

Aliaga Lordemann, Javier; Buch, Franziska; Bueno L., Adriana

Working Paper

El sector eléctrico en Bolivia

Documento de Trabajo, No. 04/12

Provided in Cooperation with:

Instituto de Investigaciones Socio-Económicas (IISEC), Universidad Católica Boliviana

Suggested Citation: Aliaga Lordemann, Javier; Buch, Franziska; Bueno L., Adriana (2012) : El sector eléctrico en Bolivia, Documento de Trabajo, No. 04/12, Universidad Católica Boliviana, Instituto de Investigaciones Socio-Económicas (IISEC), La Paz

This Version is available at:

<http://hdl.handle.net/10419/72757>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.



Instituto de Investigaciones Socio Económicas

Documento de Trabajo No. 04/12
Abril 2012

El Sector Eléctrico en Bolivia

por:
Javier Aliaga Lordemann
Franziska Buch
y Adriana Bueno L.

1. Introducción

El esquema institucional vigente en el sector eléctrico boliviano, determina que la producción de electricidad está segmentada verticalmente en tres actividades: generación, transmisión y distribución. Todas las empresas participantes son reguladas por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad. Por su naturaleza de monopolios naturales, la distribución y la transmisión de electricidad son reguladas otorgándoles una rentabilidad garantizada. En cambio, para la generación de electricidad, se supone la existencia de condiciones de *Competencia Perfecta*. Por esta razón, la generación de electricidad busca responder a los mecanismos del mercado, estableciendo tarifas a *Costo Marginal* para la potencia y la energía entregadas.

Debido al tipo de regulación, los precios con los que se remunera al *distribuidor* y al *transportador* son relativamente estables. En cambio, los precios pagados en el mercado eléctrico de generación tenderán a oscilar: mayores precios cuando la demanda crece en relación a la oferta, menores precios cuando la demanda es inferior a la oferta y precios estables si la demanda y la oferta crecen en la misma proporción. En conclusión, mientras que el sector de distribución y el sector de transmisión de electricidad enfrentan condiciones financieras estables, el sector de generación es sujeto a incertidumbre en lo que a sus rentabilidades se refiere.

En este marco, la política del gobierno de reducir tarifas al consumidor final perjudica en forma especial al sector de generación, cuyas rentabilidades se ven reducidas. Este impacto es particularmente negativo en el caso de las empresas hidroeléctricas, puesto que los bajos precios del gas natural empleado para generar electricidad reducen el precio de la energía y por lo tanto sus ingresos. Esta subvención al gas natural no perjudica a los que generan electricidad con unidades térmicas puesto que se benefician de dicha subvención, el resultado es una paralización casi total en las inversiones en la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas, incrementando el porcentaje de la generación por medios térmicos que utilizan recursos no renovables, lo cual va en dirección opuesta a la política del gobierno de modificar la matriz energética promocionando la utilización de energías renovables como “una de las aristas principales de su política”.

El objetivo de este trabajo es analizar la infraestructura disponible del sector eléctrico, así como las condiciones técnicas y económicas para apuntalar la generación eléctrica con energías renovables. Para tal efecto el documento presenta la siguiente estructura. En la segunda sección se presenta infraestructura disponible y capacidad técnica de la generación de electricidad, en la tercera sección se presenta precios de energía y tarifación. En la última sección se dan a conocer las principales conclusiones y recomendaciones.

2. Infraestructura Disponible y Capacidad Técnica

Descripción general del sector de la electricidad

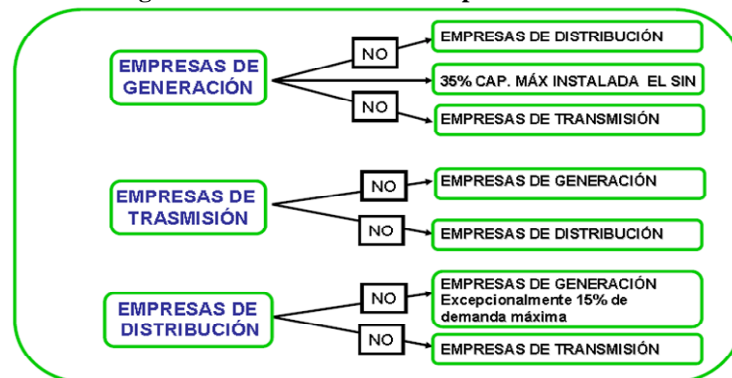
El sector eléctrico de Bolivia está conformado por: (1) el Sistema Interconectado Nacional (SIN), que en 2009 representa el 81,6% de la capacidad instalada y el 88% de la generación del país. Su red tiene una longitud de 1,900 km, que cubre la parte central y sur del país (i.e. La Paz, Cochabamba, Santa Cruz, Oruro, Potosí, Chuquisaca y Beni); (2) los Sistemas Aislados, los Sistemas Aislados Menores y los Auto-productores de la red – los

diversos productores y plantas generadoras independientes cubren las zonas norte y oeste del país.

La Ley de Electricidad establece que las empresas que constituyen el SIN deben estar desagregadas verticalmente en empresas de generación, transmisión y distribución, dedicadas exclusivamente a una sola de estas actividades, evitando la vinculación de propiedad directa e indirecta entre éstas. En este sentido, operan de forma coordinada e integrada en el suministro de energía eléctrica en los departamentos de La Paz, Cochabamba, Santa Cruz, Oruro, Potosí, Chuquisaca y Beni.

En el sector de la generación, con el objetivo de promover la competencia, las empresas no pueden ser propietarias de más de 35% de la capacidad instalada del SIN (Véase, Figura 1). Actualmente, esta desintegración vertical, está siendo modificada con la asignación de funciones de generación, transmisión y distribución a la Empresa Nacional de Electricidad ENDE. Aunque la transmisión y la distribución, por su naturaleza, son en realidad monopolios regulados.

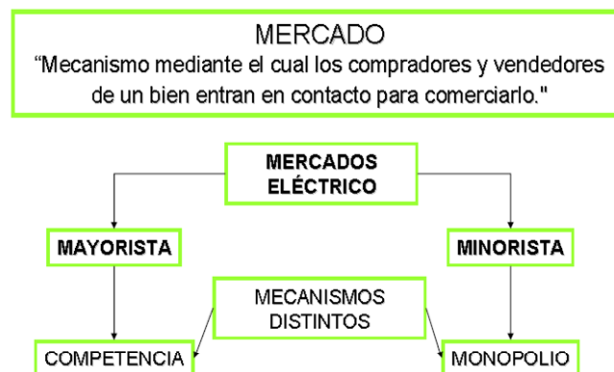
Figura 1: Estructura de las empresas en el SIN



Fuente: SE (2006)

Desde otro punto de vista, el SIN está conformado por los mercados eléctricos mayorista y minorista. El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), está conformado por empresas de generación, transmisión, distribución y consumidores no regulados; mientras que el Mercado Eléctrico Minorista, está conformado por empresas de distribución y consumidores regulados (Véase, Figura 2).

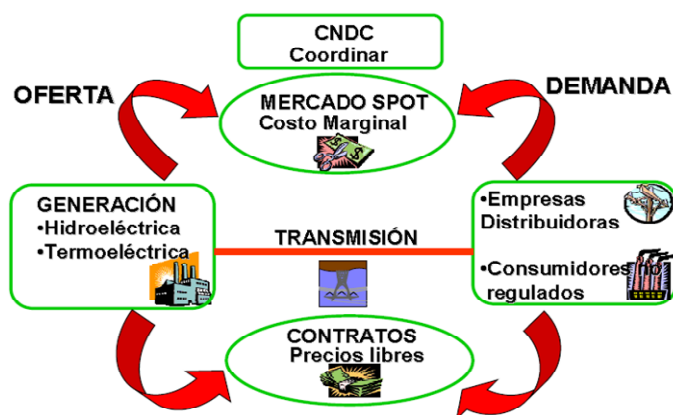
Figura 2: Estructura del Mercado eléctrico



Fuente: SE (2005)

Respecto del funcionamiento del mercado, se establece que las transacciones de compra y venta de electricidad en el MEM pueden realizarse a través del mercado de contratos, en función a los precios definidos en los contratos de suministro y en el mercado spot, donde las transacciones se realizan a corto plazo, de acuerdo a precios que se definen cada hora¹. En general las distribuidoras y los consumidores no regulados efectúan sus compras en el mercado spot (Véase, Figura 3).

Figura 3: Funcionamiento del Mercado Eléctrico



Fuente: SE (2006)

El Segmento De Generación

La estructura del sistema de generación de electricidad del SIN está conformado por un conjunto de empresas, tanto termoeléctricas como hidroeléctricas, distribuidas en las ciudades de La Paz, Santa Cruz, Cochabamba, Oruro, Potosí, Sucre y Trinidad; cabe mencionar que también existen sistemas eléctricos aislados, principalmente en las ciudades de Tarija, Cobija, Villamontes, Yacuiba, Bermejo, Riberalta, Guayaramerín y otros centros urbanos.

