer a la empresa INELTO financiar las obras que serán ejecutadas en su territorio así como en territorio boliviano. Para ello, bajo el marco de comercialización de gas natural desde Bolivia hacia Brasil, se hará solicitud al gobierno de Brasil para realizar un intercambio de gas por energía eléctrica en la región Norte de Bolivia. Dentro de este marco, Brasil se compromete a extender una red de transporte y distribución de energía eléctrica hacia los departamentos mencionados y solo por el costo que significa esa inversión; a cambio Bolivia cede un porcentaje de gas natural por el valor equivalente. En pocas palabras, se trata de un intercambio de servicios o trueque.

El objetivo de la propuesta de Bolivia consiste en conseguir la energía a precios bajos a cambio del gas a precios del mercado. Para finalizar, hasta el día de ser escrita esta tesis, no se ha presentado ningún pronunciamiento oficial de parte de ningún país. Además es claro recalcar que si la negociación no es lo suficientemente favorable para Bolivia, no se efectuará ningún proyecto y Bolivia entraría a evaluar otras alternativas para suplir esta necesidad social.

ii. Mercado de electricidad de Bolivia con Argentina.

El Sistema Eléctrico de Potencia de Argentina (SADI) está conformado por el Sistema Interconectado Nacional y los sistemas aislados. La generación bruta en el sector eléctrico argentino en el 2010 fue de 111,503 GWh y tiene una potencia instalada de aproximadamente 25.7 GW. La generación eléctrica argentina cuenta con 32 empresas de generación térmica, 20 empresas de generación hidroeléctrica y una gran empresa de generación de energía nuclear (Pérez, Roberto, Kipreos, Nicolás, 2010:7).

El total de la demanda de electricidad argentina es de 19.500 MW con una tasa de crecimiento de 5% a 7,5% por año. Sin embargo, una central de ciclo combinado localizada en Tarija de 340 MW cubre tan solo seis meses de crecimiento de la demanda argentina. El tema a solucionar sería la construcción de líneas de transmisión de 1.500 km desde Yacuiba a Buenos Aires. De todas maneras, de acuerdo con Juan Carlos Salinas, este escenario parece alejarse al proveer Bolivia el gas necesario que requiere Argentina para generar electricidad en su territorio a partir de las termoeléctricas que posee⁷⁸.

Sin embargo, el Ministro de Hidrocarburos y Energía de Bolivia Luis Fernando Vincenti, el gerente de ENDE Raúl Alarcón y el Embajador de Bolivia en Brasil José Alberto Gonzáles han confirmado que los grandes proyectos hidroeléctricos de Cachuela Esperanza y del río Madera y la termoeléctrica de Puerto Suárez se planifican exclusivamente para proveer electricidad a los mercados de Brasil y Argentina. De esta manera, el 26 de julio del 2010, el Embajador González reveló que la energía generada por la hidroeléctrica del río Madera y por la termoeléctrica proyectada en Puerto Suárez

⁷⁸ Salinas Guzmán, Juan Carlos, *El estado de la planificación energética en Bolivia*, Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario/ Plataforma Energética, Serie Investigaciones de la Plataforma Energética N° 1, CEDLA, La Paz, junio 2010.

se exportará a Brasil. Un día antes el Ministro Vincenti anunció que está a punto de concretarse el primer acuerdo de exportación de energía eléctrica a Argentina⁷⁹.

iii. Mercado de electricidad entre Bolivia y Chile

En Chile, el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) cuenta con una capacidad instalada de 3,601.9MW y tiene una frecuencia de operación de 50Hz. La generación del SING es en un 99.64% termoeléctrica con base en gas natural y diesel, lo cual no solo hace que los precios de la energía sean altos, sino que además acarrea problemas de calidad de servicio que son bastante considerables. Durante el año 2010 el sistema llegó a un nivel de generación de 12,674 GWh, con una demanda máxima de 1,665MW, lo que produjo un factor de carga de 86.9% en el sistema (Pérez, Roberto, Kipreos, Nicolás, 2010:8).

No obstante, la demanda fronteriza con los departamentos de La Paz, Oruro y Potosí, está en crecimiento permanente entre 5% y 7.5%, aproximadamente 2.100 MW al año. El 79% de la demanda es industrial minera. Sin embargo, una central de ciclo combinado localizada en Tarija, de 340 MW, cubriría dos años de crecimiento de la demanda del SING. Además, la posible central geotérmica de Laguna Colorada, en Potosí, tiene posición privilegiada dada su proximidad al SING, pero la generación a gas natural es el mejor respaldo térmico que existe⁸⁰.

El SING es un mercado para la energía eléctrica boliviana y el gas natural. Sin embargo, actualmente y desde el Referéndum de julio de 2004, se encuentra vetada la exportación de gas natural a esta zona, que antes de 1879 pertenecía a Bolivia. Los

⁷⁹ *Plataformaenergetica.org, Expansión hidroeléctrica: ¿Bolivia marcha otra vez sin plan y a ciegas?, La Paz, 04 de agosto del 2010, en, <http://plataformaenergetica.org/content/1707>*

⁸⁰ El SING se encuentra separado del Sistema Integrado Central chileno y depende de las centrales térmicas instaladas mayormente en la costa el Pacífico.

intentos de exportación de energía, gas natural o gas natural combinado con electricidad, han tenido vigencia en los años recientes, sin embargo, la no resolución del tema diplomático es un punto importante de los obstáculos (Guzmán, 2010: 178).

