

Tendencias y desafíos para el desarrollo del sector eléctrico boliviano



Enrique Gómez D'Angelo

TENDENCIAS Y DESAFÍOS PARA EL DESARROLLO DEL SECTOR ELÉCTRICO BOLIVIANO

TENDENCIAS Y DESAFÍOS PARA EL DESARROLLO DEL SECTOR ELÉCTRICO BOLIVIANO

Enrique Gómez D'Angelo

Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario/
Plataforma Energética; Gómez, Enrique

Tendencias y desafíos para el desarrollo del sector eléctrico
boliviano / por Enrique Gómez

(Serie Documentos de Trabajo – Plataforma Energética N° 2)

La Paz: CEDLA, julio 2010, xviii, 200 p.

I. t.

II. s.

DESCRIPTORES TEMÁTICOS:

<ELECTRICIDAD> <SECTOR ELÉCTRICO> <ELECTRIFICACIÓN>

<ELECTRIFICACIÓN RURAL> <TERMoeLECTRICIDAD>

<HIDROELECTRICIDAD> <ENERGÍA> <PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA>

<POLÍTICA ENERGÉTICA> <DIAGNÓSTICO>

DESCRIPTOR GEOGRÁFICO:

<BOLIVIA>

2010, CEDLA; Gómez, Enrique

Primera edición: julio de 2010

Depósito Legal: 4-1-1119-10

Editores:

CEDLA
Av. Jaimes Freyre No. 2940, Sopocachi
Telfs. 2412429 - 2413175 - 2413223
Fax: (591) (2) 2414625
E-mail: info@plataformaenergetica.org
URL: www.plataformaenergetica.org
La Paz - Bolivia

Supervisión editorial: Unidad de Comunicación

Cuidado de edición: C.U.G.

Ilustración de tapa: Corbis

Diagramación: Alfredo Revollo Jaén

Impresión: Edobol Ltda.

Publicación realizada con el apoyo de Oxfam

Impreso en Bolivia

Printed in Bolivia

Ninguna parte de esta publicación, incluido el diseño de tapa, puede ser reproducida, almacenada o transmitida de manera alguna ni por ningún medio, sin permiso previo del editor. Esta publicación se la realiza en el marco de la Plataforma Energética, creada por el CEDLA como un espacio plural para promover el debate público sobre los temas fundamentales del sector energético. La opinión del autor no implica, necesariamente, la posición y enfoque institucional, de la Plataforma Energética, de CEDLA o del auspiciador.

ÍNDICE

Presentación.....	xv
Introducción.....	1
¿Hacia dónde camina el sector eléctrico boliviano?.....	7
¿Estado o mercado? Propuestas de adecuación del sector eléctrico en Bolivia.....	15
Electrificación Rural: ¿cómo avanzar hacia la universalización del servicio?.....	23
Comentarios y análisis.....	28
Recursos financieros.....	30
Apoyo técnico.....	31
Coordinación y control.....	31
Comentarios finales.....	32
¿Cómo y a quién exportar electricidad?.....	35

Termoelectricidad.....	38
Hidroelectricidad.....	41
Conclusiones.....	43
Casos específicos.....	45
Documento de trabajo A	
Electrificación rural.....	47
Situación actual.....	47
Viabilidad financiera de la electrificación rural.....	47
Programa “Electricidad para Vivir con Dignidad”.....	53
<i>Comentarios y análisis</i>	59
<i>Recursos financieros</i>	62
<i>Apoyo técnico</i>	63
<i>Coordinación y control</i>	64
Comentarios finales.....	65
Documento de trabajo B	
Oferta de electricidad: problemas y perspectivas futuras.....	69
Introducción.....	69
Generación de electricidad en el Sistema Interconectado Nacional.....	70
<i>Unidades existentes</i>	70
<i>Unidades de generación a ser instaladas</i>	72
Equilibrio demanda/oferta.....	75
<i>Funcionamiento del mercado</i>	75
<i>Resultados obtenidos en el mercado eléctrico boliviano</i>	78

Precios de la electricidad.....	81
<i>Precios monómicos reales</i>	83
Rentabilidades registradas.....	84
Remuneración percibida e inversión correspondiente.....	89
Nuevas centrales hidroeléctricas.....	94
<i>Precios del gas natural</i>	97
Conclusiones.....	101
Anexo B1 Sobre el Margen de Reserva de potencia recomendable.....	103
Anexo B2 Balance demanda, oferta en el SIN.....	107
Documento de trabajo C	
Tarifa Dignidad.....	113
Introducción.....	113
Impacto de la Tarifa Dignidad en el sector residencial.....	117
Impacto potencial de una elevación de tarifas eléctricas.....	120
<i>Precio del gas natural</i>	120
<i>Precio de la electricidad</i>	122
<i>Costo del subsidio</i>	125
<i>Beneficios de elevar el precio del gas natural</i>	126
Documento de trabajo D	
Sobre las propuestas de restructuración del sector eléctrico boliviano.....	131
Introducción.....	131
Primer taller.....	131

<i>Base filosófica</i>	132
<i>Objetivos</i>	132
<i>Problemas</i>	132
<i>Reforma</i>	132
<i>Principios</i>	133
<i>Propuesta de estructura administrativa del sector eléctrico</i>	136
<i>Comentarios</i>	138
Segundo taller.....	141
<i>Mandatos constitucionales</i>	141
<i>Análisis FODA</i>	143
<i>Estructura propuesta</i>	143
<i>Comentarios</i>	149
Tercer taller.....	150
<i>Bases de la propuesta</i>	150
<i>Comentarios</i>	151
Temas de preocupación en el sector eléctrico.....	155
Anexo D1 Artículos de la CPE.....	157
Documento de trabajo E	
Exportación de electricidad.....	179
Introducción.....	179
Termoelectricidad.....	180
Hidroelectricidad.....	185
Conclusiones.....	188
Bibliografía	191
Glosario	197

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 1	Centrales hidroeléctricas futuras y ajuste del precio del gas natural requerido	13
Cuadro 2	Escenario de evolución del servicio de electricidad en el área rural.....	29
Cuadro 3	Inversiones requeridas.....	30
Cuadro 4	Consumo anual de electricidad-año 2006.....	38
Cuadro 5	Precios internos-junio 2006	38
Cuadro 6	Cobertura del servicio eléctrico	48
Cuadro 7	Proyecto de Electrificación Rural Fase I; Clientes según categoría- diciembre 2008.....	49
Cuadro 8	Proyecto de Electrificación Rural Fase I-diciembre 2008.....	50
Cuadro 9	Proyecto de Electrificación Rural Fase I.....	51
Cuadro 10	Inversión equivalente al margen operacional.....	52
Cuadro 11	Programa “Electricidad para Vivir con Dignidad” Metas departamentales-área rural.....	55
Cuadro 12	Financiamientos existentes en el VMEEA.....	58

Cuadro 13	Escenario de evolución del servicio de electricidad en el área rural.....	59
Cuadro 14	Inversiones requeridas.....	63
Cuadro 15	Sistema Interconectado Nacional (SIN) Capacidad de generación existente.....	71
Cuadro 16	Generadores comprometidos en los próximos años.....	72
Cuadro 17	Principales proyectos de generación requeridos.....	74
Cuadro 18	Sistema Interconectado Nacional Margen de reserva anual promedio.....	80
Cuadro 19	Precio monómico de la electricidad en el SIN.....	82
Cuadro 20	Estados financieros disponibles.....	85
Cuadro 21	Rentabilidad de activos totales de las empresas generadoras.....	87
Cuadro 22	(Costo de ventas + costos operativos)/ingreso total.....	91
Cuadro 23	Inversión rentable por kW de potencia (\$us/kW).....	93
Cuadro 24	Nuevas centrales hidroeléctricas y geotérmicas.....	94
Cuadro 25	Inversión rentable por kW de potencia.....	95
Cuadro 26	Precios proyectados del gas natural.....	97
Cuadro 27	Inversión rentable por kW de potencia con costos operativos al 50% del ingreso.....	99
Cuadro 28	Centrales hidroeléctricas futuras y ajuste del precio del gas natural requerido.....	100
Cuadro 29	Caso Hidro 3.....	106