En términos de producción de energía eléctrica, las termoeléctricas inyectan al SIN aproximadamente el 60% de la producción mientras que las hidroeléctricas el 40%. Las principales empresas hidroeléctricas que operan en el Sistema Interconectado Nacional son: COOBE, CORANI, HIDROBOL, RIO ELECTRICO, SYNERGIA y SDV. A pesar de ello la participación de las centrales hidroeléctricas en la generación bruta de energía supera a su participación en capacidad instalada.

Es importante destacar que casi la totalidad de la generación termoeléctrica en Bolivia utiliza gas natural como combustible. Otras fuentes alternativas son la biomasa proveniente de la caña de azúcar en la central de Guabirá y unidades dual-fuel que combinan el uso del diesel con el gas natural como p.e. en la central Aranjuez ubicada en la ciudad de Sucre.

El Segmento de Transmisión

La Ley de Electricidad define al Sistema Troncal de Interconexión (STI) como la parte del Sistema Interconectado Nacional que comprende las líneas de alta tensión, incluidas

¹ Sólo la minera San Cristóbal ha suscrito contratos de suministro.

sus correspondientes subestaciones. Los componentes del STI deben operar en tensiones mayores o iguales a 69 kW, ser propiedad de un agente Transmisor, dimensionados como un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado (STEAs), de acceso abierto, estar operados bajo la dirección del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) y ser utilizados por el Mercado Eléctrico Mayorista en su conjunto, exceptuando las instalaciones de inyección o retiro. Además, en condiciones normales de operación, debe existir la posibilidad de flujo de corriente bidireccional. Actualmente el segmento de transmisión en Bolivia está conformado por las siguientes entidades dentro del SIN: La Empresa Transportadora de Electricidad S. A. (TDE); ISA Bolivia; ENDE y Tesa San Cristóbal.

El Segmento de Distribución

Las empresas distribuidoras participan en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en el cual compra energía de los generadores en grandes cantidades y en niveles de tensión altos y utilizan el sistema de transmisión para llevar esta energía hasta sus puntos de conexión. En este mercado la demanda de energía se encuentra condicionada fundamentalmente por las características de demanda de las empresas distribuidoras (87% del mercado de energía). Participa a su vez del Mercado Eléctrico Minorista (MIN), vendiendo energía al detalle en cantidades menores y en niveles de tensión menores a los consumidores regulados.

Dentro del Mercado Minorista, la principal característica de las empresas distribuidoras viene dada por su estructura de mercado con altos niveles de inversión y costos marginales decrecientes, se trata de un Monopolio Natural, por lo tanto debe ser regulado en búsqueda de una semejanza a mercados competitivos. Mientras que en el mercado Mayorista las empresas distribuidoras cubren los costos de la energía y potencia compradas a los generadores y los costos de transmisión que se pagan a las empresas transportadoras, costos que responden a criterios de optimización en la asignación de los recursos.

En los Sistemas Aislados, destacan las empresas distribuidoras de pequeño y mediano tamaño, que dependen de la generación local y en las cuales está permitida la integración vertical. En estos casos, la generación de energía está mayormente encargada a grupos que funcionan con diesel y, en algunos casos, a gas natural; además, enfrentan altos costos de mantenimiento, dando resultado un costo de generación más alto que los costos del SIN². Los otros Sistemas Aislados Menores tienen una capacidad instalada efectiva menor a 1,000 kW y su producción de energía eléctrica no supera los 1,850 MWh anuales. Finalmente, los Auto productores (e.g. ingenios azucareros y centros mineros), satisfacen sus requerimientos de demanda eléctrica; no se cuenta con información oficial.

2.1 Desarrollo Energético

La producción de energía primaria ha ido creciendo a través de los años³; así, la oferta total de energía primaria por habitante ha cambiado de 3.08 Bep/hab en 2000 a 4.54 Bep/hab a finales del 2007. Sin embargo, la intensidad energética del país se ha mantenido invariable denotando el lento avance tecnológico en el sector energético. Por su parte, el consumo de energía secundaria (electricidad) ha pasado sólo de 0.10 Bep/hab en el año 2000 a 0.129 Bep/hab en el 2007.

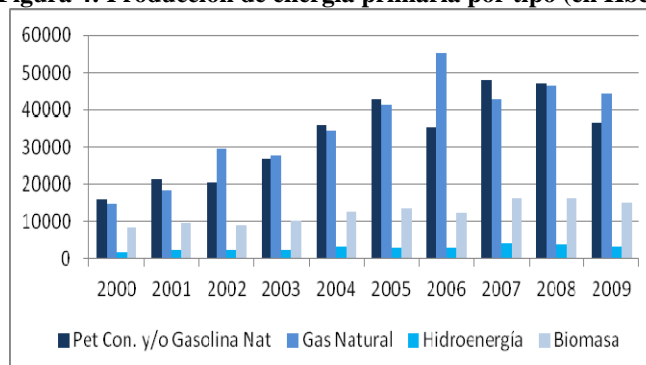
² La excepción pertenece a los sistemas aislados administrados por CRE que en base a la aplicación del Decreto Supremo 27030 ha podido repartir el Valor Agregado de Distribución entre todos los sistemas que administra.

³ Este agregado ha pasado de 41,241 Kbp en el año 2000 a 99,589 Kbp en 2009, después de un pico de 114,002 Kbp el año anterior.

Producción y Oferta de Energía Primaria

En Bolivia la producción de energía primaria está compuesta principalmente por cuatro energéticos: gas natural, petróleo condensado y/o gasolina natural, biomasa e hidroenergía. En este sentido, su producción ha mantenido una tendencia creciente desde el año 2000 al año 2006, sin embargo a partir de 2007 ha mantenido una tendencia decreciente hasta el año 2009; además, en la Figura 4, se puede observar que el crecimiento en producción mediante hidroenergía es casi nulo, mientras que la producción de gas natural prácticamente se triplicó respecto al año 2000.

Figura 4: Producción de energía primaria por tipo (en Kbep)



Fuente: Elaboración propia, Balance Energético Nacional (BEN) 2008

Según el Balance Energético Nacional (BEN) 2008, elaborado por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE), la producción total de energía primaria en Bolivia fue de 111,451 Kbep en 2007. La estructura de esta producción está principalmente constituida por gas natural (78%), un 16% de petróleo, un 5% de biomasa y 2% de energía hídrica. El balance se cierra con un saldo exportador sobre producción de 83%.

Según origen, el 97% fue producción nacional de fuentes primarias y el 3% corresponde a importación. Por destino, el 66% fue a la exportación y al abastecimiento de centros de transformación. Al consumo propio y al consumo final de los sectores, se destina un 33%⁴, donde el 94% de las exportaciones fue Gas Natural.

Por estructura de oferta, el 81% está compuesto por recursos no renovables, correspondiendo el 19% restante a recursos renovables –lo que muestra una fuerte dependencia hacia el primer tipo. Al mismo tiempo se evidencia un perfil energético exportador –el 64% es Gas Natural de la producción primaria que se destina a la exportación. La estructura energética doméstica es también poco diversificada. Aliaga (2008) expone que la oferta interna bruta total (OIBT)⁵ en 2007 fue de 38,050 Kbep, con un 43% de petróleo y derivados; un 38% de gas natural y derivados; un 14% de biomasa y el 5% de energía hídrica.

Producción y Oferta de Energía Secundaria

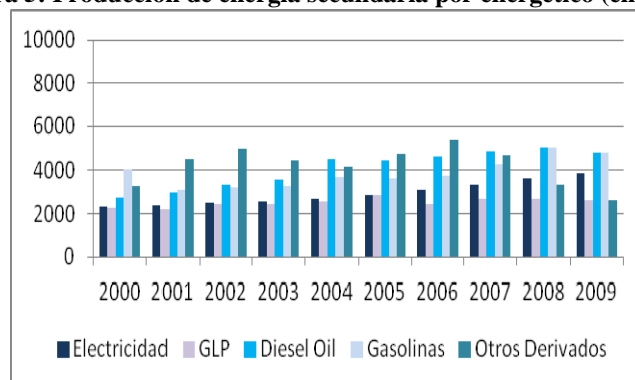
Respecto a la energía secundaria, la producción se incrementó de 14,398 Kbep el año 2000 a 18,737 Kbep el año 2009, alcanzando el tope de 19,975 Kbep en 2007 (Véase, Figura

⁴ El balance se completa con 109 Kbep de aumento de inventarios y 458 Kbep de Gas Natural no aprovechado que se restan a la OIBT.

⁵ OIBT = oferta de energía primaria + oferta de energía secundaria - producción de energía secundaria.

5). En la figura 6, se puede observar claramente la evolución del consumo de diesel, misma que no fue acompañada por un incremento en su producción. Aunque con altos costos financieros y de oportunidad, se ha procedido a cerrar la brecha formada a través de la importación de este producto.