El tema de exportar gas y/o electricidad a Chile es de alta sensibilidad política en Bolivia. El punto focal de la demanda es justamente la zona minera de Atacama y de las antiguas ciudades bolivianas de Calama y Antofagasta que tienen la mayor reserva de cobre del mundo en producción, esencialmente a través de las dos minas más grandes del mundo: Chuquibambilla, de la estatal Codelco, y La Escondida, de las transnacionales BHP Billiton y Mitsubishi (Ibíd.).

La demanda eléctrica proviene esencialmente de estos grupos y adicionalmente del Grupo Luksic que posee el Ferrocarril Antofagasta a Bolivia y del grupo Soquimich (SQM) que explota el salitre (nitratos) y las reservas de litio del salar de Atacama. SQM es la heredera de la razón social de la Compañía de Salitres de Antofagasta, la empresa privada chilena que provocó la invasión a los territorios costeros bolivianos de Atacama, en 1879 (Ibíd.).

La iniciativa más reciente de integración eléctrica entre estos dos países ocurrió en Julio del 2010 cuando la Comisión Nacional de Energía de Chile realizó la presentación ante los representantes de los Países miembros de la CAN del *“Estudio para el Análisis de Pre-factibilidad Técnico Económica de Interconexión Eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú”*⁸¹.

El anterior estudio fue encargado por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) y se identificó la posibilidad de interconectar los sistemas

⁸¹ Este estudio fue desarrollado por un consorcio de las empresas consultoras: Estudios Energéticos Limitada (Colombia), Consultores Supervisores y Asesores Nacionales S.A.C. (Perú) y KAS Ingeniería S.A. (Chile).

eléctricos de Bolivia y del Norte de Chile cuya proximidad geográfica permitiría flujos bidireccionales de electricidad en un periodo estimado del 2015 al 2022⁸².

Cabe indicar que, a partir de la Decisión de la Comunidad Andina No. 666 de Junio de 2007 se acordó que el tema de energía es de interés recíproco entre los países de la CAN y Chile, por lo que se examinarán las posibilidades de impulsar la complementación de las diferentes fuentes de energía que presenta la región. Por lo tanto, Chile ha estado participando de las reuniones de CANREL, GTOR y GOPLAN de la CAN, con derecho a voz, pero no de voto.

iv. Mercados de electricidad entre Bolivia y Perú

En Perú, el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) tiene una cobertura del 85% de la población. Además de este sistema, existen sistemas islas que suplen de energía eléctrica a una fracción restante de la población. La producción anual de electricidad alcanza los 29,558 GW/h. La red de transmisión peruana está conformada por más de 8,200 kilómetros de líneas y en la actualidad se encuentra próximo a exportar e importar electricidad con Ecuador.

En relación a las factibilidades técnicas y económicas para interconectar los sistemas eléctricos de Bolivia y Perú, basta indicar que existen problemas en las diferencias de ciclajes de los dos sistemas. Bolivia posee un sistema con una frecuencia de 50 Hz mientras Perú posee un sistema de 60 Hz. Las inversiones para el acoplamiento de ambos sistemas superan los doscientos millones de dólares. Así mismo, existe un reducido tamaño del mercado e inseguridad en el suministro que Bolivia podría brindar a

⁸² PNUD, *Estudio para el Análisis de Pre-factibilidad Técnico Económica de Interconexión Eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú*, Santiago de Chile, 2010.

Perú en el abastecimiento de gas natural para el funcionamiento de las termoeléctricas a instalarse.

Por último, retomando el tema de la propuesta de integración de sistemas eléctricos desarrollada por los Países de la Comunidad Andina, es importante resaltar que hasta el momento Bolivia no ha adquirido mayor compromiso salvo el de acompañar y promover de manera indirecta para que los intercambios existentes entre Colombia y Ecuador y los futuros intercambios entre Ecuador y Perú tengan un sostenimiento en el tiempo.

v. Bolivia y la electrificación a través del ALBA.

El 10 de agosto de 2007, el Presidente de la República Bolivariana de Venezuela, Hugo Rafael Chávez Frías y el Presidente de la República de Bolivia, Juan Evo Morales Ayma, suscribieron el Memorando de Entendimiento para el Desarrollo de Proyectos en materia de electricidad y la creación e implementación de una sociedad de economía mixta entre la Empresa Nacional de Electricidad de la República de Bolivia y la Empresa PDVSA BOLIVIA S.A. filial de PDVSA de la República Bolivariana de Venezuela⁸³.

Sobre la base del acuerdo mencionado, se instrumentó la constitución de la Empresa Mixta ENDE Andina S.A.M. El objetivo de la empresa consiste en realizar actividades de generación, interconexión, comercialización y transmisión asociada a la generación por lo cual impulsó en Bolivia la Termoeléctrica de Entre Ríos en el Chaparé con 100 MW de potencia. Esta iniciativa se enmarca en el proyecto geopolítico de la Alianza Bolivariana por los Pueblos de Nuestra América (ALBA). La planta de Entre

⁸³ Inchauste Sandoval, Christian, *Hacia una política de Industrialización del Gas Natural en Bolivia*, Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario CEDLA; Serie Investigaciones de la Plataforma Energética N°3, La Paz, julio 2010, x; 190p

Ríos cuenta con turbinas de la empresa alemana Siemens y entró en funcionamiento en 2010, aumentando 100 MW de capacidad al SIN.

vi. Exportación de electricidad o seguridad energética.

Como conclusiones del capítulo encontramos que las posibilidades de Bolivia de exportar energía eléctrica a los países vecinos son muy bajas en el corto tiempo, excepto si se logra alguna negociación con Brasil para la electrificación de las comunidades en el departamento de Pando y Noreste del Beni. Además, es importante subrayar que para Bolivia el tema de generar excedentes de electricidad para exportar energía está rodeado de problemas ambientales, técnicos, económicos y diplomáticos.