Cuadro 30	Determinación de aportes de las empresas que operan en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) para el financiamiento de la Tarifa Dignidad-noviembre 2009.....	114
Cuadro 31	Datos mensuales de la aplicación de la Tarifa Dignidad.....	115
Cuadro 32	Categoría residencial: consumo, tarifa media, factura total y subsidio Tarifa Dignidad.....	118
Cuadro 33	Aportes de las empresas que operan en el MEM para el financiamiento de la Tarifa Dignidad versus remuneración total-noviembre 2009.....	119
Cuadro 34	Impacto del precio del gas natural en el costo medio de la electricidad.....	124
Cuadro 35	Incremento del precio del gas natural y subsidio Tarifa Dignidad.....	126
Cuadro 36	Proyectos futuros con energía renovable.....	127
Cuadro 37	Subsidio Tarifa Dignidad vs. Ingreso por exportación.....	128
Cuadro 38	Artículos pertinentes CPE.....	142
Cuadro 39	Sector eléctrico boliviano: análisis FODA.....	144
Cuadro 40	Propuesta del modelo del sector.....	152
Cuadro 41	Propuesta de cadena de producción.....	153
Cuadro 42	Consumo anual de electricidad-año 2006.....	180
Cuadro 43	Precios internos-junio 2006.....	181

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1	Estructura organizacional.....	20
Gráfico 2	Flujograma de aprobación.....	27
Gráfico 3	Flujograma de aprobación.....	57
Gráfico 4	Demanda y oferta de generación.....	75
Gráfico 5	Incremento de demanda.....	76
Gráfico 6	Márgenes de reserva; SIN Enero 2001-diciembre 2009.....	79
Gráfico 7	Precios Monómicos a Nivel de Generación.....	83
Gráfico 8	Rentabilidad de activos (ROA).....	88
Gráfico 9	Precios anuales y trimestrales de exportación de gas natural (\$us/MMBTU).....	120
Gráfico 10	Precios mensuales de exportación de gas natural.....	121
Gráfico 11	Estructura del sector.....	137
Gráfico 12	Estructura organizacional.....	146
Gráfico 13	Costos marginales Precios actuales del gas natural.....	182
Gráfico 14	Costos marginales Costo de oportunidad del gas natural.....	183

PRESENTACIÓN

El Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario (CEDLA) elaboró el año 2009 un estudio denominado “Estado del debate en política energética” que mostró que la política energética nacional carece de una visión integral y de largo plazo, y en cuyo diseño se extraña, como elemento vital en la generación de políticas públicas, un debate nacional participativo y rico en propuestas.

Ante esta evidencia, el CEDLA llegó a la conclusión, en consonancia con otras organizaciones empresariales, sindicales, universitarias, regionales e incluso gubernamentales, de que era necesario crear un espacio permanente, plural y participativo de reflexión, estudio y debate público sobre los temas fundamentales del sector energético.

Esa es la naturaleza y origen de la Plataforma Energética, que inició formalmente sus actividades en octubre del 2009, como un escenario democrático y público de debate, que no asume ni se arroga representación social alguna, y en el que participan tanto el Estado, las empresas, los expertos, las universidades, los sindicatos, las juntas vecinales y representaciones indígenas, planteando sus ideas y defendiendo sus legítimos intereses.

Bajo la coordinación inicial del CEDLA, la Plataforma Energética delineó en sus primeras deliberaciones las características y contenidos básicos de 5 mesas de trabajo, desde las cuales se alimentará el debate sobre política energética con la realización de investigaciones, estudios, propuestas, reuniones y otras formas de aportar/interpelar el diseño de políticas públicas. Allí también se definió incentivar este debate con la realización de seis investigaciones sobre temas importantes para el sector energético.

Estas investigaciones fueron, encargadas a destacados profesionales independientes y expertos del sector, y están focalizadas en: 1) El litio y el desarrollo energético boliviano, 2) La industrialización del gas y la política energética, 3) El impacto de las energías renovables en el área rural de Bolivia, 4) Tendencias y desafíos para el desarrollo del sector eléctrico boliviano, 5) El análisis ambiental de la política energética boliviana, y 6) El estado de la planificación energética en Bolivia.

Con la información y conocimiento generados en estas investigaciones, la Plataforma Energética busca, en lo fundamental, dinamizar un debate público que aporte al diseño de la política energética nacional de manera crítica, propositiva y fundamentada.

En esta oportunidad presentamos el resultado de la investigación denominada “Tendencias y desafíos para el desarrollo del sector eléctrico boliviano” realizada por Enrique Gómez D’Angelo, que muestra, entre otros resultados, el impacto negativo de los subsidios en la generación de electricidad hidroeléctrica, las ventajas y riesgos que devienen de la estatización del sector, el resultado

económico de los planes de electrificación del pasado y las condiciones básicas necesarias para que los objetivos de cobertura universal se materialicen y, un análisis a profundidad de las condiciones bajo las cuales el país podría exportar electricidad.

En la Plataforma Energética se cree firmemente que los resultados y planteamientos desarrollados en este estudio permitirán impulsar el trabajo, debate y deliberaciones sobre el sector, los mismos que serán públicos, transparentes, abiertos a la opinión pública que quiera participar de estos temas vitales para el país.

Javier Gómez
Director Ejecutivo

INTRODUCCIÓN

El Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario (CEDLA) ha impulsado la conformación de una Plataforma de Política Energética, para que las entidades públicas y privadas del país, junto a las organizaciones académicas, profesionales, empresariales, sociales, sindicales, vecinales y expertos, profundicen el conocimiento y debatan públicamente sobre los temas centrales de la política energética nacional.

Como punto de partida para el funcionamiento de la Plataforma de Política Energética el CEDLA ha visto necesaria la contratación de consultorías para la elaboración de estudios específicos sobre temas prioritarios.

Uno de estos estudios es el que se presenta a continuación, referido al diagnóstico y propuestas del subsector de electricidad en el marco de la nueva ley, el mismo que servirá de base inicial para el trabajo de la Plataforma de Política Energética.

Los objetivos de este análisis son los siguientes:

- Realizar un diagnóstico del subsector de electricidad, identificando sus principales potencialidades, problemas y limitaciones.
- Identificar y evaluar las propuestas de adecuación del subsector a la Constitución Política del Estado (CPE).
- Elaborar una propuesta base de desarrollo del subsector.
- Identificar los costos, los beneficios y el impacto socio-económico de esta estrategia, así como los actores centrales de este proceso (Estado/Empresa Nacional de Electricidad [ENDE], transnacionales, etc.) y las fuentes de financiamiento.

Otros tópicos examinados son:

- Electrificación rural.
- Precios, subsidios y distorsiones.
- Rol del Estado y de ENDE.
- Marco regulatorio.

Por la amplitud de las materias abordadas, se ha optado por elaborar documentos de trabajo relativos a los principales temas de análisis, los cuales se adjuntan a este documento y se detallan a continuación:

Documento de trabajo	Título
A	Electrificación rural
B	Oferta de electricidad: problemas y perspectivas futuras
C	Tarifa Dignidad
D	Sobre las propuestas de restructuración del sector eléctrico boliviano
E	Exportación de electricidad

¿HACIA DÓNDE CAMINA EL SECTOR ELÉCTRICO BOLIVIANO?

En el esquema institucional vigente en el sector eléctrico boliviano, 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 (antes Superintendencia 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.

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 ende sus ingresos. Esta subvención al gas natural no perjudica a los que generan electricidad con unidades térmicas puesto que se benefician de dicha subvención (Documento de trabajo B).

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.

A ésto se añade la amenaza, manifestada en repetidas ocasiones por el gobierno, de estatizar o nacionalizar las empresas del sector eléctrico. La incertidumbre respecto a su situación futura es un factor adicional que desalienta la ejecución de nuevas inversiones.

Para evitar la paralización del crecimiento del sector eléctrico es necesario aclarar cuál será el rol del Estado, precisando qué empresas se nacionalizarán, así como el rol de ENDE como empresa del sector eléctrico que opera en las mismas condiciones que las empresas privadas. Asimismo, se deberá sincerar los precios del gas natural tomando en cuenta el costo de oportunidad de exportación.