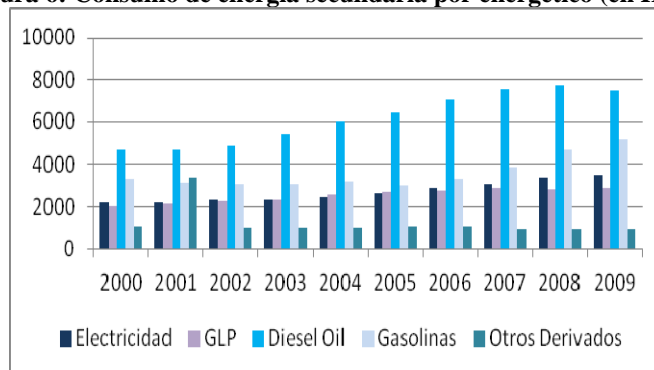
Figura 5: Producción de energía secundaria por energético (en Kbep)



Fuente: Elaboración propia, Balance Energético Nacional (BEN) 2008

Respecto a la generación secundaria de energía, el Balance Energético Nacional detalla que la Generación Bruta de Electricidad en 2007 fue de 3,613 Kbep (5734 GWh). El 40% fue a través de centrales hidroeléctricas y el 60% en centrales termoeléctricas. Por su parte, las centrales termoeléctricas consumieron 6,117 Kbep de combustibles – el 91% gas natural, el 5,2% biomasas (bagazo), y el 3,7% restante diesel – mostrando de esta manera una inadecuada composición de la curva de carga eléctrica, que se encuentra fuertemente sesgada hacia la generación térmica.

Figura 6: Consumo de energía secundaria por energético (en Kbep)



Fuente: Elaboración propia, Balance Energético Nacional (BEN) 2008

2.2 Sistemas de Electricidad

En 1993 sólo el 56% de la población nacional contaba con servicio eléctrico. La cobertura eléctrica en el área urbana (poblaciones con más de 2.000 habitantes) era de 87%, mientras que en el área rural era solamente de 16%. Hacia fin del año 2005, a 11 años de aprobada la Ley de Electricidad, la cobertura en el área urbana alcanzaba al 89.9%, al 28.9% en el área rural y, en general, la cobertura en todo Bolivia al 68.29% según datos del INE. Al

año 2007, según datos disponibles del INE la cobertura en el área urbana alcanza a 98.2%, en el área rural al 46.56% y en general la cobertura en todo Bolivia al 80.16%. Sin embargo de 327 municipios existentes, 122 presentan una cobertura de electrificación inferior al 25%.

En 2007 se estimaba que existían unos 570,000 hogares rurales y zonas peri-urbanas, que aún no tienen acceso a energía eléctrica y muchos de ellos a ningún tipo de energía comercial. Aliaga (2008) estima que unos 200,000 hogares rurales puedan ser atendidos mediante la utilización de energías renovables descentralizadas (fundamentalmente sistemas fotovoltaicos o pequeños aerogeneradores) y que unos 100,000 hogares puedan ser atendidos con sistemas aislados de mini-redes con diversas fuentes (diesel, hidráulica, biomasa, sistemas híbridos, etc.).

2.3 Suministro de Electricidad

2.3.1 Capacidad Instalada

El año 1997, la potencia total disponible en el Sistema Interconectado Nacional fue de 793 MW, de los cuales el 38% correspondió a generación hidroeléctrica y el 62% a generación termoeléctrica. Doce años más tarde, en 2009, la capacidad de generación se elevó a 1,285 MW, de los cuales el 37% proviene de fuentes hidráulicas y el 63% de centrales que usan combustibles fósiles no renovables.

Durante el período de 1997–2009 (Véase, Tabla 1), el conjunto de las centrales hidroeléctricas creció, principalmente con la construcción de las centrales de Huaji (30 MW) y Kanata (7.6 MW) en el año 1999. Las adiciones de potencia más importantes sucedieron en el año 2002 con las centrales de Chojlla y Yanacachi (85.6 MW). El año 2004 inició operaciones la adición de potencia de la central de Santa Isabel (21 MW). A partir de esa fecha no se registraron importantes incrementos en centrales hidroeléctricas, excepto por la re-incorporación de la central de Santa Rosa, que fue re-construida, elevando su potencia de 13 a 17.5 MW a partir del año 2006 y la pequeña central de la empresa SDB en Kami, con una potencia de 2 MW, a partir del año 2007. De este modo, la potencia instalada en centrales hidroeléctricas creció desde 301.6 MW en el año 1997 a 480 MW en el año 2009.

En forma similar, las unidades de generación termoeléctrica que tenían una capacidad instalada de 793 MW el año 1997, elevaron su capacidad a 1,285 MW el año 2009. Las más importantes adiciones de capacidad fueron la instalación de nuevas turbinas a gas natural en Guaracachi el año 1999, con 150 MW y la central de Bulo-Bulo el año 2000 con 101 MW. Se instalaron también turbinas a gas natural de 60 MW en Guaracachi y la central a biomasa de Guabirá, con 25 MW, ambas el año 2007.

Tabla 1: Potencia Instalada en el Sistema Interconectado Nacional 1997 – 2009 (MW)

Año	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Hidroeléctricas	301.6	318.4	356.1	356.1	364.3	448.7	431.8	453.2	453.2	475.5	477.6	480.4	480.4
Termoeléctricas	491.6	491.6	641.2	735.7	713.6	696.6	650.2	696.6	696.6	712.9	798.9	804.7	804.7
Total	793	810	997	1,092	1,078	1,145	1,082	1,150	1,150	1,188	1,277	1,285	1,285

Fuente: CNDC (2009)

Durante el período 1997-2007, se mantuvo casi constante la proporción de capacidad instalada entre centrales hidroeléctricas y termoeléctricas alrededor de 62%, correspondiendo

aproximadamente un tercio en centrales hidroeléctricas y dos tercios en centrales termoeléctricas.

En términos de generación de energía (Véase, Tabla 2), se observa que la participación de las centrales hidroeléctricas en la generación bruta de energía supera a su participación en capacidad instalada, característica que se hace evidente comparando el cuadro anterior con el siguiente que muestra la participación porcentual de las centrales hidroeléctricas del SIN en términos de generación bruta anual.

Tabla 2: Sistema Interconectado Nacional: Generación bruta anual

Año	Hidroeléctricas	Termoeléctricas	Total	Hidroeléctricas	Termoeléctricas
	GWh	GWh	GWh	%	%
1992	1,265.0	850.1	2,115.1	60%	40%
1993	1,501.8	831.1	2,332.9	64%	36%
1994	1,315.6	1,202.3	2,517.9	52%	48%
1995	1,262.7	1,424.7	2,687.4	47%	53%
1996	1,437.8	1,451.5	2,889.3	50%	50%
1997	1,570.9	1,557.2	3,128.1	50%	50%
1998	1,498.2	1,832.8	3,331.0	45%	55%
1999	1,712.1	1,762.9	3,475.0	49%	51%
2000	1,897.7	1,599.9	3,497.6	54%	46%
2001	2,106.6	1,423.0	3,529.6	60%	40%
2002	2,182.1	1,515.4	3,697.5	59%	41%
2003	1,969.4	1,821.0	3,790.4	52%	48%
2004	2,129.5	1,829.7	3,959.2	54%	46%
2005	1,941.5	2,248.5	4,190.0	46%	54%
2006	2,131.4	2,375.0	4,506.4	47%	53%
2007	2,294.4	2,608.1	4,902.5	47%	53%
2008	2,280.9	3,091.5	5,372.4	42%	58%
2009	2,264.9	3,369.6	5,634.5	40%	60%

Fuente: CNDC (2009)

En cuanto a la ER, los mayores potenciales para interconectar sistemas de gran potencia están en las centrales hidroeléctricas, parques eólicos, plantas de geotermia, centrales de biomasa y eventualmente centrales solares fotovoltaicas y centrales solares térmicas.

En los planes actuales del Gobierno aparecen de forma nítida las grandes centrales hidroeléctricas. Por su parte, el Plan Estratégico de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) describe un parque eólico de 5 MW y el relanzamiento de la generación con geotermia; en biomasa está en marcha la segunda fase de la central de bagazo en Santa Cruz; no aparecen centrales solares fotovoltaicas o solares térmicas, a no ser en algunas declaraciones del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA) donde se expone que son muy caras y que no se promocionarán aún.

En este sentido, el detalle de proyectos existentes en el momento es el siguiente:

- Hidroelectricidad:
 - Misicuni 80 MW
 - San Jose 127 MW
 - Miguillas 250 MW
 - Rositas 400 MW
 - Tahuamanu 6 MW
 - Cachuela Esperanza 800 MW
- Geotermia:
 - Laguna Colorada: 100 MW
- Eólica: 5 MW (sin especificación de lugar aún).

En todo caso, la rentabilidad de estos proyectos está en duda, debido a los costos de producción de energía, puesto que son mayores a los actualmente existentes; la razón principal es el bajo precio del gas natural para consumo interno en Bolivia.