En el caso de Brasil, los proyectos hasta ahora mencionados acarrear altos costos y un daño ambiental de importantes magnitudes. Además, si la energía producida será destinada exclusivamente al mercado brasileño y el proyecto posiblemente será financiado por créditos del mismo país, es importante repasar lo sucedido con Itaipú entre Brasil y Paraguay (ver Capítulo I) ya que podría orientar la dinámica de estas negociaciones bilaterales y sirve para no cometer los errores de los países vecinos.

En relación al mercado argentino, las posibilidades son limitadas por factores económicos. De acuerdo con Inchauste Sandoval, exportar electricidad generada a partir del gas natural tiende a ser de menor costo en comparación con el transporte a través de líneas eléctricas. En este contexto, el contrato de venta de gas natural de Bolivia hacia Argentina sería el mejor soporte para la generación de electricidad en las termoeléctricas de este último país (Inchauste, 2010: 89).

En relación a las posibilidades de interconexión eléctrica de Bolivia con los países de la CAN son por el momento lejanas y limitadas. Por un lado, las diferencias de ciclajes entre Perú (60Hz) y Bolivia (50Hz) impiden la interconexión de los respectivos

sistemas eléctricos. No obstante, cabe recordar que existe un intercambio no regulado de energía de baja frecuencia en la frontera de desaguadero y Puno y las comunidades fronterizas del Norte del Lago Titicaca.

Por otra parte, con relación al estudio presentado por el PNUD -donde se estima la posibilidad de interconectar el SIN de Bolivia y el SING de Chile- es importante recordar las dificultades diplomáticas presentes entre los dos países por razones territoriales, así como especificar que la participación de Chile en la Comunidad Andina se encuentra en calidad de País Miembro Asociado. Por lo tanto, como veremos en el siguiente capítulo, las posibilidades de interconexión eléctrica entre los dos países se encuentran teóricamente en un estado de prefactibilidad técnica y se encuentra detenido gracias a los inconvenientes diplomáticos mencionados.

Por último, como conclusión general, para el Estado Plurinacional de Bolivia las necesidades internas de cobertura eléctrica y los problemas relacionados con el déficit de generación así como los objetivos de universalización del servicio eléctrico en el país son el desafío energético más próximo e importante.

Capítulo III

Futuro de la Integración Eléctrica Andina

El siguiente capítulo consiste en determinar las fortalezas y debilidades que presenta Bolivia para la interconexión de sistemas eléctricos e intercambio de electricidad con los países de la Comunidad Andina. Se busca determinar el nivel de participación y compromiso de Bolivia en éstos proyectos así como actualizar las políticas y la institucionalidad supranacional vigentes que promueven éstas iniciativas.

1. Integración Eléctrica de los Países Andinos.

El proceso de interconexión de los Países Andinos inició en el año de 1969 con la construcción de la línea Zulia – La fría entre Venezuela y Colombia. Sin embargo, los intercambios de energía entre los países nunca fueron significativos y siempre se dieron como resultado de los problemas de seguridad del suministro⁸⁴. A consecuencia de esta construcción de infraestructura de transmisión de energía eléctrica, se termina por construir un corredor entre Venezuela, Colombia y Ecuador de trasferencias de electricidad de 35 MW.

Años después, en la capital del Perú se suscribió la Decisión 536 y fue aplicable a Colombia, Ecuador y Venezuela, excepto Bolivia quien para entonces no firmó ni participó del acuerdo. Esta decisión benefició en particular a Ecuador y Colombia en un principio, y ahora, mediante D. 757 se ha permitido hasta el presente intercambios efectivos de electricidad. Desde entonces, Colombia ha exportado más de 560 millones de dólares en electricidad a Ecuador y éste último se ha beneficiado de comprar la energía a Colombia.

⁸⁴ Muños Ramos, Alfredo, *Fundamentos para la Constitución de un Mercado Común de Electricidad*, CEPAL, Division de Recursos Naturales e Infraestructura, Santiago de Chile, Julio del 2004, pág. 13.

Las exportaciones se realizan a través de las redes tendidas por las colombianas Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) y la Empresa de Energía de Bogotá (EEB). ISA es la mayor distribuidora de electricidad en América Latina y opera en cinco países de la región, Ecuador, Perú, Bolivia y Chile incluyendo a Brasil donde es propietaria de la Compañía de Transmisión de Energía Eléctrica Paulista (CTEEP), la más grande de este país. Además, la red de transmisión de ISA se extenderá hacia Panamá en un proyecto que se cree estar terminado en el transcurso de la presente década⁸⁵.

Por otra parte, la actual Decisión 757 establece en su anexo No. II la normativa con la cual se harán efectivos los intercambios de excedentes de electricidad entre Ecuador y Perú.⁸⁶ Este intercambio significa para Ecuador una exportación de energía en valores de 50 y 60 Mw durante los meses de julio a septiembre que es el tiempo de estiaje en Perú, y de septiembre a marzo que es tiempo de estiaje en Ecuador la importación se realizará en las mismas cantidades. Adicionalmente, cada país se compromete con algunas premisas fundamentales como el sostenimiento de una reserva energética mínima del 10% en todos los meses; la no dependencia de la hidrología, es decir, se considera la energía firme del sistema⁸⁷; y la no dependencia del abastecimiento por las interconexiones internacionales.