El reajuste del precio del gas natural resultará en una elevación de la tarifa final. El impacto social de dicha elevación deberá ser atenuado manteniendo la aplicación de la Tarifa Dignidad. Los ingresos adicionales que percibirá el Estado al vender el gas natural a un precio mayor a los generadores de electricidad cubrirá con creces el gasto adicional emergente de mantener la Tarifa Dignidad congelada al nivel actual (Documento de trabajo C).

Una última intervención necesaria es definir los mecanismos de control social de las organizaciones regionales y originarias sobre el sector eléctrico en lo que respecta a los derechos y permisos para la utilización de energías renovables en su respectiva jurisdicción, los derechos de servidumbre y las externalidades, es decir, los impactos ambientales.

Una propuesta razonable es canalizar la participación social a través de un Consejo de Electricidad que funcionaría dentro de la estructura institucional de la Autoridad de Electricidad (AE) (Documento de trabajo D).

El reajuste del precio del gas natural de acuerdo con el costo de oportunidad de exportación es también una condición necesaria para la viabilidad financiera de las

nuevas centrales hidroeléctricas que el Plan de Expansión ha identificado para los próximos 10 años. Los ajustes del precio del gas natural que dichos proyectos hidroeléctricos requieren se ven en el Cuadro 1.

Cuadro 1
Centrales hidroeléctricas futuras y ajuste del precio del gas natural requerido

Central	Inversión (000 \$us)	Potencia (MW)	Inversión (\$us/kW)	Factor de planta	Factor precio energía	Precio gas (\$us/MPG)
Miscuni, Fase 2	102.290	40	2.557	66%	5,0	6,5
Laguna Colorada	358.818	100	3.588	93%	5,0	6,5
San José, Fase 1	101.860	69,4	1.468	74%	2,0	2,6
Tangara y Vilcara	357.180	167,3	2.135	60%	4,5	5,8
Río Unduavi	65.410	45	1.454	54%	3,0	3,9
Rositas	1.231.180	400	3.078	70%	5,5	7,1

Fuente: Elaboración propia con base en datos de Ministerio de Hidrocarburos & Energía - Consejo Nacional de Despacho de Carga (CNDC). "Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2010-2020" Noviembre 2009.

**¿ESTADO O MERCADO?
PROPUESTAS
DE ADECUACIÓN
DEL SECTOR
ELÉCTRICO EN BOLIVIA**

Existen tres instancias en las que se han presentado propuestas de restructuración del sector eléctrico boliviano, las tres en eventos realizados en el ámbito nacional. La primera propuesta se socializó en un taller de análisis realizado en la ciudad de La Paz, el 19 y 20 de octubre del 2009. Un segundo taller de presentación y discusión de la propuesta de Ley de Electricidad se realizó en la ciudad de Cochabamba, el 5 y 6 de noviembre del 2009. Finalmente, en una tercera ocasión se presentó un borrador de Ley de Electricidad, en la ciudad de La Paz, el 14 y 15 de enero del 2010.

Las propuestas presentadas en los tres talleres evidencian que no existe aún una visión clara de lo que deberá ser la estructura del sector eléctrico boliviano. Se observa lo que podría llamarse un *movimiento pendular*, ya que las propuestas presentadas en el primer y el tercer taller tienen una línea de acción de mayor intervención estatal, a diferencia del segundo taller, cuya propuesta tiende a asignar un rol más destacado al sector privado y a los mecanismos de mercado.

En opinión del presente estudio, la propuesta más coherente y viable es la que corresponde al segundo taller, con los siguientes componentes:

- Participación de ENDE en las actividades de generación, distribución y transmisión de la electricidad, compitiendo de igual a igual con las empresas privadas.
- Dicha participación constituirá un apoyo a las tareas de regulación del sector, proporcionando información fidedigna respecto a los parámetros de costo del servicio eléctrico.
- Roles de *operador* y *regulador* son supervisados por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE), asignándoles el necesario grado de independencia y continuidad laboral.
- El MHE delega al operador la tarea de planificación del sector eléctrico.
- Dado que los refuerzos requeridos en el sistema de transmisión son identificados por el Plan de Expansión, con carácter obligatorio, su financiamiento debe asegurarse mediante la aplicación de una tarifa estampilla¹.
- El MHE es responsable de todo el sector eléctrico, y ejerce el rol normativo y planificador, con tución directa sobre ENDE, el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) y la AE que es el ente regulador.

¹ El sistema de correos suele cobrar una tarifa única a toda la correspondencia interna de un país, independientemente de la distancia a recorrer. Por analogía, se dice “tarifa estampilla” el cobro de un peaje por transmisión de electricidad que es igual para todos los consumidores y para todos los generadores, independientemente de su ubicación geográfica.

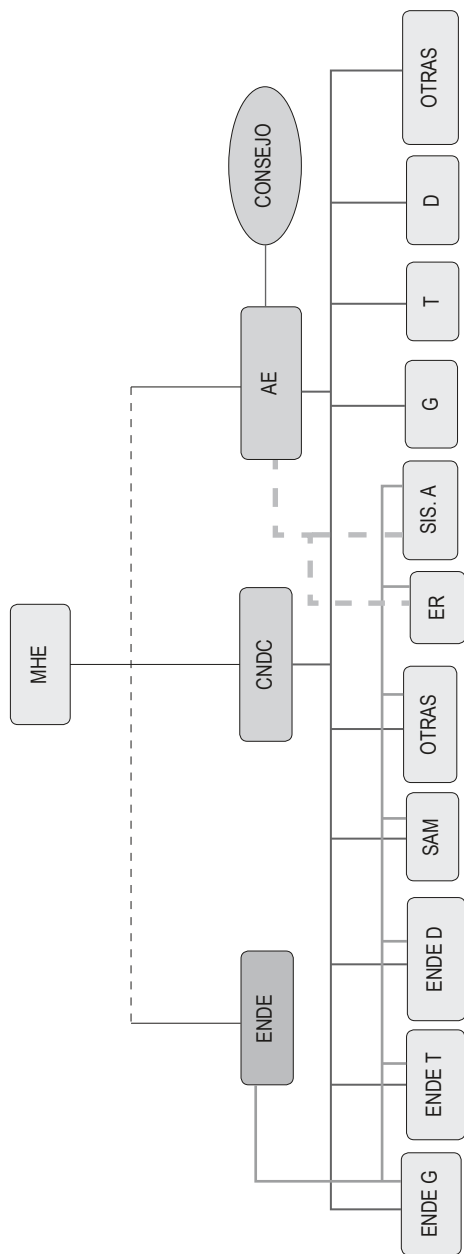
- Se evitan los conflictos *operador/regulador* al depender ambas instancias de una misma autoridad, que es el MHE.
- Las organizaciones sociales participan en el control social que ejerce un Consejo de Electricidad a través de la entidad reguladora.
- El Estado es responsable de financiar y promover la electrificación rural.
- La responsabilidad de ejecutar los proyectos de electrificación rural recae sobre los gobiernos departamentales y las autonomías indígena originario campesinas.

La estructura organizacional² propuesta se resume en el Gráfico 1.

El conflicto potencial más crítico en este esquema resultará, en opinión del presente estudio, de la contradicción entre aplicar mecanismos de mercado que promuevan la participación del sector privado en todas las actividades del sector y la presión social por reducir las tarifas eléctricas y expandir la escala de actividades de ENDE, a fin de que los grupos que apoyan al gobierno tengan acceso a fuentes de trabajo.

² MHE: Ministerio de Hidrocarburos y Energía; ENDE: Empresa Nacional de Electricidad; CNDC: Comité Nacional de Despacho de Carga; AE: Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (responsable de la regulación del sector eléctrico); ENDE G, ENDE T y ENDE D: Empresas del holding de ENDE, en actividades de generar, transmitir y distribuir electricidad, respectivamente; SAM: Sociedades Anónimas Mixtas, con participación de ENDE; ER: Electrificación Rural; SIS A: Sistemas eléctricos aislados; G, T y D: Empresas privadas, dedicadas a generar, transmitir y distribuir electricidad, respectivamente.