2.3.2 Producción de Electricidad

En el año 2006 para una producción de energía eléctrica de 5,292 GWh, de los cuales, el 91.3% se produjo para el SIN, el 7.1% para los Sistemas Aislados y el 1.6% en otros Sistemas Menores. De acuerdo a esta composición, es claro que el sector eléctrico se convierte en un intensivo consumidor de recursos hidrocarbúricos, principalmente de gas natural y diesel oil.

Por otra parte, de acuerdo con el Informe de Mediano Plazo del CNDC, en el semestre noviembre 2007 – abril 2008 y, dadas las ampliaciones y retiros de generación que se han informado a la Superintendencia de Electricidad, equivalentes a 114 MW hasta junio de 2010, se estima un parque generador con una potencia disponible hidroeléctrica en Bornes de Generador de 474.44 MW y en Bornes de Alta Tensión de 467.93 MW. Mientras que la potencia disponible termoeléctrica en Bornes de Generador sería de 636.42 MW y en Bornes de Alta Tensión de 617.40 MW. Cuando se analizan las condiciones de demanda proyectada con la generación disponible, que considera las condiciones de indisponibilidad por mantenimiento de las unidades del parque generador, el resultado muestra déficits en el abastecimiento que se pueden resumir en la Tabla 3.

Tabla 3: Demanda eléctrica con indisponibilidad

ENERGIA SUMINISTRADA POR AREAS (GWh)				
	May/08-Abr/09	May/09-Abr/10	May/10-Abr/11	May/11-Abr/12
Oriental	0,0	0,0	0,0	0,0
Central	0,0	0,0	0,0	0,1
Norte	0,1	0,0	2,4	24,4
Sud	0,0	0,1	9,3	45,7
Trinidad	0,0	0,0	1,1	3,6
Tarija	0,0	0,0	2,6	17,9
Total	0,1	0,1	15,4	91,7

Fuente: CNDC. Programación de Mediano Plazo, Mayo 2008 – Abril 2012

Los datos en el cuadro muestran déficits importantes en los sistemas Norte, Sud y Tarija. En 2008 se hubiesen producido racionamientos en el suministro de energía eléctrica de no haberse llevado a cabo el reemplazo de focos incandescentes por lámparas eficientes, lo que ha derivado en una disminución de 33 MW de la demanda en hora de punta. Esta situación se inició en 2003, cuando empezó a disminuir el margen de reserva entre la oferta y la demanda de electricidad, desde un nivel superior al 20% el año 2006, hasta un nivel estimado de 7% en 2011 (Véase, Tabla 4).

Tabla 4: Nivel de Reserva Media del Sistema Eléctrico

Año	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Reserva Promedio	25,40%	30,90%	30,80%	27,70%	25,30%	17,30%	15,70%	16,20%	9,90%	8,10%
Año	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Reserva Promedio	25,40%	30,90%	30,80%	27,70%	25,30%	17,30%	15,70%	16,20%	9,90%	8,10%

Fuente: Gomes (2010)

En 2010 la capacidad efectiva de generación termoeléctrica en el Sistema Interconectado Nacional fue de 714 MW como lo muestra por agentes y centrales la Tabla 5.

Tabla 5: Capacidad efectiva instalada de los agentes en MW - 2010

AGENTE	CENTRAL	CAPACIDAD EFECTIVA (MW)
Guaracachi	Guaracachi	281.64
	Karachipampa	12.7
	Aranjuez	35.46
	TOTAL	329.8
Bulo-Bulo	Bulo-Bulo	82.58
V. Hermoso	Carrasco	100.66
	Valle Hermoso	66.91
	TOTAL	167.57
Ende	Entre Rios	95.99
Cobee	Kenko	17.4
Guabira	Guabira	20.79
Total Termoelectricas		714.13 MW

Fuente: Informe de la Programación de Mediano Plazo.
Periodo Noviembre 2010 – Octubre 2014. CNDC. Septiembre 15, 2010

En 2010 la capacidad efectiva de generación hidroeléctrica en el Sistema Interconectado Nacional fue de 714 MW como lo muestra por agentes y centrales la tabla 6.

Tabla 6: Principales centrales hidroeléctricas que operan en el SIN

AGENTE	CENTRAL	CAPACIDAD EFECTIVA (MW)
Cobee	Zongo	188.4
	Miguillas	20.9
	TOTAL	209.3
Corani	Corani	149.88
Hidro. Boliviana	Takesi	90.35
Rio Eléctrico	Yura	19.05
Synergia	Kanata	7.6
Sdb	Quehata	1.96
Total Hidroelectricas		478.14 MW

Fuente: Informe de la Programación de Mediano Plazo.
Periodo Noviembre 2010 – Octubre 2014. CNDC. Septiembre 15, 2010

Existen además pequeñas centrales hidroeléctricas que entregan su producción a las empresas distribuidoras y no son registradas en el cuadro anterior, por ejemplo la central de San Joaquín en el departamento de Cochabamba, con una potencia de 1.45 MW.

2.4. Consumo y Clientes

El consumo de energía eléctrica está definido por el uso final de ésta y el ritmo de uso, definido por el tipo de consumidor que se trate. En el sector residencial por ejemplo, el consumo va marcado fundamentalmente por cubrir necesidades de iluminación, debido a que la calefacción de ambientes y el calentamiento de agua se realizan por lo general con gas natural.

Se destaca el importante crecimiento del área oriental de Bolivia y las necesidades de mayor abastecimiento para el área Norte, donde el desarrollo debe tender a la construcción de centrales hidroeléctricas y otras renovables y a un refuerzo en el sistema de transmisión que vincule esta región con el área central del SIN.

2.4.1 Clientes Regulados

Históricamente el consumo de electricidad se ha concentrado en las capitales de departamento, las cuales son atendidas por las siguientes empresas distribuidoras: ELECTROPAZ (La Paz); ELFEO (Oruro); ELFEC (Cochabamba); CESSA (Sucre); SEPSA (Potosí); y CRE (Santa Cruz), Véase Tabla 7.

El cuadro permite observar que si bien el departamento con mayor número de consumidores es La Paz, es Santa Cruz donde se distribuye mayor cantidad de energía, teniendo la segunda tarifa más alta del SIN; en el otro extremo se encuentra Chuquisaca, el departamento con menor cantidad de consumidores y acorde a esto, con la menor cantidad de energía distribuida.

Tabla 7: Empresas Distribuidoras del SIN

EMPRESA	DEPARTAMENTO	N° CONSUMIDORES	Energía Distribuida (MWh)	Tarifa Promedio U\$\$/Kwh sin IVA
ELECTROPAZ	La Paz	426171	1162801,7	7,34
CRE	Santa Cruz	340786	176420,99	7,65
ELFEC	Cochabamba	356005	795456,19	7,85
ELFEO	Oruro	64899	303609,5	6,08
CESSA	Chuquisaca	62788	169963,13	6,96
SEPSA	Potosi	75582	190484,99	6,68
TOTAL		1326231	2798736,5	42,56

Fuente: Anuario Estadístico 2008/2009 Autoridad de Fiscalización de Electricidad

Comprendidas dentro de las zonas de concesión de estas distribuidoras se encuentran varias empresas rurales pequeñas que compran su energía en bloque y la distribuyen al detalle. El detalle de las más importantes se observa en la Tabla 8.

En los Sistemas Aislados destacan las empresas distribuidoras de pequeño y mediano tamaño, empresas que dependen de la generación local para su suministro y en las cuales está permitida la integración vertical, por lo tanto se dedican a la generación y distribución de la energía.

La generación de energía, en estos casos, está mayormente encargada a grupos de generación que funcionan con diesel y en algunos casos a gas natural, enfrentan además, proporcionalmente hablando, costos altos de mantenimiento y que dan como resultado un costo de generación más alto que los del SIN, por lo tanto el costo final se refleja en una tarifa mayor. La excepción pertenece a los sistemas aislados administrados por CRE que en base a la aplicación del Decreto Supremo 27030 ha podido repartir el Valor Agregado de Distribución entre todos los sistemas que administra.