Como podemos observar, podríamos decir que uno de los avances importantes de los Países Andinos en la interconexión eléctrica son los recientes intercambios de

⁸⁵ En, <https://corredorbioceanico.wordpress.com/2011/08/24/comunidad-andina-acuerda-impulsar-integracion-energetica-regional>

⁸⁶ <http://www.burodeanalisis.com/2011/05/31/ecuador-intercambiara-electricidad-con-peru-y-colombia-en-periodos-de-estiaje-de-forma-permanente>

⁸⁷ La energía firme del sistema se denomina a la máxima demanda energética, que puede ser suministrada de manera continua por las centrales hidráulicas, durante las épocas de estiaje más severas registradas en la historia.

energía entre Ecuador y Perú, además de seguir contando con la CAN como institución supranacional y la D.757 y sus anexos que contienen el marco bilateral vigente para la realización de estos nuevos intercambios. No obstante, es importante resaltar que los objetivos de la D.536 de 2002 son confrontados en sus principios por los anexos I y II de la D. 757 de 2011 donde se logran acuerdos bilaterales diferenciados.

Por otra parte, uno de los avances más recientes para la región podría ser el impulso cobrado a través de la *Declaración de Galápagos y la Declaración de Lima sobre la Interconexión Eléctrica Andina* en el 2011, que contó con la participación de los Ministros de Relaciones Exteriores, Ministros y Altos Funcionarios del Sector Energético de Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú para avanzar en el desarrollo de lo que sería el Corredor Eléctrico Andino. Sin embargo, debemos analizar dos elementos principalmente.

En primer lugar, uno de los objetivos de la Declaración de Galápagos en abril del 2011 consiste en la creación de un Consejo de Ministros como máxima instancia para el desarrollo de la Integración Eléctrica Andina. Sin embargo, de acuerdo con Elba Roo⁸⁸, responsable del Proyecto de Integración Energética de la Comunidad Andina en diálogo sostenido el 4 de octubre del 2011, las iniciativas y las Declaraciones expresadas por los Señores Ministros de Electricidad y Altos Funcionarios del Sector Energético en el 2011 son procesos paralelos y no están por el momento circunscritos a lo adelantado por la CAN en el tema de la interconexión eléctrica regional.

En segundo lugar, las dos Declaraciones, la de Galápagos y la de Lima, buscan la conformación de un Grupo Regulatorio encargado de los marcos regulatorios de los

⁸⁸ Responsable del Proyecto de Integración Energética de la Comunidad Andina, Entrevista realizada el 4 de octubre del 2011.

intercambios de electricidad sobre la base de los acuerdos bilaterales, así como de un Grupo de Planificación, encargado de las conexiones internacionales y de gestionar la contratación de una consultoría para la identificación de la infraestructura de transmisión (Declaración de Lima, 2011.). Cabe indicar al respecto que, en el caso de la CAN y con la instrumentalización de la D.536 desde hace varios años existen los grupos de trabajo CANREL, GTOR y GOPLAN, con estas mismas funciones de planificación y regulación, pero como decíamos anteriormente, por el momento son iniciativas paralelas y no están operando conjuntamente (Ver Capítulo I).

2. Bolivia y los acuerdos energéticos con los Países Andinos

En la actualidad, la única política energética de los Países Andinos a través de la Comunidad Andina corresponde a la Decisión 757 de agosto del 2011. En ésta decisión, se decide dar dos años más para el estudio, la revisión y la elaboración de un nuevo marco general que rijan las interconexiones eléctricas para todos los países miembros, y entre tanto, define en su anexo I y II el marco bilateral para los intercambios entre Colombia-Ecuador y Ecuador-Perú.

En el caso de Bolivia, su incorporación a la norma comunitaria se genera en Julio del 2006 mediante D. 639⁸⁹. Si bien Bolivia no cuenta en aquel momento ni en la actualidad con la generación, la infraestructura y el mercado eléctrico suficiente para exportar energía e interconectarse a los Países Andinos, en el capítulo segundo veíamos que su participación en los acuerdos energéticos de la CAN responden también a una estrategia estatal que ve en las exportaciones de electricidad una fuente de ingresos a futuro. (Ver Capítulo II:) Así mismo, en el capítulo se observaba que las posibilidades de Bolivia para exportar o importar electricidad con los países Andinos es muy baja, debido

⁸⁹ Comunidad Andina, Decisión 639, Gaceta Oficial, en, www.comunidadandina.org

a que su mercado natural, que es la frontera Sur con el Perú, no cuenta con las proyecciones de mercado suficientes, y lo que existe, son intercambios de baja frecuencia entre Desaguadero y Puno y las poblaciones del norte del lago Titicaca que no se encuentran reguladas ni reconocidas por ninguno de los dos países (Ver Capítulo II).

Adicionalmente, hacíamos referencia al *Estudio para el Análisis de Prefactibilidad Técnico Económica de Interconexión Eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú*, el cual fue presentado por la Comisión Nacional de Energía de Chile en Julio del 2010 a los representantes del sector eléctrico de los países miembros de la CAN. En este estudio se identificó la posibilidad de interconectar los sistemas eléctricos de Bolivia y del Norte de Chile cuya proximidad geográfica permitiría flujos bidireccionales de electricidad.

En relación al estudio, éste fue encargado por el PNUD y desarrollado por las empresas consultoras Estudios Energéticos Limitada Colombia, Consultores Supervisores y Asesores Nacionales S.A.C Perú, y KAS Ingeniería S.A. Chile. El estudio fue elaborado con el apoyo de las autoridades energéticas de Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú, junto con representantes de la CAF, OLADE y CIER. A continuación se encuentran algunas de las conclusiones más importantes.