Gráfico 1
Estructura organizacional



Si predominan las fuerzas de presión social, crecerá un sector público ineficiente, de altos costos, que requerirá cada vez más de subsidios del Estado para ejecutar inversiones y operar las empresas estatales. Esta tendencia se constituirá en una carga financiera pesada para el gobierno central, puesto que sobre el Estado recaerá la responsabilidad de financiar nuevas inversiones en generación, transmisión, distribución y expansión de los sistemas eléctricos rurales. Dado que este clientelismo político deviene en un sector público ineficiente, los costos de inversión y de operación de los sistemas eléctricos tenderán a crecer, exacerbando la necesidad de subsidiar el sector para mantener deprimidas las tarifas eléctricas que debe costear el consumidor final.

**ELECTRIFICACIÓN RURAL:
¿CÓMO AVANZAR HACIA
LA UNIVERSALIZACIÓN
DEL SERVICIO?**

En octubre del 2006, el gobierno presentó su Programa “Electricidad para Vivir con Dignidad”, estableciendo como meta el llegar a una cobertura del servicio eléctrico rural del 53% hasta el año 2010, dotando del servicio eléctrico a 210.000 hogares; en una segunda etapa, lograr una cobertura rural del 70% hasta el año 2015, electrificando 220.000 hogares; en una tercera etapa, alcanzar una cobertura del 87% en el área rural hasta el año 2020; y finalmente en una cuarta etapa, universalizar el servicio eléctrico con una cobertura del 100% hasta el año 2025.

Para viabilizar el Programa se identificó como tarea a ejecutarse, el establecimiento de un marco normativo mediante una Ley de Acceso Universal al Servicio Público de Electricidad, cuyo contenido debe:

- Establecer el rol del Estado, que se desarrollará a través del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA), conjuntamente con las prefecturas, los municipios y el sector privado.

- Crear el Fondo Común (FOCO) para el Acceso Universal al Servicio Público de Electricidad con recursos públicos.
- Establecer un sistema de cofinanciamiento del gobierno nacional con las prefecturas, los municipios y el sector privado.
- Establecer la aprobación de metas departamentales de cobertura de electrificación conjuntamente con las prefecturas, los municipios y el sector privado.
- Ampliar la participación de empresas públicas, cooperativas y S.A.M. (sociedades anónimas mixtas), en la obtención de concesiones, licencias y licencias provisionales, para ejercer las actividades de la industria eléctrica.

En lo que se refiere al financiamiento del Programa, se identificaron como mecanismos de financiamiento los siguientes³:

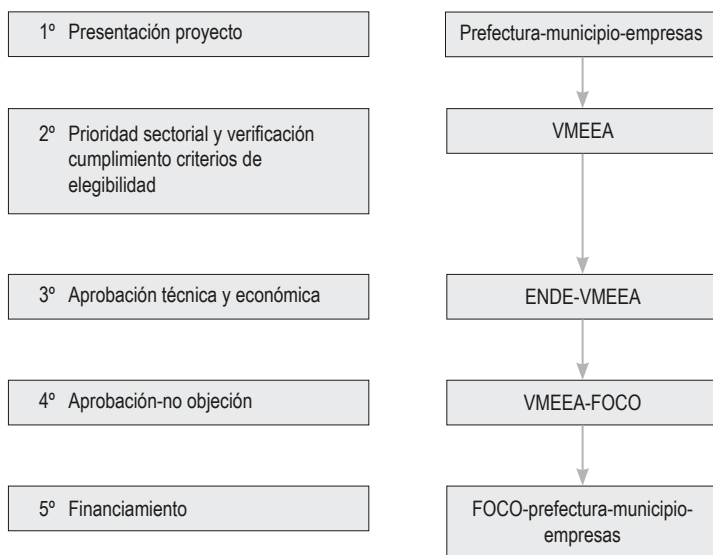
- Reglamento de administración del FOCO.
- Cumplimiento de los criterios de elegibilidad.
- Proyectos: según guías e instructivos técnicos.
- Proyectos evaluados para su financiamiento: FOCO.

El financiamiento de los respectivos proyectos estaría sujeto al siguiente proceso de aprobación:

³ Los cuatro puntos aquí presentados aparecen como mecanismos de financiamiento en el documento original “Ministerio de Obras Públicas y Vivienda. Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas; 2006, Programa Electricidad para Viviendas con Dignidad”.

Gráfico 2

Flujograma de aprobación



En la ejecución del Programa se anticipa enfrentar como principales obstáculos los siguientes:

- Baja capacidad de pago de los beneficiarios.
- Problemas técnicos y administrativos en la operación de los sistemas.
- Insuficiente coordinación entre las prefecturas, los municipios y las distribuidoras.
- Normativa que no induce a inversiones de los agentes.
- Falta de coordinación con otras instituciones encaminadas al desarrollo integral de las comunidades rurales.

Comentarios y análisis

La ejecución de la primera etapa del programa prevé una inversión de \$us 190 millones para dotar de electricidad a 210.000 hogares en el área rural. Es decir, una inversión del orden de \$us 900 por hogar.

Se ha construido un escenario de evolución del servicio eléctrico en el área rural siguiendo las metas propuestas en el Programa “Electricidad para Vivir con Dignidad”, de modo que se logre las metas propuestas de cobertura del servicio (Cuadro 2).

El programa coincide con las determinaciones de la CPE, al establecer mecanismos de participación de los gobiernos departamentales e instituciones regionales en la identificación de los proyectos de electrificación rural y la responsabilidad del Estado en el financiamiento de las inversiones requeridas.

Es oportuno recordar que la CPE establece que el Estado es responsable de financiar y promover la electrificación rural (Art. 20; II CPE). Sin embargo, la electrificación rural es competencia exclusiva de los gobiernos departamentales autónomos en su jurisdicción (Art. 300; 15 CPE), de igual forma que es competencia exclusiva de las autonomías indígena originario campesinas en su jurisdicción (Art. 304; 5 CPE). Estas disposiciones pueden crear confusión respecto a la asignación de responsabilidades en el financiamiento, la ejecución y la operación de los sistemas de electrificación rural.

La participación de ENDE en estos proyectos, en los aspectos técnicos, puede ser muy provechosa, particularmente cuando los gobiernos regionales no disponen de personal técnico con la necesaria experiencia.

Cuadro 2

Escenario de evolución del servicio de electricidad en el área rural

Año	Hogares	Crecimiento	Atendidos	Nuevas conexiones	Cobertura (%)
2006	842.758	2,3%	302.043	13.681	35,8
2007	860.099	2,1%	336.750	37.890	39,2
2008	877.979	2,1%	388.148	42.101	44,2
2009	898.612	2,35%	430.249	56.309	47,9
2010	919.729	2,35%	486.558	60.520	52,9
2011	941.343	2,35%	547.078	44.067	58,1
2012	963.464	2,35%	591.145	44.067	61,4
2013	986.105	2,35%	635.212	44.067	64,4
2014	1.009.279	2,35%	679.279	44.067	67,3
2015	1.032.997	2,35%	723.346	44.067	70,0
2016	1.057.272	2,35%	767.413	59.500	72,6
2017	1.082.118	2,35%	826.913	59.500	76,4
2018	1.107.548	2,35%	886.413	59.500	80,0
2019	1.133.575	2,35%	945.913	59.500	83,4
2020	1.160.215	2,35%	1.005.413	59.500	86,7
2021	1.187.480	2,35%	1.064.913	59.500	89,7
2022	1.215.385	2,35%	1.124.413	59.500	92,5
2023	1.243.947	2,35%	1.183.913	59.500	95,2
2024	1.273.180	2,35%	1.243.413	59.500	97,7
2025	1.303.099	2,35%	1.302.913	59.500	100,0

Fuente: Elaboración propia con base en datos del Ministerio de Obras Públicas y Vivienda. Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas. Programa “Electricidad para Vivir con Dignidad” (Presentación en Power Point). Octubre 2006.

El éxito o fracaso del programa dependerá fundamentalmente de:

- Disponibilidad de los recursos financieros.
- Apoyo técnico de ENDE en aspectos técnicos.
- Coordinación y control del MHE.

Recursos financieros

La ejecución del Programa requerirá de inversiones estimadas en 189 millones de \$us para la primera etapa; 220 millones de \$us para la segunda etapa; 327 millones de \$us para la tercera etapa; y 357 millones de \$us para la etapa final. En resumen, el monto total a ser invertido en electrificación rural fácilmente superará la cifra de 1.000 millones de \$us.