Tabla 8. Empresas distribuidoras rurales en el SIN

EMPRESA	DEPARTAMENTO	Nº CONSUMIDORES	Energía Distribuida (MWh)	Tarifa Promedio U\$\$/Kwh sin IVA
SEPSSA Villazon	Potosi	8.080,00	7075,1	12
Coop. Tupiza	Potosi	N/	8750,9	8
SEYSA (Yungas)	La Paz	13651	8718,5	11,7
EMPRELPAZ	La Paz	76838	26447,8	16
EDEL-Laracaja	La Paz	18177	18564,5	12,2
ELEPSA-Punata	Cochabamba	5741	8400,3	6,7
MACHACAMARCA	Oruro	679	526,2	9,5

Fuente: Anuario Estadístico 2008/2009. Autoridad de Fiscalización de Electricidad

El detalle de estas empresas con sus principales características en cuanto a consumidores y ventas de energía es el siguiente:

Tabla 9. Empresas distribuidoras, Sistemas Aislados

EMPRESA	DEPARTAMENTO	Nº CONSUMIDORES	Energía Distribuida (MWh)	Tarifa Promedio U\$\$/Kwh sin IVA
SETAR-Central	Tarija	43.887,00	90.923,43	9,52
SETAR-Yacuiba	Tarija	16.892,00	29.203,72	14,37
SETAR-Bermejo	Tarija	8.181,00	10.109,49	12,25
SETAR-Villamontes	Tarija	6.548,00	10.844,76	11,46
SETAR-Entre Rios	Tarija	1.695,00	1.613,67	17,11
SETAR-El Puente	Tarija	646,00	421,45	11,46
CRE-Valles Cruceños	Santa Cruz	13.040,00	14.201,04	6,76
CRE-Sist. Chiquitos	Santa Cruz	5.077,00	9.093,20	6,80
CRE-German Busch	Santa Cruz	6.174,00	32.352,43	7,36
CRE-Charagua	Santa Cruz	1.037,00	1.401,51	7,55
CRE-Las Misiones	Santa Cruz	9.706,00	22.375,10	8,46
CRE-San Ignacio	Santa Cruz	5.118,00	12.462,23	8,19
CRE-Cordillera	Santa Cruz	7.784,00	14342,04	7,73
COSERELEC	Beni	17.408,00	47.806,28	12,93
ENDE-Cobija	Pando	7.506,00	24.454,21	15,97
CER-Riberalta	Beni	11.673,00	221.999,48	15,68

Fuente: Anuario Estadístico 2008/2009. Autoridad de Fiscalización de Electricidad

2.4.2 Clientes No Regulados

Las empresas distribuidoras participan en el Mercado Eléctrico Minorista (MIN), vendiendo energía al detalle en cantidades menores y en niveles de tensión menores a los consumidores regulados -con todos los servicios comerciales y técnicos que supone- y dando el servicio de transporte de energía a los consumidores no regulados conectados a su red. Estos consumidores finales (regulados y no regulados), cada uno con sus características particulares fácilmente segmentables y predecibles, definen de forma agregada la característica de demanda de cada empresa distribuidora, por lo que el distribuidor se convierte en un ente que traslada esta demanda agregada desde el mercado minorista al MEM.

A fines del año 2007 la demanda de electricidad de las empresas distribuidoras y los consumidores no regulados alcanzó a un total de 4,686 GWh con una potencia máxima coincidental de 895.4 MW. Mientras que el incremento de la demanda en energía respecto al año anterior para las empresas distribuidoras y los consumidores no regulados fue del 14% y 9.5% respectivamente. (Véase, Tabla 10).

Tabla 10. Demandas por distribuidora y agentes desregulados

AÑO	DISTRIB. GWh	%	DESREG. GWh	%	TOTAL GWh	%	Potencia MW	%
2006	4.215		91		4.306		813	
2007	4.467	6%	219	141%	4.686	9%	859	10%
2008	4.797	7%	544	148%	5.341	14%	980	9%
2009	5.225	9%	583	7%	5.808	9%	1.056	8%
2010	5.690	9%	587	1%	6.277	8%	1.149	9%
2011	6.128	8%	583	-1%	6.711	7%	1.216	6%
2012	6.518	6%	618	6%	7.136	6%	1.289	6%
2013	6.914	6%	642	4%	7.556	6%	1.356	5%
2014	7.348	6%	668	4%	8.016	6%	1.432	6%
2015	7.809	6%	695	4%	8.504	6%	1.513	6%
2016	8.300	6%	723	4%	9.023	6%	1.599	6%
2017	8.822	6%	752	4%	9.574	6%	1.690	6%

En el cuadro se destaca el impacto que tiene la incorporación de los consumidores desregulados en el total de la demanda de energía y potencia, mostrando un comportamiento bastante predictivo para las demandas de las empresas distribuidoras. En el segmento de consumidores desregulados, resaltan variaciones importantes en el año 2007 y 2008, que se deben a la incorporación de la empresa minera San Cristóbal dentro del total de la demanda del SIN.

El año 2009 el crecimiento de la demanda de la cementera COBOCE presenta una tasa de crecimiento importante, casi estabilizándose y reduciendo un poco los años 2010 y 2011 debido a las reducciones en la demanda de la minera EMIRSA. El año 2012 existe otro incremento debido al crecimiento programado de la demanda de COBOCE. A partir del año 2013 no hay datos exactos de nuevas incorporaciones o retiros por lo que se mantiene una tasa de crecimiento más bien baja de un 4%. En promedio, la participación de los consumidores desregulados se mantiene del orden del 9% del total de la demanda de energía, siendo San Cristóbal responsable de un 60% de la demanda de este segmento.

2.5 Sistemas de Transmisión y Distribución

2.5.1 Sistemas de Transmisión

El actual sistema de transmisión en Bolivia está constituido por instalaciones en 230, 115 y 69 kV, en una configuración esencialmente radial. Esta configuración radial fue diseñada para una configuración N (todos los elementos en operación), no responde a una modalidad de planificación usual que es la de N -1, es decir, previendo la falla de un elemento; por lo tanto, es un sistema poco confiable que ocasiona interrupciones severas de suministro cuando se presentan fallas en la transmisión.

La oferta de transmisión del país en 2009 está dada por 1,745.2km de líneas de 230 KV; 1300 Km de líneas en 115 KV y aproximadamente 185.3 KM de líneas en 69 KV. De las cuales la empresa Transportadora de Electricidad (TDE) es dueña del 56%, la empresa ISA Bolivia es dueña del 34% y la empresa ENDE del resto. Mientras que para las líneas de 115 KV, la TDE es dueña del 71% y ENDE del 29%. La estructura de red de las principales líneas se observa en la siguiente figura 8.

Figura 8. Sistema Interconectado Nacional



Fuente: Elaborado por el CNDC.

Las subestaciones actuales tienen varias modalidades de configuración, el principal problema del sistema se presenta debido a que las configuraciones en anillo e interruptor y medio, dificultan la asignación de las responsabilidades a un agente cuando el sistema tiene más de un transmisor, como es el entre TDE, ISA y ENDE. Ante esta dificultad regulatoria se debe usar en el futuro configuraciones de barras que permitan limitar e identificar los componentes a los agentes propietarios.

Además del problema de configuración del sistema eléctrico, se tiene registro de que las líneas de transmisión están funcionando, en su mayor parte, al límite o han superado su capacidad de transporte de energía. El cuadro siguiente muestra las líneas de transmisión que han superado su capacidad ofertada de transporte o están próximas a hacerlo. (Véase, Tabla 11)

Tabla 11. Líneas de transmisión con alto factor de saturación

Línea	Límite Máximo Operativo (MV)	Potencia Máxima Instantánea Registrada (MV)	Fecha
Carrasco – Guaracachi	130	134.00	ago-03
Carrasco – Arboleda	142.5	156.09	mar-10
Carrasco – San José	130	152.18	ago-09
Potosí – Karachi pampa	23	34.70	jun-98
Valle Hermoso – Catavi	74	80.70	nov-98
Santa Isabel – San José	70 *	78.00	jun-00
Corani – Valle Hermoso	74	81.30	ago-01
Corani – Santa Isabel	74	76.30	jul-03
Arocagua – Valle Hermoso	74	76.63	mar-07
Valle Hermoso – Vinto	74	77.34	sep-05
Santa Isabel – Arocagua	74	77.10	dic-04
Carrasco – Santivañez	130	162.3	mar-10
Santivañez – Vinto	130	128.53	sep-09
San José - Valle Hermoso	130	154.86	ago-09
Vinto – Mazocruz	130	130.18	dic-09
Valle Hermoso – Santivañez	130	161.8	ago-09
Mazocruz – Kenko	130	134.25	dic-09

* Límites máximos definidos por capacidad de transformadores (se asume un factor de potencia de 0.95 en todos los casos).

Fuente: TDE (2010)

En este sentido, las empresas TDE e ISA Bolivia señalan en su Informe de Oferta y Demanda de transmisión, correspondiente al periodo mayo 2010 - abril 2014, la siguiente situación por áreas.

2.5.2 Sistema de Distribución

El sistema de distribución está formado por un conjunto de instalaciones destinadas a llevar la energía eléctrica desde las redes de transporte hasta el consumidor final y es por lo tanto, el responsable de entregar energía eléctrica para uso final con los adecuados niveles de calidad, tanto en el producto como en el servicio técnico y comercial. Estas instalaciones a nivel de distribución están compuestas por subestaciones de sub transmisión encargadas de la reducción de voltajes a los niveles de sub transmisión, subestaciones de potencia, que son las encargadas de reducir los voltajes de niveles de alta tensión a niveles de media tensión (MT). Estas redes de MT recorren las vías de ciudades y caminos rurales. Por medio de ellas se energizan pequeñas subestaciones de distribución o puestos de transformación que, en potencias desde los 5 kW hasta los 600 kW, energizan las redes de Baja Tensión y que en tensiones más bajas, permiten el uso final de la energía. En el tramo final de las redes se encuentra la acometida en baja tensión que conecta la red de baja tensión y la instalación eléctrica del usuario, frontera definida con la instalación del medidor de energía.