En primer lugar, el estudio plantea que los principales obstáculos regulatorios parten de la falta de una institucionalidad supranacional que pueda reglamentar los intercambios y las interconexiones de energía. De esta manera, se sugiere realizar un acuerdo político entre los cinco países y conformar un grupo regulatorio, otro de

planeación y otro de los mercados⁹⁰. Un año después, en las Declaraciones de Galápagos y de Lima se hacía el llamado a la conformación de estos grupos.

En segundo lugar, el estudio de prefactibilidad del PNUD presenta algunas proyecciones de la manera como podría interconectarse cada sistema a futuro. En este sentido, los escenarios descritos parten de la integración e intercambios de electricidad entre Ecuador y Perú en el 2010-2014, Perú y Chile en 2012-2015 y el Sistema Grande del Norte de Chile con Bolivia entre el 2015-2022.

Tabla No. 8 Definición de Interconexiones de los Sistemas de Transmisión

<i>Interconexión y año</i>	<i>Línea</i>	<i>Distancia Km</i>	<i>Capacidad Mw</i>	<i>Inversión Miles de dólares</i>
Colombia-Ecuador 2010-2014	San Marco- Pomasqui	552	1.500	210.942
Colombia-Ecuador	Jamondino- Pomasqui	213	225	Ya existe
Ecuador-Perú 2010-2014	Trujillo- Yaguachi	638	1.000	174.427
Perú-Chile 2012-2015	Montalvo-Crucero	645	1.500	401.646
Bolivia-Chile 2014-2022	Chilcobija- Chuquicamata	498	340	163.735

Fuente: PNUD, *Estudio para el Análisis de Pre-factibilidad Técnico Económica de Interconexión Eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú*, Santiago de Chile, 2010.

⁹⁰ Ministerio de Energía, Comisión Nacional de Energía, presentación del estudio, *Análisis de Prefactibilidad Técnico Económica de Interconexión Eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú*, Julio, 2010, en, Comunidad Andina, *Vigésimo Segunda Reunión del Grupo de Trabajo de los Organismos Reguladores de la Comunidad Andina GTOR*, Lima, 6 de Julio de 2011.

En relación al estudio presentado por Chile, cabe indicar que por lo pronto no representa mayor compromiso para Bolivia. De acuerdo con Fernando Nerì y Ximena Rodas⁹¹, los estudios de factibilidad técnica y económica para la interconexión de los sistemas eléctricos chileno y boliviano es un tema que data hace muchos años atrás. Sin embargo, hasta el momento no ha sido objeto de estudio y confrontación por los especialistas y técnicos del sector eléctrico boliviano y por lo tanto Bolivia no adelanta ningún proyecto ni posición al respecto.

Así mismo, analizando la participación de Bolivia en las reuniones acordadas por el CANREL, GTOR y GOPLAN de la CAN, encontramos que la mayoría de las veces ha sido representada y asistida por el Primer Secretario de la Embajada de Bolivia en Perú y no por técnicos especialistas en el sector eléctrico que ayuden a definir los alcances de Bolivia en los mencionados proyectos. En el caso de la Presentación del Estudio de Interconexión Regional por parte de la Comisión Nacional de Energía de Chile en el marco de la XXII Reunión Ordinaria del GTOR, la participación de Bolivia fue representada por el Primer Secretario de la Embajada del Estado Plurinacional de Bolivia en el Perú, Víctor Cáceres Cáceres.

Finalmente, si observamos la participación de Bolivia en la Declaración de Lima sobre la Integración Eléctrica Andina, encontramos que Bolivia participa en condición de país invitado. A continuación un extracto de la Declaración: [...] *en virtud de lo anterior, Bolivia participó en calidad de País invitado, en la Reunión de Altos Funcionarios del Sector Energético, que tuvo lugar en la Provincia de Galápagos de la República del*

⁹¹ Ximena Rodas Sanjinéz, Responsable de Normas para Energías Alternativas, Ministerio de Hidrocarburos y Energía, entrevista realizada los días 18 y 19 de agosto del 2011.

Ecuador junto con los representantes de Chile, Colombia, Ecuador y Perú el 31 de marzo al 02 de abril del 2011 (Declaración de Lima, 2011).

Como podemos observar, podríamos decir que una fortaleza de Bolivia consiste en sus buenas intenciones de ayudar en la promoción para que la interconexión de sistemas eléctricos e intercambio de electricidad sea desarrollado por los países de la región. Sin embargo, una de nuestras conclusiones consiste en que la mayor debilidad para la integración eléctrica de los Países Andinos son las bajas posibilidades que tiene Bolivia de sumarse a dicho propósito, al menos en el corto y mediano plazo. Además, como lo veíamos en el capítulo II, los proyectos de generación de electricidad están orientados a satisfacer el consumo interno mientras avanza la universalización del servicio. Adicionalmente, de generarse excedentes de electricidad en Bolivia, éstos serían exportados con mayor facilidad al país vecino de Brasil (Ver Capítulo II).

3. Actores y desafíos de la Integración Eléctrica Andina.

La integración eléctrica de los Países Andinos se encuentra en el marco de la Decisión 757 de la CAN y de las Declaraciones de Galápagos y Lima sobre la Integración Eléctrica Andina. En relación con la primera podemos decir que los avances de la revisión y modificación de la D. 536 tiene un periodo de vigencia de dos años por lo que sus resultados se esperan solo hasta el año 2013. Por lo pronto, de acuerdo con Elba Roo, es claro que se optará por modificar gran parte de los principios de la D. 536, así como se tendrá en cuenta lo establecido en los anexos I y II de la D.757.