Cuadro 3 Inversiones requeridas

	Período	Conexiones	(\$us/ conexión)	Inversión (millones \$us)
Etapa I	2006-2010	210.501	900	189
Etapa II	2011-2015	220.335	1.000	220
Etapa III	2016-2020	297.500	1.100	327
Etapa IV	2021-2025	297.500	1.200	357

Fuente: Elaboración propia.

Es evidente que la disponibilidad de estos recursos será una condición esencial para el logro de las metas propuestas.

Apoyo técnico

Una segunda condición necesaria para la ejecución del programa es que los recursos de inversión sean asignados a las alternativas tecnológicas de menor costo, sean éstas la extensión de redes del Sistema Interconectado Nacional (SIN) o de sistemas aislados, pequeñas centrales hidroeléctricas, eólicas o que utilizan otras fuentes de energía renovable, fotovoltaicos, etcétera.

La aprobación técnica de los proyectos, a ser efectuada por ENDE, garantizará la selección de la mejor alternativa tecnológica desde una óptica social, de respeto al medio ambiente y de sustentabilidad financiera e institucional.

Coordinación y control

Uno de los problemas que ha enfrentado la electrificación rural en Bolivia ha sido la duplicación de esfuerzos y la falta de coordinación entre instituciones que ejecutan proyectos en el área rural. Otro obstáculo que puede enfrentar la electrificación rural es la corrupción y el desvío de fondos en los procesos de contratación y de adquisición.

Por esta razón es importante el rol del MHE en la aprobación o no objeción de cada proyecto de electrificación rural como prerrequisito para acceder a los recursos financieros. El MHE deberá garantizar el cumplimiento de normas de contratación y de adquisición para evitar el uso indebido de fondos.

El objetivo final es mejorar las condiciones de vida de la población, tal como indica el título del Programa “Electricidad para Vivir con Dignidad”. En este sentido,

el acceso al servicio eléctrico constituye una condición necesaria pero no suficiente. En otras palabras, las comunidades rurales tienen otras necesidades además del acceso a la energía eléctrica: educación, servicios de salud, caminos de acceso, tecnología agropecuaria, acceso a insumos mejorados de producción, etcétera. En efecto, el programa de gobierno también identifica como prioridades la erradicación del analfabetismo, el acceso universal a la salud, etcétera.

En consecuencia, así como el MHE es responsable de la coordinación entre las instituciones que ejecutarán acciones en electrificación rural en el ámbito nacional (Art. 20; II CPE), los gobiernos departamentales autónomos y las autonomías indígena originario campesinas serán responsables de verificar que los esfuerzos de electrificación rural sean parte de un programa integral de desarrollo que incluya componentes de educación, salud, vialidad, tecnología, etcétera, en ejercicio de las responsabilidades que les han sido atribuidas por el Artículo 300; 15 de la CPE, el cual les otorga competencia exclusiva en sus respectivas jurisdicciones.

Comentarios finales

En la concepción de la CPE la identificación de la electrificación rural como una necesidad sentida proviene de “abajo hacia arriba”; es decir, nace de las comunidades rurales, que a su vez la trasladan gradualmente a niveles superiores: los municipios y las prefecturas.

Al mismo tiempo, la experiencia boliviana en materia de electrificación rural muestra la importancia de coordinar esfuerzos entre las instituciones participantes y planificar

las inversiones desde una perspectiva nacional y no sólo regional.

Asimismo, existe con frecuencia debilidad técnica en el ámbito de las comunidades, los municipios e incluso las prefecturas o los gobiernos departamentales. Por esta razón es oportuno disponer de niveles de apoyo técnico y de comunicación vertical desde el nivel comunal hasta el máximo nivel de coordinación, que es el MHE.

A partir de las anteriores consideraciones, se propone un esquema de planificación y selección de proyectos de electrificación rural en el que participen representantes de tres sectores en el ámbito departamental:

- Gobierno departamental
- MHE
- Nivel técnico

Por ejemplo, la representación del gobierno departamental podría hacerse efectiva a través de un funcionario de la Unidad de Electrificación. El MHE podría designar a un funcionario responsable de uno o más departamentos. El nivel técnico podría ser aportado por ENDE.

Cada uno de estos tres funcionarios sería responsable de presentar a sus superiores, sean éstos el gobernador o el prefecto departamental, el ministro del sector de hidrocarburos y energía y el gerente general de ENDE, los planes de electrificación rural de cada departamento. Dicho plan sería elaborado con la participación de los tres representantes mencionados, los cuales deben tomar la iniciativa de conocer y visitar todas las comunidades y los municipios del departamento para verificar la existencia de las demandas del servicio eléctrico, así como

la factibilidad técnica y económica de los proyectos propuestos.

La participación del representante del MHE facilitará el proceso de aprobación y financiamiento de los proyectos a nivel nacional. El representante de ENDE deberá coordinar con la empresa distribuidora para asegurarse de que los proyectos sean técnicamente viables, por ejemplo mediante el cálculo de flujos eléctricos que verifiquen el mantenimiento de parámetros de calidad del servicio, entre otros análisis. El representante del gobierno departamental cumplirá con el mandato constitucional que otorga a los gobiernos departamentales autónomos y a las autonomías indígena originario campesinas la responsabilidad legislativa, reglamentaria y ejecutiva en materia de electrificación rural.

¿CÓMO Y A QUIÉN EXPORTAR ELECTRICIDAD?

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; y el sistema aislado del Norte Grande, en Chile. La distancia a estos mercados varía considerablemente:

- De Puerto Suárez a San Pablo: 1.300 km.
- De Yacuiba a Buenos Aires: 1.500 km.
- De Oruro a Chuquicamata: 500 km.

Es evidente que el mercado con más proximidad geográfica es el del Norte Grande, en Chile.

La dimensión del sistema eléctrico de los países vecinos es relativamente elevada en comparación al sistema eléctrico boliviano. En el Cuadro 4 a continuación se puede observar que Argentina consume 22 veces más energía eléctrica que Bolivia; mientras que Brasil consume 87 veces más; Chile 11 veces más; y Perú 5 veces más. Estas cifras muestran que existe un potencial casi ilimitado de exportación de electricidad a los países vecinos.

Cuadro 4

Consumo anual de electricidad-año 2006

País	Consumo (TWh)	Relación
Argentina	118,55	22
Brasil	460,5	87
Chile	57,61	11
Paraguay	8,12	1,5
Perú	27,36	5,1
Bolivia	5,32	1,0

Fuente: “Información Económica Energética”. Versión N° 18. Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Noviembre 2007.

Termoelectricidad

La energía eléctrica en Bolivia tiene precios inferiores a los registrados en países vecinos. Esta diferencia de precios hace atractiva la exportación de electricidad de Bolivia a Brasil, Chile y Perú, principalmente.

Cuadro 5

Precios internos-junio 2006

Precios al consumidor final \$us cent/kWh	Residencial	Comercial	Industrial
Argentina	9,72	6,3	6,4
Brasil	19,06	16,64	12,37
Chile	13,06	13,98	8,53
Paraguay	6,17	6,58	4,14
Perú	12,4	10,02	7,31
Bolivia	6,72	10,14	4,68

Fuente: “Información Económica Energética”. Versión N° 18. Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Noviembre 2007.

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 cambio Brasil y Chile registran precios considerablemente mayores, debido a que en estos países no se subsidia la utilización de gas natural en sus mercados eléctricos. En consecuencia, exportar energía eléctrica generada con gas natural a, por ejemplo, Chile o Brasil equivale a exportar gas natural a un precio del orden de 1,30 \$us/MPC.

Es evidente que exportar electricidad en lugar de exportar gas natural puede proporcionar a Bolivia mayor valor agregado, pero este valor agregado requeriría importar generadores, con aportes de mano de obra nacional que no son importantes. Es decir, la generación de electricidad con gas natural es una actividad intensiva en capital y genera relativamente pocos puestos de trabajo en el mercado nacional. Por esta razón, el valor agregado neto creado es relativamente bajo.