3. Proyección de Crecimiento de Energía Renovable

Las perspectivas de crecimiento de las ER dentro de la matriz energética son modestas, salvo la energía hidroeléctrica de mediana y alta capacidad de generación. La realidad es diferente en las áreas rurales, donde se espera un crecimiento significativo de cara a cumplir las metas de energización eléctrica, planteadas por el gobierno nacional del presidente Evo Morales. A pesar de ello resulta claro que existen enormes limitantes en cuanto a la falta de un marco legal que permita sobretodo la inyección de ER a la red.

Respecto a ER no conectada a la red, Energética (2011) muestra que los sistemas termo solares son la alternativa renovable que se percibe con mayor potencial en la actualidad para el área urbana. Actualmente, la penetración en las ciudades no alcanza al 7%. En ese sentido, la electricidad y, consiguientemente, las duchas eléctricas, son la opción más extendida. En el análisis de introducción potencial, se estiman 200,000 instalaciones principalmente domésticas de sistemas termo solares.

En entornos urbanos y rurales la interconexión de las ER a las redes eléctricas existentes se muestra como un gran desafío, que permitiría que pequeños generadores se conecten a los sistemas de distribución. Generadores fotovoltaicos, eólicos e inclusive micro-centrales (MCH) o pico-centrales hidroeléctricas (PCH), en rangos de 1 kW hasta 300 kW, podrían inyectar directamente electricidad en baja tensión, desplazando el consumo de diesel actual.

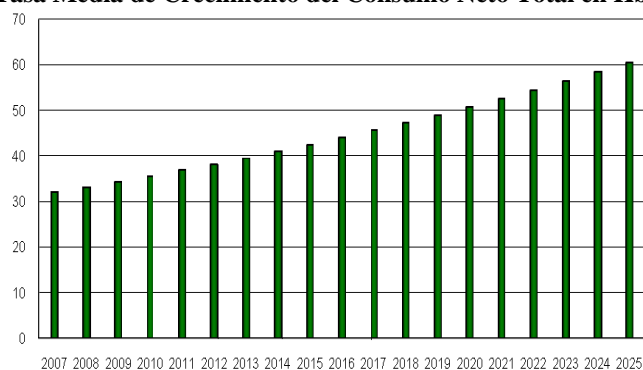
Para MCH a redes en baja tensión, se ha estimado que los costos de producción de electricidad con MCH de 100 kW y factor de planta de un 60%, estarían en alrededor de 57-65 \$US/MWh. De ofrecerse esta energía a la tarifa del nodo de referencia para zona, se recupera el 56-64% del costo de producción, incurriendo en un déficit neto. Sin embargo, existe un interesante potencial técnico, así como un amplio rango de mecanismos financieros, que podrían viabilizar el uso de las ER en el futuro.

Para finalizar se estima que (a) existe un potencial técnico de al menos 300 micro centrales hidroeléctricas en regiones rurales de la cordillera con posibilidad de interconexión a la red; (b) al menos 150,000 SFV sistemas fotovoltaicos en los próximos 15 años; (c) unos 1,100 SFV para bombeo; (d) unas 500,000 cocinas eficientes de leña; (e) por lo menos 50.000 biodigestores en las zonas con potencial ganadero; (f) unos 2,500 aerogeneradores, sistemas aislados para abastecimiento doméstico y social prioritariamente; y (g) al menos 4,000 sistemas termosolares en escuelas y postas en comunidades. También es previsible la penetración de sistemas híbridos en el norte del país, donde se podrían sustituir aproximadamente 28 millones de litros de diesel y 220 toneladas de CO₂ por año.

Proyecciones de la Demanda de Energía

En este apartado se presenta una proyección de variables económicas en base a información oficial del país (Business as usual) – sobre la cual se ajustan perfiles de consumo energético.

Figura 10: Tasa Media de Crecimiento del Consumo Neto Total en Kbp 2007-2025



Fuente: Aliaga (2010)

Consumo Neto Total. En la Figura 15, se muestra la tasa de crecimiento media que tendrá el Consumo Neto Total de energía⁶ respecto del año base⁷. Se proyecta una tasa media de 3.61%, llegando a un valor de 60,587 Kbp en el año 2025. (Véase, Figura 10)

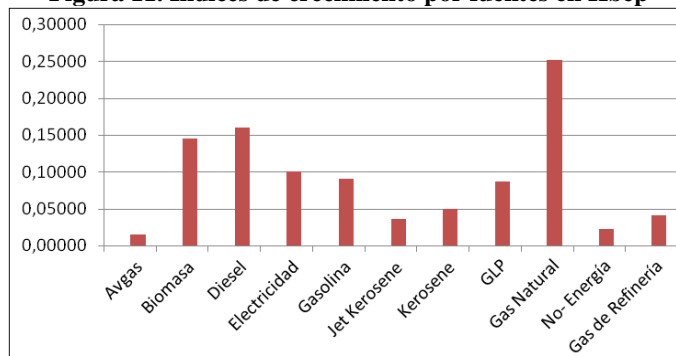
Desagregando el consumo por fuentes se estima que el gas natural será la principal fuente en progresión, llegando a representar el 26%, del año base, en 2025. Por el contrario, las principales fuentes en regresión en el consumo serán el GLP, biomasas y gasolina. En el Consumo Neto de Electricidad existe un crecimiento relativamente estable. (Véase, Figura 11)

En la siguiente figura se observa la evolución del consumo neto de electricidad en un escenario inercial de crecimiento, donde se aprecia un significativo aumento de este energético hasta el 2025. Es de esperar que dado que el actual precio de gas natural se encuentra subsidiado, el mismo incremente de manera significativa la termo generación en el país. (Véase, Figura 12).

⁶ Consumo Neto Total = Consumo Final + Consumo Propio.

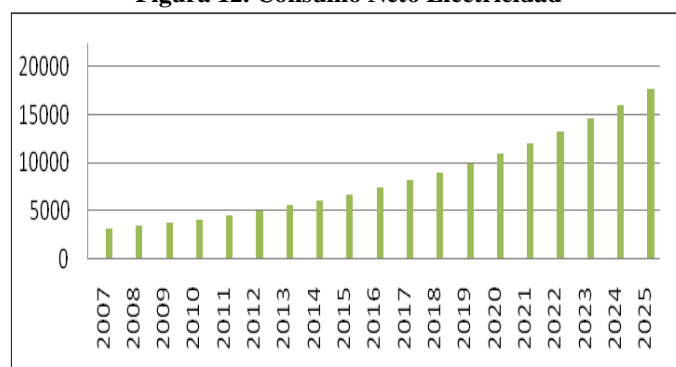
⁷ El CNT del año base (2007) es de 31,871 kBep.

Figura 11. Índices de crecimiento por fuentes en Kbp



Fuente: Elaboración propia en base a resultados de simulación

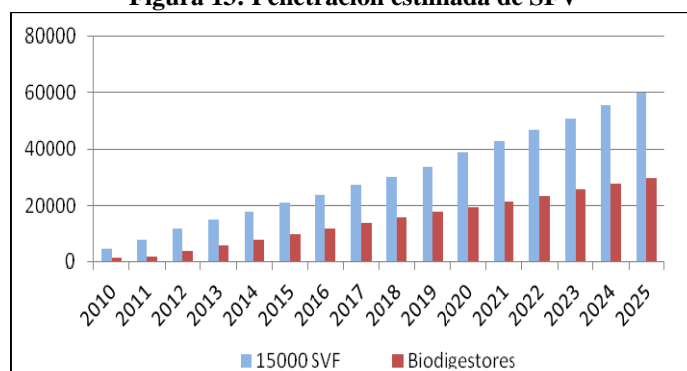
Figura 12. Consumo Neto Electricidad



Fuente: Aliaga (2010)

En las figuras siguientes se observa la proyección de las necesidades de trabajadores calificados para cada tecnología. En SVF se trabaja bajo el supuesto de que los recursos humanos crecen de manera muy lenta hasta el 2016, debido a las restricciones de capacitación existentes. (Véase, Figura 13)