De igual manera, las Declaraciones de Galápagos y Lima constituyen una nueva iniciativa que tendrá como protagonistas a Colombia, Ecuador, Perú y Chile. De acuerdo con Elba Roo, para Chile las necesidades de diversificar las fuentes de abastecimiento de energía hacen que se propongan extender una línea que sea capaz de hacer llegar la

energía generada en Colombia y que tenga como países de tránsito de la energía a Ecuador y Perú.

Cabe indicar al respecto que a partir de la Decisión No. 666 de Junio de 2007 de la Comunidad Andina, se acordó que el tema de energía es de interés recíproco entre los países de la CAN y Chile. Por lo tanto, Chile participa de las reuniones de CANREL, GTOR y GOPLAN, como miembro asociado de la CAN con derecho a voz, pero no de voto. El anterior podría ser uno de los motivos para que las Declaraciones de Lima y de Galápagos sean paralelas a lo adelantado en la Comunidad Andina.

Para finalizar, podemos concluir que los actores para la promoción y ejecución de la Integración Eléctrica Andina se encuentran definidos en el marco de la Decisión No. 757 y la revisión a la D.536 de la Comunidad Andina. Así mismo, se ha creado un Consejo de Ministros como máxima instancia para el desarrollo de la Integración Eléctrica Andina y se han conformado dos grupos de trabajo liderados temporalmente por Colombia en el marco de la Declaración de Galápagos y de Lima sobre la Integración Eléctrica Andina.

Conclusiones

Una vez revisado el estado actual del sector eléctrico de Bolivia así como las iniciativas de integración eléctrica presentes en la región andina podemos concluir lo siguiente:

1. La debilidad más importante para la Integración Eléctrica Andina reside en las bajas posibilidades que tiene Bolivia de integrar su sistema de electricidad con los demás Países Andinos por motivos técnicos, económicos y diplomáticos.
2. Para Bolivia, existe más factibilidades de beneficiarse de una integración eléctrica o intercambio de electricidad con el País vecino de Brasil. Ejemplo de ello son las actuales negociaciones para la electrificación del Departamento de Pando y Noreste del Beni.
3. La situación actual de los bolivianos en relación al tema de electricidad hace que los esfuerzos del Gobierno estén orientados a satisfacer las necesidades de consumo eléctrico interno, así como en la obtención de la universalización del servicio.
4. La participación de Bolivia en los acuerdos de Integración Energética con la Comunidad Andina, a decir la Decisión 536 y la Decisión 757, son importantes para el Estado Boliviano en el sentido que le brinda un espacio de participación y reconocimiento político intracomunitario. Sin embargo, en términos generales, su participación es insuficiente, silenciosa y débil, ya que el país no demuestra mayor interés en ejecutar proyectos orientados a la integración eléctrica regional, salvo las iniciativas revisadas con el Brasil.
5. En la actualidad, la Integración Eléctrica Regional Andina se encuentra en el marco de la Decisión 757 de la CAN, así como de los avances del Consejo de Ministros de Electricidad y lo dispuesto en las Declaraciones de Galápagos y Lima en el 2011. Sin embargo, a falta de un trabajo conjunto entre lo adelantado por la CAN y el actual

Consejo de Ministros de Electricidad, demuestran una debilidad institucional supranacional y por tanto, el desarrollo de un Corredor Eléctrico Andino requiere ser evaluado y analizado en función de una estrategia energética regional, o en su defecto, en el marco de los interés geopolíticos que el acceso a la electricidad pueda estar generando en la región. Al respecto, es necesario hacer un seguimiento a la modificación de la Decisión 536, así como hacer un monitoreo a lo adelantado por el Consejo de Ministros, y en especial, por los grupos de planificación liderados temporalmente por Colombia.

6. En relación a las declaraciones de Galápagos y de Lima, Bolivia participa en condición de *País Invitado* ratificando sus buenas intenciones de cooperación regional, pero demostrando a su vez sus bajas posibilidades de interconexión eléctrica con los Países Andinos.

7. Para finalizar, las posibilidades de ver un mercado y un corredor Eléctrico Andino que integre a todos los países y logre los beneficios esperados, son muy bajos por el momento. Solamente se cuenta con experiencias bilaterales y la mayor fortaleza reside en países como Colombia, Ecuador y Perú, quienes en la actualidad cuentan con las posibilidades de realizar estos intercambios. Por lo pronto, Chile seguirá buscando la manera de diversificar su abastecimiento de electricidad mientras Bolivia tendrá que seguir asumiendo sus problemas de generación interna y sus objetivos de universalización del servicio.

Bibliografía

- Acta de Iguazú del 22.06.1966.
- Artículo XIII del Tratado de Yacyretá, en, <http://www.yacyreta.org.ar>
- Barrio, J. Félix, Perspectivas de las redes Eléctricas Inteligentes en Europa, CIEMAT, Centro de Investigaciones Energéticas, Ambientales y Tecnológicas, Asunción, Mayo del 2010.
- Bullón Miro, Fernando, El mundo ante el Cénit del Petróleo, Informe sobre la cúspide de la producción mundial de petróleo, AEREN, Asociación para el Estudio de los Recursos Energéticos, Enero de 2006.
- Canesse, Ricardo, La integración eléctrica del Cono Sur de América en el contexto del desarrollo sustentable, Comisión de Entes Binacionales Hidroeléctricos (CEBH–MRE), I Taller Regional de Electricidad – Asunción – Paraguay 26 y 27 de mayo del 2010.
- CEDLA, Crisis Económica y Políticas Energéticas. Memoria del Seminario Internacional, Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario La Paz, Marzo 2011.
- Coaquira Siñani, Teresa, Análisis ambiental de la política energética boliviana, Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario/Plataforma Energética, Serie Investigaciones de la Plataforma Energética N° 4, CEDLA, La Paz, Septiembre 2010.
- Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), Políticas Innovadoras, Lecciones Aprendidas Y Mejores Prácticas En Los Temas De Energía, Desarrollo Industrial, Contaminación Del Aire/Atmósfera Y Cambio Climático En La Región De América Latina Y El Caribe, Ciudad de México, México, septiembre de 2006