Finalmente, es más económico efectuar el transporte de energía en volúmenes significativos y a distancias superiores a los 500 km por medio de gasoductos, en lugar de generar la electricidad en la fuente donde se ubican los yacimientos gasíferos y transportarla por líneas eléctricas⁴.

En conclusión, las posibilidades de Bolivia de exportar

⁴ El transporte por gasoducto se beneficia de economías de escala, ya que la cantidad de acero necesaria es directamente proporcional al diámetro del ducto, mientras que la capacidad de transporte, que depende de la superficie de la sección, es proporcional al cuadrado del diámetro. En otras palabras, un gasoducto que utiliza el doble de acero es capaz de transportar cuatro veces más. Otra característica que favorece a los gasoductos es la posibilidad de enterrarlos reduciendo su impacto ambiental.

a los países vecinos electricidad generada a partir del gas natural, tomando en cuenta el costo de oportunidad del gas natural en el país, son limitadas por factores económicos, ya que el transporte de gas natural tiende a ser de menor costo en comparación con el transporte a través de líneas eléctricas.

A pesar de existir estas limitaciones, es oportuno reiterar que un estudio realizado por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) identificó la posibilidad de interconectar los sistemas eléctricos de Bolivia y del norte de Chile cuya proximidad geográfica permitiría flujos bidireccionales de electricidad.

Esta posibilidad de exportación de electricidad a Chile es aún más atractiva si se considera la generación de electricidad a partir de los yacimientos geotérmicos de Sol de Mañana que están ubicados a corta distancia de los centros mineros del norte de Chile⁵. Un estudio realizado por ENDE y la Comisión Federal de Electricidad de México en el año 2000 determinó la factibilidad económica de generar 120 MW con una inversión de 160 millones de \$us. La electricidad generada tendría un costo medio de 33,2 \$us/MWh⁶.

La exportación de electricidad con gas natural a un precio subsidiado de 1,30 \$us/MPC es factible económicamente, pero equivale a subvencionar el consumo de energía en los países vecinos como si se estuviese exportando el gas natural a 1,30 \$us/MPC.

⁵ Existe una distancia de 120 km entre los yacimientos de Sol de Mañana y el centro minero de Chuquicamata.

⁶ "Proyecto Laguna Colorada-Bolivia. Análisis de Viabilidad Económica". Anexo A. ENDE-Bolivia y CFE-México. Agosto 2000.

Hidroelectricidad

Bolivia dispone de potencial hidroeléctrico aún no explotado. Las principales fuentes de hidroelectricidad se encuentran en el curso superior de los ríos Beni, Grande, Pilcomayo y Bermejo. Un estudio efectuado por ENDE identificó un listado de 62 proyectos hidroeléctricos de diferente escala y nivel de estudio, y estimó un potencial hidroeléctrico total del orden de 18.000 MW y una producción anual de 90 TWh⁷.

A esta lista se añaden los emprendimientos hidroeléctricos del río Madera que actualmente están en proceso de estudio.

Los proyectos hidroeléctricos del río Madera, tanto en territorio brasileño como en territorio boliviano, con capacidades entre 3.000 y 7.000 MW, requerirán de la construcción de líneas de transmisión de gran capacidad para llegar al consumidor final. Su dimensión sobrepasará con creces el tamaño del mercado boliviano, que no superará los 1.000 MW al momento de inicio de las operaciones de los proyectos. En consecuencia, es obvio que el mercado natural de estos proyectos está en la zona industrial brasileña y no en territorio boliviano.

La república de Brasil ha previsto la construcción de líneas de transmisión de electricidad de 500 kV, capaces de transportar la energía eléctrica desde la zona del río Madera (Estado de Rondonia) hasta los centros urbanos e industriales adyacentes a la ciudad de San Pablo.

⁷ “Bolivia. Plan Nacional de Electrificación 1990.2010. Expansión de la generación-Informe final”, ENDE-Bolivia y ENEL-Italia. Abril 1989.

En el largo plazo, es técnicamente posible construir líneas de transmisión que se conecten con el SIN boliviano. No obstante, su factibilidad económica estará sujeta necesariamente a la potencia que el SIN podría absorber.

En consecuencia, se puede afirmar que la energía eléctrica a ser producida en las centrales hidroeléctricas del río Madera será destinada a satisfacer prácticamente en su totalidad la demanda de Brasil. La energía que podría ser consumida en las ciudades de Guayaramerín y Riberalta actualmente es inferior a los 10 MW. Este nivel de potencia es obviamente insignificante en relación a la capacidad de las centrales hidroeléctricas propuestas.

La factibilidad de exportación de esta energía a Brasil dependerá de los costos medios de la electricidad. El costo medio de la electricidad generada por las centrales hidroeléctricas de Jirau y Santo Antonio en el tramo entre Abuná y Porto Velho ha sido estimado en un rango de entre 22,76 y 25,50 \$us/MWh⁸, excluyendo el costo de las esclusas y de las líneas de transmisión.

Próximamente se debe concluir el estudio a diseño final de la central hidroeléctrica de Cachuela Esperanza, con una potencia de 990 MW y una generación anual media de 5.470 MWh. En agosto del 2008, ENDE contrató a la firma TECSULT para realizar estudios de diseño final del proyecto Cachuela Esperanza, los cuales debían ser entregados en enero del 2010. Adicionalmente, TECSULT debe estudiar el impacto en Bolivia de las presas de Jirau

⁸ Molina Carpio, Jorge. "Análisis de los estudios de impacto ambiental del complejo hidroeléctrico del río Madera". Abril de 2006

y Santo Antonio, así como tres alternativas (de prefactibilidad) de otros aprovechamientos en la zona⁹.

Existen opiniones que estiman costos de la electricidad de la Central Hidroeléctrica de Cachuela Esperanza superiores a los costos de la electricidad en el mercado de Brasil. De ser cierto, se pondría en duda la conveniencia económica de construir el proyecto. A esta preocupación se añaden varios hechos: la energía producida será destinada casi exclusivamente al mercado brasileño; y el proyecto será posiblemente financiado por créditos brasileños, construido por empresas extranjeras, muy posiblemente del Brasil, y generará impactos ambientales negativos en territorio boliviano¹⁰.

Conclusiones

- Las posibilidades de exportar a los países vecinos electricidad generada con gas natural al costo de oportunidad son limitadas debido a que el transporte de gas natural es de menor costo en comparación con las líneas eléctricas equivalentes.
- Es posible exportar al sistema eléctrico del Norte Grande en Chile, cuya proximidad geográfica permitiría flujos bidireccionales de electricidad.
- También se puede exportar electricidad a partir de los yacimientos geotérmicos de Sol de Mañana. Se ha determinado una potencia probada de

⁹ *Bank Information Center*. “UHE Cachuela Esperanza” 1 enero 2010. Sitio WEB www.bicusa.org/es/Article.11711.aspx

¹⁰ Ídem.

120 MW. Se estima un costo medio de 33,2 \$us/MWh.

- La exportación de electricidad con gas natural a un precio subsidiado de 1,30 \$us/MPC es factible económicamente, pero equivale a subvencionar el consumo de energía en los países vecinos como si se estuviese exportando el gas natural a 1,30 \$us/MPC.
- Los proyectos hidroeléctricos sobre el río Madera constituyen sin duda el más importante potencial de exportación de electricidad. Su factibilidad dependerá del costo medio de la electricidad resultante y de las negociaciones con Brasil en relación a los recursos de inversión, las condiciones de venta de la electricidad producida, los impactos ambientales, y la apertura de vías de transporte fluvial mediante la construcción de esclusas.

CASOS ESPECÍFICOS

DOCUMENTO DE TRABAJO A ELECTRIFICACIÓN RURAL

Situación actual

Los niveles de cobertura del servicio eléctrico en el área rural han progresado en los últimos años, elevándose de un 24% en el año 2001 a un 44% en el año 2008¹¹; mientras que en el área urbana se han mantenido prácticamente constantes en un 89% a partir del año 2001 (Cuadro 6).

A pesar del notable avance registrado en el área rural, el nivel actual de cobertura del servicio eléctrico es todavía deficiente y debe ser incrementado para cumplir con los objetivos del gobierno de universalizar el servicio eléctrico.