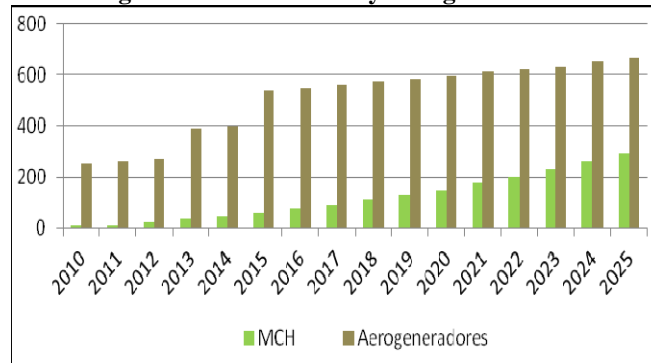
Figura 13: Penetración estimada de SFV



Fuente: Aliaga 2011

Por otra parte, para el uso de MCH y aerogeneradores la capacitación sigue los mismos patrones, por lo que trabajadores calificados en un sector pueden desenvolverse en el otro, sin embargo, debido a las necesidades de los sistemas, sólo pueden dedicarse a uno de los dos sistemas. (Véase, Figura 14)

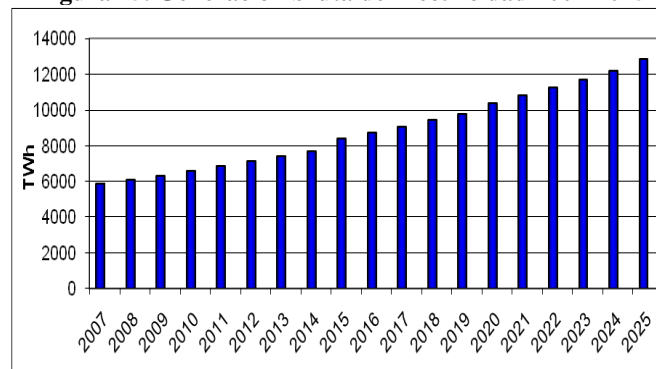
Figura 14: Uso de MCH y Aerogeneradores



Fuente: Aliaga (2011)

- *Proyecciones de Abastecimiento de Energía.* Se estima que la generación bruta total de electricidad crecerá al 4.5% en todo el periodo. (Véase, Figura 15)

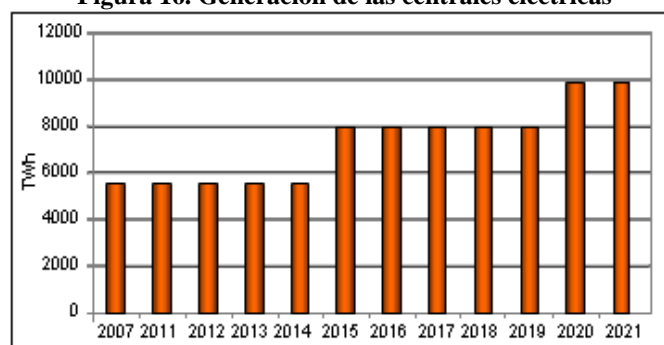
Figura 15. Generación bruta de Electricidad 2007-2025



Fuente: Aliaga (2010)

En cuanto a la generación por tipo de central, se ha simulado que la misma se realice por participación de procesos. Como se indica en el documento “Plan de Desarrollo Energético” del VMEEA, las nuevas centrales hidroeléctricas comenzarán a operar plenamente a partir de 2021. En este ejercicio se descarta la energía geotérmica, debido a que se considera poco probable su incorporación. Se asume también que los requerimientos faltantes de generación serán cubiertos por nuevas plantas de ciclo combinado utilizando gas natural. (Véase, Figura 16)

Figura 16. Generación de las centrales eléctricas



Fuente: Aliaga (2010)

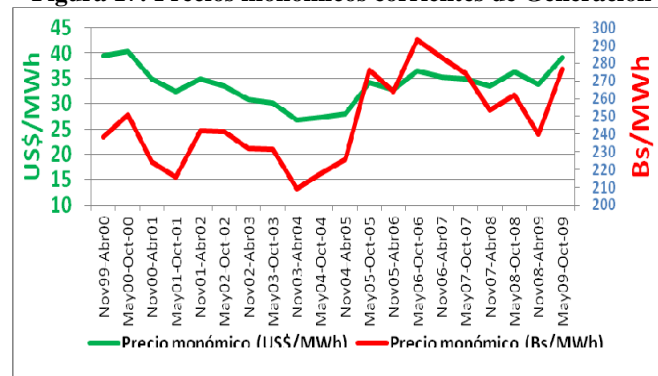
4. Precios de Energía: Mecanismos de Tarifación

4.1. Estructura Tarifaria en la Generación en el Mercado Eléctrico Mayorista

En el mercado eléctrico se hace distinción entre la energía entregada, que se expresa en megavatios-hora (MWh) y la potencia o capacidad instantánea de generación, que se expresa en kilovatios (kW). Puesto que se trabaja con tecnología proveniente de la quema de gas natural, el precio de la potencia es calculado en base al costo de inversión necesario para la instalación de una turbina a gas y el precio de la energía es determinado por el sistema de costos marginales correspondiente al costo de operación de una turbina a gas, siendo que el valor del gas natural está fijado por el gobierno en 1.3 US\$/MPC para su uso como energético en el mercado eléctrico.

Para simplificar esta presentación se examinan únicamente los precios monómicos, los cuales son simplemente resultado de dividir el valor monetario total de la electricidad (energía y potencia) generada, por los MWh entregados. (Véase, Figura 17)

Figura 17: Precios monómicos corrientes de Generación



Fuente: Gomes (2010)

Cuando expresamos estos precios expresados en dólares corrientes vemos una tendencia descendente desde el año 2000 hasta el año 2004, de 23 US\$/MWh a 15 US\$/MWh. A partir del año 2004 se elevan ligeramente y se mantienen en torno a 17 US\$/MWh. Este resultado es un indicador de un funcionamiento incorrecto del mercado eléctrico que debió elevar la tarifa real en un periodo en el que la oferta se hace gradualmente insuficiente.

Podemos, re expresar los precios en términos corrientes o constantes y el resultado es similar, si bien muestra en repunte de precios en los años 2004, 2005 y 2006, elevando el precio de 260 a 320 Bs/MWh, a partir del año 2006 la tarifa percibida por las empresas generadoras desciende de 320 a menos de 220 Bs/MWh. Nuevamente, esta evolución constituye una señal de funcionamiento incorrecto del mercado eléctrico.

Al examinar los precios reales expresados en dólares, se verifica que a partir del año 2004 los precios se elevan ligeramente y se mantienen en torno a 17 US\$/MWh. Este resultado es un indicador de un funcionamiento correcto del mercado eléctrico en el periodo 2000 – 2004 cuando los elevados niveles de reserva ocasionaron un descenso en los precios; sin embargo, a partir del año 2004 el mercado eléctrico operó en forma deficiente ya que debió elevar la tarifa real en un periodo en el que la oferta se hace gradualmente insuficiente.

Al observar los precios en Bs. de 2007, nuevamente se observa una señal de funcionamiento deficiente del mercado eléctrico.

El nivel actual del sistema de precios se debe a que se estableció en base a las inversiones realizadas en el proceso de capitalización, que además corresponden a costos constructivos de equipos ya depreciados. En Bolivia, el precio del gas natural de 1.3 US\$/MPC define una tarifa plana (energía y potencia) aproximadamente del orden de 26 US\$/MWh, y considerando que los proyectos de aprovechamiento de otro tipo de energías sobrepasan los 60 US\$/MWh. Los costos de generación de energía y los costos de potencia serán incrementados a mediano y largo plazo, debido al costo de los insumos que tienden a aumentar, lo que significa que necesariamente existirá un incremento de tarifas.

En este sentido, es muy importante mencionar que la legislación vigente tiene aspectos que limitan la competencia para el acceso de distintas tecnologías de generación de energía, la causa principal del problema es la subvención del precio del gas, ocasionando que no exista rentabilidad para tecnologías que no sean provenientes de recursos distintos de la quema del mismo. Nuevas inversiones en el área de recursos renovables, donde el costo de operación es mínimo al no usar combustibles, tienen mayores costos de inversión en los equipos y obras, que no pueden ser cubiertos por el sistema actual de precios de generación.

4.2 Remuneración en la Transmisión

La remuneración del costo de transmisión se realiza en base al Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado (STEA). El STEA constituye el sistema de transmisión de mínimo costo que satisface los requerimientos de la generación y demanda, manteniendo un nivel de desempeño y calidad de servicio. Cada cuatro años, los agentes transmisores deben presentar un estudio para la determinación de su valor y dimensiones, el mismo que debe ser revisado y aprobado por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad y posteriormente determinará el costo anual de la transmisión.

La consultora SINEX determinó en 1996 la metodología a utilizarse. Lo primero fue definir el nuevo valor de reposición (VNR) de las instalaciones de transmisión y su factor de adaptación económica inicial, estableciendo el VNR como un valor fijo. El factor de adaptación económica (FA) se determina cada cuatro años para las instalaciones anteriores al 19 de noviembre de 1999 en función a uso y características respecto al FA inicial; por otra parte, las instalaciones posteriores a esa fecha tienen un FA unitario.