- Comunidad Andina de Naciones, Acta de la IV Reunión del Grupo de Desarrollo del Acuerdo Operativo de las Interconexiones de la Región Andina, Quito- Ecuador. Noviembre de 2002.
- Comunidad andina de Naciones, Agenda Ambiental Andina 2006-1010, Documentos informativos, SG/di 799/Rev. 12 de septiembre de 2006.
- Comunidad Andina de Naciones, Alianza Energética Andina, Bases de la Alianza Energética Andina en: <http://www.comunidadandina.org/energia/alianza.htm>
- Comunidad Andina Decisión 536 Marco General para la Interconexión Eléctrica e Intercambio Intracomunitario de Electricidad, en, Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena, www.comunidadandina.org
- Comunidad Andina, Decimo Segunda Reunión del Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad – CANREL– SG/CANREL/XII/ACTA, Lima, Perú, 7 de Julio de 2010, en, en Gaceta Oficial de la Comunidad Andina, www.comunidadandina.org
- Comunidad Andina, Gaceta Oficial, Decisión 720 en, www.comunidadandina.org
- Comunidad Andina, Gaceta Oficial, Decisión 757, 2011, en, www.comunidadandina.org
- CONELEC, Estadística Sector Eléctrico Ecuatoriano, Resumen Primer Semestre 2009, Retrieved Enero 15, 2010, from <http://www.conelec.gov.ec/images/documentos/FPS2009.pdf>
- Constitución Política del Estado Boliviano 2009.
- Corrales Leall, Werner, Los cluster Energéticos, los servicios de Energía y las negociaciones comerciales Internacionales en una estrategia boliviana de desarrollo económico apoyada en el gas natural, Junio de 2004.

- De Greiff, C., & Vásquez, C., Energía soporte del Desarrollo, Cámara de Comercio de Medellín para Antioquia, 2002.
- De las Muñecas, Alan Moscoso, San Martín, Andrés salinas, Informe Sectorial, Bolivia Sector Eléctrico, PCR Pacific Credit Rating, 17 de Enero del 2011.
- Declaración de Lima sobre la Interconexión Eléctrica Andina, Lima – Perú, 2011.
- Decreto Supremo No 29191 del 14 de Julio del 2007, Bolivia.
- Decreto Supremo No. 0071 Bolivia, 9 de abril del 2009.
- Decreto Supremo No. 24043 de 1995. Bolivia.
- Decreto Supremo No. 28567 del 22 de diciembre del 2005, Bolivia.
- Energy Press RDC, Energía Eléctrica 2011, Research and Documentation Center, julio de 2011, pp. 4
- Fernández Díaz, Luis José, Rosado Martín, Mariano, La seguridad en el abastecimiento de Energías Fósiles, en, Ministerio de Defensa, La crisis Energética y su repercusión en la economía. Seguridad y Defensa Nacional. Centro Superior de Estudios de la Defensa Nacional, Junio del 2008.
- Fernández F., Miguel, Rol e impacto socioeconómico de las Energías Renovables en el área rural de Bolivia, Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario/Plataforma Energética, Serie Investigaciones de la Plataforma Energética N° 5, CEDLA, La Paz, octubre 2010.
- Gaceta del Senado, N. 4, año 2006, 31 de Mayo, México.
- García, Franco, Baja oferta Eléctrica y alta demanda en últimos 15 años genero actual crisis, en, Reporte Energía No. 61, Bolivia, 16 al 31 de Junio del 2011
- Gómez, Enrique, Tendencias y desafíos para el desarrollo del sector eléctrico boliviano, Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario/Plataforma

Energética, Serie Documentos de Trabajo – Plataforma Energética N° 2, CEDLA, La Paz, julio 2010.

- Inchauste Sandoval, Christian, Hacia una política de industrialización del gas natural en Bolivia, Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario/ Plataforma Energética, Serie Investigaciones de la Plataforma Energética N°3, CEDLA, La Paz, julio 2010.
- Jim Shultz, Rebecca Hollender, Bolivia y su litio ¿Puede el “oro del siglo XXI” ayudar a una nación a salir de la pobreza?, Un informe especial del Centro para la Democracia, Mayo 2010.
- Ley No. 1604 de Electricidad del 21 DE DICIEMBRE DE 1994, Bolivia.
- López A., José Hilario, La crisis energética mundial: una oportunidad para Colombia, Universidad Nacional de Colombia, Dyna, noviembre, año/vol. 72 número 174, 2005.
- Lourdes, Espinoza, Liberalización, riesgo regulatorio e inversiones en el mercado de la generación de electricidad en Bolivia, en, Seoane Flores, Alfredo, coor.; Debates sobre desarrollo e inserción internacional, pp. 335-366, La Paz, BO: CIDESUMSAOXFAM, 2009.
- Memorándum de Entendimiento Relativo a los Intercambios Eléctricos e Integración Eléctrica en el Mercosur aprobado por Decisión del Consejo del Mercado No. 10/98.
- Memorándum Relativo a los Intercambios Gasíferos e Integración Gasífera en el Mercosur aprobado por decisión del Consejo del Mercado No. 57/93.
- MERCOSUR/GMC/RES No. 57/93.