Viabilidad financiera de la electrificación rural

Es evidente que la factibilidad financiera de la electrificación rural dependerá del nivel de consumo de electricidad por cliente, la tarifa, los costos de inversión, los costos de compra de la energía en el mercado mayorista y

¹¹ Datos obtenidos de la Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económicas (UDAPE), que a su vez cita como fuente al Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE).

Cuadro 6
Cobertura del servicio eléctrico

Urbana				Rural			
Años	Hogares	Con electricidad	Cobertura (%)	Años	Hogares	Con electricidad	Cobertura (%)
1976			74	1976			7
1992			79	1992			12
1997			72	1997			14
1998			74	1998			17
1999			74	1999			21
2000			74	2000			22
2001	1.214.902	1.086.427	89	2001	763.242	186.752	24
2002	1.271.156	1.124.040	88	2002	780.962	211.805	27
2003	1.329.103	1.151.657	87	2003	799.236	226.557	28
2004	1.390.555	1.186.412	85	2004	815.358	243.595	30
2005	1.420.068	1.235.010	87	2005	824.044	271.685	33
2006	1.450.877	1.280.353	88	2006	842.758	302.043	36
2007	1.504.216	1.331.815	89	2007	860.099	336.750	39
2008	1.559.784	1.390.033	89	2008	877.979	388.148	44

Fuente: Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económicas (UDAPE), que a su vez cita como fuente al Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE).

los costos de operación, mantenimiento y administración del sistema. Estos costos varían en el tiempo y sobre todo son distintos para diferentes zonas del país, lo cual hace muy difícil emitir juicios definitivos aplicables a la totalidad de los sistemas de electrificación rural en Bolivia.

Sin embargo, a modo de ilustración, se presenta a continuación un análisis elaborado a partir de cifras proporcionadas por la empresa distribuidora ELFEC S.A. correspondientes al mes de diciembre de 2008, para lo que se denomina la Fase I del Proyecto de Electrificación Rural.

Los clientes, clasificados según categoría, tienen las siguientes características:

Cuadro 7

Proyecto de Electrificación Rural Fase I; Clientes según categoría-diciembre 2008

Categoría	Clientes	Consumo (kWh/mes)	Consumo específico (kWh/mes)
Domiciliaria	5.327	120.534	22,6
General	382	66.048	172,9
Industrial	2	68.254	34.127,0
Alumbrado público	12	75.873	6.322,8
Otros	9	1.066	118,4
Total	5.732	331.775	57,9

Fuente: Electrificación Rural en Cochabamba. Experiencias de ELFEC S.A. Marzo 2009.

Se ha estimado el costo de operación, mantenimiento y administración del sistema, excluyendo el costo de compra de electricidad, suponiendo parámetros de

costos medio eficientes de 117,57 Bs/km-mes¹² para la operación y el mantenimiento del sistema eléctrico; y de 15,42 Bs/cliente-mes¹³ para la comercialización y la administración, con los siguientes resultados:

Cuadro 8
Proyecto de Electrificación Rural Fase
I-diciembre 2008

Costos a considerar	Fase I
km de red	502
Número de clientes	5.732
Demanda de potencia (kW)	610
Costos de O&M (Bs/mes)	59.020
Costos de Comerc. & Adm. (Bs/mes)	88.387
Costos de O&M, Comerc. y Adm. (Bs/mes)	147.408
Costo total promedio (Bs/cliente-mes)	25,72

Fuente: Electrificación Rural en Cochabamba. Experiencias de ELFEC S.A. Marzo 2009.

El resultado es un costo medio de 25,72 Bs/cliente-mes para la operación, el mantenimiento y la administración, excluyendo el costo de compra de la electricidad en el mercado mayorista.

Al comparar este costo con los ingresos medios que percibe el distribuidor se evidencia lo siguiente:

¹² Se refiere al costo mensual por kilómetro, expresado en Bolivianos.

¹³ Se refiere al costo mensual por cliente, expresado en Bolivianos

Cuadro 9

Proyecto de Electrificación Rural Fase I

Evaluación a diciembre de 2008	Unidades	Cliente		
		Domiciliario	Industrial	Comercial
Consumo promedio	kWh/cliente-mes	24,3	439,0	101,0
Energía comprada correspondiente	kWh/cliente-mes	27,0	494,0	114,0
Potencia comprada correspondiente	kW/mes	0,1	1,3	0,3
Ingreso tarifario (con IVA)	Bs/cliente-mes	17,40	313,90	105,50
Ingreso tarifario (sin IVA)	Bs/cliente-mes	15,14	273,09	91,79
Tarifa media (sin IVA)	Bs/kWh	0,62	0,62	0,91
Costo de compra de energía (sin IVA)	Bs/cliente-mes	7,98	130,28	30,01
Margen Venta-Compra	Bs/cliente-mes	7,16	142,81	61,78
Costo promedio de O&M, Comerc. y Adm.	Bs/cliente-mes	25,72	25,72	25,72
Margen operacional	Bs/cliente-mes	(18,56)	117,10	36,06

Fuente: Electrificación Rural en Cochabamba. Experiencias de ELFEC S.A. Marzo 2009.

De acuerdo con estas cifras, a pesar de acceder a un financiamiento a fondo perdido del 100% de la inversión, y prestar el servicio con costos eficientes, la empresa distribuidora pierde mensualmente un promedio de Bs 18,56 por cada cliente domiciliario y tiene una utilidad de 117,10 y Bs 36,06 por cada cliente de las categorías *industrial* y *comercial* o *general*, respectivamente.

Suponiendo un período de 25 años de operación del sistema y una tasa anual de actualización del 10,1%, se ha calculado el valor actual de estos márgenes operativos:

Cuadro 10
Inversión equivalente al margen operacional

Evaluación a diciembre de 2008	Unidades	Cliente			Promedio ponderado*
		Domiciliario	Industrial	Comercial	
Margen operacional (TC= 7,07 Bs/\$us)	\$us/año	(31,50)	198,75	61,20	(25,22)
Valor actual del margen operacional (25 años; 10,1%)	\$us	(283,74)	1.790,27	551,29	(227,16)

* Se agregó este cálculo.

Fuente: Electrificación Rural en Cochabamba. Experiencias de ELFEC S.A. Marzo 2009.

En conclusión, el distribuidor podría pagar una inversión del orden de \$us 1.790 por cada cliente de la categoría industrial y \$us 551 por cada cliente comercial, pero requeriría de un subsidio de \$us 284 por cliente domiciliario. Esta situación sería viable si el número de clientes industriales y comerciales fuese suficientemente grande como para compensar las pérdidas económicas provenientes del servicio prestado a los clientes domiciliarios.

Si se calcula el promedio ponderado del margen operacional, tomando en cuenta el número de clientes en cada categoría, el resultado muestra que, lamentablemente, los márgenes positivos de las categorías industrial y comercial no logran compensar las pérdidas en la categoría domiciliaria: el promedio ponderado es de una pérdida media de \$us 25,22 mensuales por cliente. Estas pérdidas podrían ser compensadas si el distribuidor recibe una bonificación inicial de \$us 227 por cliente, además del 100% del costo de inversión, al momento de iniciar operaciones en el sistema rural.

En conclusión, el Proyecto de Electrificación Rural Fase I no es financieramente viable a pesar de acceder a una subvención que cubre el 100% del costo de la inversión inicial.

Estos resultados muestran la necesidad de acceder a subsidios cruzados para preservar la factibilidad financiera de los proyectos de electrificación rural, es decir, la posibilidad de elevar las tarifas de los clientes urbanos para compensar los márgenes operativos negativos de la electrificación rural.

Programa “Electricidad para Vivir con Dignidad”

En octubre del 2006, el gobierno presentó su Programa “Electricidad para Vivir con Dignidad”, estableciendo como meta el llegar a una cobertura del servicio eléctrico rural del 53% hasta el año 2010, dotando del servicio eléctrico a 210.000 hogares; en una segunda etapa, lograr una cobertura rural del 70% hasta el año 2015, electrificando 220.000 hogares; en una tercera etapa, alcanzar una cobertura del 87% en el área rural hasta el año 2020; y

finalmente, en una cuarta etapa, universalizar el servicio eléctrico con una cobertura del 100% hasta el año 2025.