El valor reconocido como Sistema Técnico Económicamente Adaptado (STEA) de cada componente de la red de transmisión resulta ser igual al factor de adaptación económica por el valor nuevo de reposición. A partir del valor calculado se obtienen el factor de reposición de capital (FRC), el costo de Operación, Mantenimiento y Administración (OMA) y el costo anual de la transmisión. EL FRC se calcula aplicando al STEA una tasa de recuperación de capital del 10% a 30 años. El OMA se determina con el 3% del valor del STEA. Finalmente, el costo anual de la transmisión resulta ser el FCR, más el costo de Operación, Mantenimiento y Administración. Es decir, el costo anual es igual al 13.608 % del STEA, éste se remunera en bolivianos indexados a variación de tasa de cambio Bs./USD y el Índice de precios al consumidor (IPC).

La remuneración tiene dos partes: Una es el Ingreso Tarifario que depende de los factores de pérdidas y por diferencia se determina el monto del peaje. Con la licitación de líneas Santibáñez – Sucre – Punutuma y Carrasco - Urubo, se incorpora otra modalidad de remuneración, que no forma parte de la normativa actual y que consiste en que reconocer el

STEA y OMA por 15 años, luego de los cuales, sólo se reconocería el OMA y transcurridos 30 años, las instalaciones deberán ser entregadas al estado. Por otra parte, la nueva línea de transmisión “Caranavi – Trinidad”, construida por ENDE, sólo tiene como remuneración el costo de Operación, Mantenimiento y Administración, no se reconoce el costo de la inversión.

4.3 Remuneración en la Distribución

El Reglamento de Precios y Tarifas define que las empresas distribuidoras estarán remuneradas por el uso de sus instalaciones (redes de distribución y propiedad general) y el uso de sus recursos para la atención comercial de sus clientes (sistemas informáticos y oficinas). El costo de la energía y la potencia se traslada a los clientes regulados, considerando los costos de compra más las pérdidas máximas aceptadas hasta el nivel de tensión en el cual se encuentra el suministro. Los cargos por conexión y reconexión sólo remuneran los costos en los que incurre la empresa distribuidora para estas tareas. Esto se traduce en que los clientes deben pagar por los costos que están ocasionando al sistema para que la energía llegue a su punto de consumo y en las cantidades de energía y potencia que están demandando.

El primer proceso de fijación tarifaria, dentro de los lineamientos establecidos por la Ley de Electricidad se llevó a cabo en los años 1997 a 1999. El análisis fue realizado en base a los costos de las empresas en 1996 y 1997 y se consideraron las proyecciones de costos e inversiones para los próximos cuatro años (1998–2001), junto con un plan tarifario. Las empresas que incursionaron en este esquema fueron: ELECTROPAZ, CRE, ELFEC y ELFEO. Los resultados mostrados por los estudios tarifarios, que fueron encargados por cada distribuidora, mostraban una realidad difícil e irremediable; si bien, por un parte, los ingresos totales de las empresas distribuidoras no estaban muy lejos de lo establecido por la Ley de Electricidad, había que hacer algunos ajustes de subida y otros de reducción, mínimos.

Por otra parte, como resultado de 25 años del Código de Electricidad con tarifas elaboradas en base a criterios políticos y sociales, las distorsiones eran tan grandes que imposibilitaban la aplicación inmediata de las nuevas estructuras calculadas; por lo tanto, debía incrementarse la tarifa al consumidor residencial y rebajar la de las categorías “Industria”, “Otros” y “General”, que era la que más subvención aportaba. Se elaboró una curva de costo de servicios al cliente que permitió seleccionar para los residenciales una tarifa en dos partes, compuesta por un cargo fijo igual al costo de servicios al cliente y dos cargos variables, el primero de ellos que cubriría los primeros 140 kWh por mes y el segundo que se aplicaría al excedente de energía sobre los 140 kWh. Hasta ese momento, el criterio del Código de Electricidad para los clientes residenciales era “a mayor consumo mayor precio”. La diferencia entre los valores de tarifa aplicada y tarifa nueva a aplicar (denominada “de régimen”) presenta segmentos en los cuales los incrementos alcanzan al 90% y otros en los que las rebajas llegan al 40%.

El retiro de las subvenciones tarifarias presentaba el inconveniente de incrementos a familias con bajo consumo que se caracterizan por tener menores ingresos, pero por otra parte, la industria obtenía tarifas que incrementarían su competitividad en costos y que a la larga ayudaría a incentivar el desarrollo de este segmento. El modelo empezó a trabajar y a los pocos meses evidenció problemas en las cuatro distribuidoras. En dos de ellas la tarifa industrial y la tarifa general bajaron más de lo esperado, la tarifa residencial se mantuvo prácticamente en sus niveles bajos iniciales; en las otras, debido a variaciones en los costos

de compra de energía que el modelo no permitía traspasar de manera adecuada, sucedió lo contrario. El resultado empeoró con la distorsión de la demanda producto de la crisis que atravesó el país durante los años 2000 al 2003, por lo que en el mediano plazo las cuatro empresas distribuidoras empezaron a manifestar una drástica reducción de sus ingresos al extremo de llegar a registrar pérdidas durante dos años consecutivos.

El proceso de transición tuvo que detenerse cuando se habían alcanzado avances entre 13% y 24% en las diferentes empresas, porcentajes que no significaron un correcto y proporcional cambio en las tarifas. El segmento más beneficiado fue el Industrial, que a la fecha todavía muestra precios menores.

Finalmente, se introdujo el último quinquenio la *Tarifa Dignidad*, como resultado de las negociaciones entre el gobierno del Presidente Morales en Febrero 2006 y las empresas eléctricas del SIN, se acordó una rebaja del 25% a la factura final de los consumidores domiciliarios que tengan consumos menores a 70 kWh en el área urbana y 30 kWh en el área rural, beneficio que se ha incrementado paulatinamente. El monto total de estos descuentos ha sido asumido por las empresas del SIN y en ningún caso se ha cubierto con ingresos provenientes de otro tipo de consumidores. A partir de abril 2010 se amplió el beneficio al área rural a clientes que consumen hasta 70 kWh, con lo cual el beneficio alcanza al 100% de los consumidores en esas zonas.

5. Conclusiones

- a. En el marco de políticas del gobierno diseñadas para el sector eléctrico, se observa que las mismas están orientadas hacia la consolidación y participación del estado, el desarrollo de infraestructura eléctrica, generar excedentes con la exportación, y aumentar la cobertura principalmente en el área rural vía ER.
- b. Es necesario ajustar el marco regulatorio de manera que se puedan alentar las inversiones, principalmente en generación hidroeléctrica y líneas de transmisión e introducir de manera decidida mecanismos que fomenten la participación de energías renovables en mejores condiciones de viabilidad técnica y sostenibilidad financiera.
- c. Las empresas generadoras reciben precios deprimidos de la energía eléctrica, lo cual desincentiva nuevas inversiones en generación de electricidad; esta señal es particularmente distorsionada en el caso de las centrales hidroeléctricas, debido a los controles de los precios de gas natural utilizado para generar electricidad.
- d. Se requiere un ajuste al sistema de tarificación, especialmente en el mercado mayorista o de alguna forma de subvención, para su ejecución.
- e. En términos de infraestructura, la capacidad instalada de generación en el Sistema Interconectado Nacional, no se ha incrementado en los últimos años, lo cual ha resultado en niveles de reserva cada vez más críticos.
- f. Respecto a las ER, la falta de marco regulatorio para su inyección a la red constituye posiblemente la principal barrera de entrada, que debe removerse de cara a incrementar la participación de este tipo de fuente de generación dentro de la matriz energética.
- g. Es evidente que los mecanismos necesarios para la expansión de las energías renovables en Bolivia difieren sustancialmente, en función del sector en el cual se quiere trabajar.

Referencias

- 3tier (2009) *Final Report. Bolivia Wind Atlas. A project for the International Finance Corporation*. Seattle, WA: 3tier.
- Ministerio de Hidrocarburos y Energía (2009) *Programa “Electricidad para vivir con dignidad” – Informe 2009*, La Paz: MHE.
- Razo, C., Ludeña, C., Saucedo, A., Astete-Miller, S., Hepp, J. and Vildósola, A. (2007) *Producción de biomasa para biocombustibles líquidos: el potencial de América Latina y el Caribe*, Santiago de Chile: CEPAL.
- TDE (Transportadora de Electricidad) and IFC (International Finance Corporation) (2009). Atlas eólico de Bolivia, Obtained through the Internet: <http://www.tde.com.bo/frames.html> [accessed: 24/8/2010].
- UMSS - Universidad de San Simón (2009) *Atlas de Distribución de la Energía Solar en Bolivia*, Departamento de Física: Depósito Legal 2-7-952-10, Cochabamba – Bolivia.
- VMEEA - Vice Ministerio de Electricidad y Energías Alternativas (2004) *Anuario estadístico del sector eléctrico boliviano*, La Paz: VMEEA.
- Ministerio de Hidrocarburos y Energía (1990) *Planificación Energética Rural para Bolivia*, La Paz: MHE.