- Ministerio de Energía y Minas, Perú, Sector Eléctrico 2009, Retrieved Junio 10, 2010, en, <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Electricidad/publicaciones/BROCHURE%20electricidad%202009.pdf>
- Ministerio de Hidrocarburos y Energía de Bolivia, Balance Energético Nacional 2000-2009, La Paz – Bolivia, Enero, 2011.
- Ministerio de Minas y Energía de Colombia, Plan de Expansión de Referencia 2009 – 2023, Unidad de Planeación Energético Minera, Bogotá, abril del 2009.
- Ministerio de Obras Públicas y Vivienda, Vice ministerio de Electricidad y Energías Alternativas, Programa Electricidad para Viviendas con Dignidad, Bolivia, 2006.
- Muños Ramos, Alfredo, Fundamentos para la Constitución de un Mercado Común de Electricidad, CEPAL, Division de Recursos Naturales e Infraestructura, Santiago de Chile, Julio del 2004, pág. 13.
- Ochoa Jaramillo, María Camila, Análisis de la Integración Eléctrica Panamá-CAN Bajo el esquema de subasta implícita, Tesis de Maestría, Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Minas, Medellín, abril de 2010.
- OLADE, Información Económica Energética, versión No. 18 Organización Latinoamericana de Energía, Noviembre del 2009.
- Organización Latinoamericana de Energía, Informe de Estadísticas Energéticas 2009, OLADE, 2009. en www.olade.org
- Oxfam Internacional, Bolivia, Cambio Climático, Pobreza y adaptación, Octubre 2009, en, www.oxfam.org

- Pérez, Roberto, Kipreos, Nicolás, Análisis de Factibilidad de Interconexión del SING con Argentina, Perú, Bolivia y el SIC, Pontificia Universidad Católica de Chile, 2010.
- Plataforma energética, Bolivia teme sufrir duros impactos por megarepresas que construye Brasil, La paz, 9 de junio del 2011, en, <http://plataformaenergetica.org/content/2869>
- Plataformaenergetica.org, Expansión hidroeléctrica: ¿Bolivia marcha otra vez sin plan y a ciegas?, La Paz, 04 de agosto del 2010, en, <http://plataformaenergetica.org/content/1707>
- Plataformaenergetica.org, Gobierno y la empresa Guaracachi anuncian el fin de la crisis energética, La Paz, 18 de agosto del 2011, en, <http://plataformaenergetica.org>
- Plataformaenergetica.org, Tarifas de luz: Gobierno analiza retirar la subvención a las grandes industrias, La Paz, 14 de septiembre del 2011, en, <http://plataformaenergetica.org/content/3030>
- PNUD, Estudio para el Análisis de Pre-factibilidad Técnico Económica de Interconexión Eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú, Santiago de Chile, 2010.
- Prieto, P. A., La curva de Hubbert como la vida misma, 2005, en, <http://www.elinconformistadigital.com/modules.php?op=modload&name=News&file=article&sid=912&mode>
- Primer informe a los Presidentes de los Países Andinos sobre El potencial energético de la Subregión Andina como factor estratégico para la seguridad energética regional y hemisférica, BID, CAF, CAN, CEPAL, OLADE, UNCTAD, Julio 2002.

- Proaño, Jorge Roberto, El sector eléctrico: un nuevo actor en el mercado exportador ecuatoriano, Quito, EC: Universidad Andina Simón Bolívar, Sede Ecuador, Universidad Externado de Colombia, 2003.
- Rosental, Rubens, Castro, Nival de José, La Integración del Sector Eléctrico en América del Sur: Características y Beneficios, I Taller Regional de Electricidad – Asunción – Paraguay 26 y 27 de mayo del 2010.
- Ruiz Caro, Ariela, Puntos de Conflicto de la Cooperación e Integración Energética de América Latina y el Caribe, CEPAL, División de Recursos Naturales e Infraestructura, Santiago de Chile, marzo de 2010. pp. 49.
- Salinas Guzmán, Juan Carlos, El estado de la planificación energética en Bolivia, Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario/ Plataforma Energética, Serie Investigaciones de la Plataforma Energética N° 1, CEDLA, La Paz, junio 2010.
- Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América central, en, www.eprsiepac.com
- UPME, Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2009-2023, Bogotá, Colombia, abril 2009.
- Wolak, F. A., Designing and Monitoring a Regional Transmission Organization (RTO), Retrieved Mayo 3, 2009, en, <http://www-leland.stanford.edu/~wolak/>

Entrevistas

- Alejandro Quispe, Jefe de Precios en Generación y Transmisión de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad de Bolivia, entrevista realizada el día 10 de agosto del 2011 en la Ciudad de la Paz, Bolivia.
- Elba Roo, Responsable del Proyecto de Integración Energética de la Comunidad Andina, Entrevista realizada el día 4 de octubre del 2011 en la ciudad de Lima-Perú.

- Fernando Nerí, Consultor Independiente del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas de Bolivia, entrevista realizada el día 19 de agosto del 2011 en la Ciudad de la Paz, Bolivia.
- Ximena Rodas Sanjinéz, Responsable de Normas para Energías Alternativas, Ministerio de Hidrocarburos y Energía de Bolivia, entrevista realizada los días 18 y 19 de agosto del 2011 en la Ciudad de la Paz, Bolivia.