Estos objetivos fueron desglosados a nivel departamental para las etapas I y II de acuerdo con el detalle que se presenta en el Cuadro 11.

Para viabilizar el programa se identificó como tarea a ejecutarse el establecimiento de un marco normativo mediante una Ley de Acceso Universal al Servicio Público de Electricidad, cuyo contenido debe:

- Establecer el rol del Estado, que se desarrollará a través del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA), conjuntamente con las prefecturas, los municipios y el sector privado.
- Crear el Fondo Común (FOCO) para el Acceso Universal al Servicio Público de Electricidad con recursos públicos.
- Establecer un sistema de cofinanciamiento del gobierno nacional con las prefecturas, los municipios y el sector privado.
- Establecer la aprobación de metas departamentales de cobertura de electrificación conjuntamente con las prefecturas, los municipios y el sector privado.
- Ampliar la participación de empresas públicas, cooperativas y sociedades anónimas mixtas, en la obtención de concesiones, licencias y licencias provisionales para ejercer las actividades de la industria eléctrica.

Cuadro 11
Programa “Electricidad para Vivir con Dignidad”
Metas departamentales-área rural

Departamentos	Cobertura 2005 (%)	Hogares a electrificar por año				Total periodo 2006-2010	Cobertura 2010 (%)	Total periodo 2011-2015	Cobertura 2015 (%)
		2006	2007	2008	2009	2010			
Chuquisaca	21,6	1.196	3.313	3.681	4.923	5.291	18.404	45,8	12.035
La Paz	35,3	3.604	9.981	11.090	14.833	15.942	55.450	53,3	61.669
Cochabamba	41,5	2.091	5.792	6.436	8.608	9.252	32.179	54,1	44.173
Oruro	29,3	793	2.196	2.440	3.263	3.507	12.199	45,4	23.416
Potosí	23,3	1.869	5.177	5.752	7.693	8.269	28.760	41,5	47.561
Tarija	43,6	1.044	2.891	3.213	4.297	4.618	16.063	81,0	6.225
Santa Cruz	35,2	2.271	6.289	6.988	9.347	10.046	34.941	63,3	17.858
Beni	21,0	655	1.813	2.015	2.695	2.896	10.074	58,2	6.142
Pando	27,0	158	438	486	650	699	2.431	58,6	1.256
Bolivia	33,0	13.681	37.890	42.101	56.309	60.520	210.501	53,1	220.335

Fuente: Elaboración propia con base en datos del Ministerio de Obras Públicas y Vivienda. Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas. Programa “Electricidad para Vivir con Dignidad” (Presentación en Power Point). Octubre 2006.

En lo que se refiere al financiamiento del programa, se identificaron como mecanismos de financiamiento los siguientes¹⁴:

- Reglamento de administración de FOCO.
- Cumplimiento de los criterios de elegibilidad.
- Proyectos: según guías e instructivos técnicos.
- Proyectos evaluados para su financiamiento: FOCO.

Para la ejecución de la primera etapa del programa se estimó una inversión de \$us 190 millones y así lograr la expansión del servicio eléctrico en el área rural a un total de 210.000 hogares, a través de:

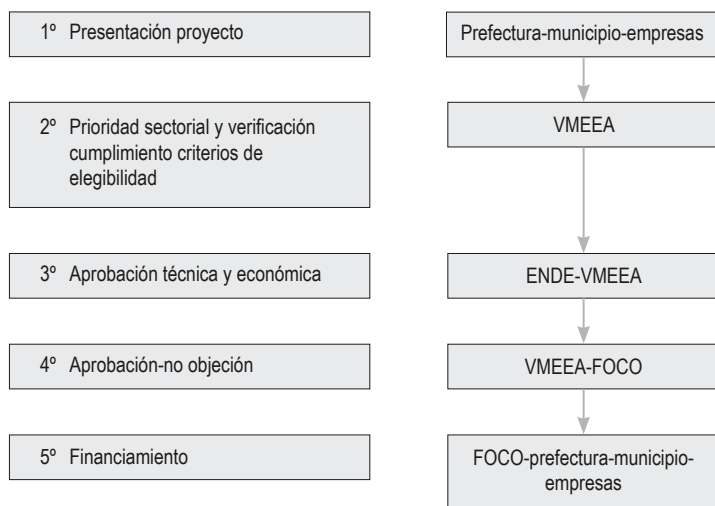
- Interconexión de sistemas aislados.
- Extensión de redes eléctricas.
- Densificación de redes eléctricas.
- Incremento de la capacidad de distribución eléctrica.
- Generación a gas natural.
- Energías renovables.

El financiamiento de los respectivos proyectos estaría sujeto al siguiente proceso de aprobación:

¹⁴ Los cuatro puntos aquí presentados parecen como mecanismos de financiamiento en el documento original "Ministerio de Obras Públicas y Vivienda. Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas; 2006, Programa Electricidad para Vivir con Dignidad".

Gráfico 3

Flujograma de aprobación



El Programa “Electricidad para Vivir con Dignidad” fue oficializado mediante el Decreto Supremo 29635 de 9 de julio de 2008. Este decreto reitera la responsabilidad del Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE) como responsable de la implementación del programa. Asimismo, establece que para participar en el programa las prefecturas y los municipios deberán:

- Coordinar con las empresas distribuidoras.
- Suministrar al MHE información de avances en la cobertura del servicio.
- Presentar proyectos cumpliendo las normas del Sistema Nacional de Inversión Pública (SNIP) y del programa.
- Suscribir convenios de cofinanciamiento.

En la ejecución del programa se anticipa enfrentar como principales obstáculos los siguientes:

- Baja capacidad de pago de los beneficiarios.
- Problemas técnicos y administrativos en la operación de los sistemas.
- Insuficiente coordinación entre las prefecturas, los municipios y las distribuidoras.
- Normativa que no induce a inversiones de los agentes.
- Falta de coordinación con otras instituciones encaminadas al desarrollo integral de las comunidades rurales.

Los recursos financieros provenientes de la ayuda internacional son:

Cuadro 12
Financiamientos existentes en el VMEEA

Fuente de financiamiento	Monto (millones \$us)	(%)
KfW (Banco Alemán para el Desarrollo)	8,01	16%
Eurosolar (Unión Europea)	4,43	9%
GTZ (Cooperación Técnica Alemana)	0,50	1%
Fondo Nacional de Desarrollo Regional (FNDR)	3,50	7%
PNUD-GEF/FONDESIF	3,98	8%
PNUD (MCH)	0,75	1%
PNUD (PCH)	0,05	0%
IDTR (Banco Mundial)	24,29	48%
GPOBA (Banco Mundial)	4,60	9%
Total	50,11	100%

Fuente: Decreto Supremo N° 29635. “Programa Electricidad para Vivir con Dignidad” 9 de Julio 2008.

Comentarios y análisis

La ejecución de la primera etapa del programa prevé una inversión de \$us 190 millones para dotar de electricidad a 210.000 hogares en el área rural. Es decir, una inversión del orden de \$us 900 por hogar.

Se ha construido un escenario de evolución del servicio eléctrico en el área rural siguiendo las metas propuestas en el Programa “Electricidad para Vivir con Dignidad”, de modo que se logre las metas propuestas de cobertura del servicio.

Cuadro 13

Escenario de evolución del servicio de electricidad en el área rural

Año	Hogares	Crecimiento	Atendidos	Nuevas conexiones	Cobertura (%)
2006	842.758	2,3%	302.043	13.681	35,8
2007	860.099	2,1%	336.750	37.890	39,2
2008	877.979	2,1%	388.148	42.101	44,2
2009	898.612	2,35%	430.249	56.309	47,9
2010	919.729	2,35%	486.558	60.520	52,9
2011	941.343	2,35%	547.078	44.067	58,1
2012	963.464	2,35%	591.145	44.067	61,4
2013	986.105	2,35%	635.212	44.067	64,4
2014	1.009.279	2,35%	679.279	44.067	67,3
2015	1.032.997	2,35%	723.346	44.067	70,0
2016	1.057.272	2,35%	767.413	59.500	72,6
2017	1.082.118	2,35%	826.913	59.500	76,4
2018	1.107.548	2,35%	886.413	59.500	80,0
2019	1.133.575	2,35%	945.913	59.500	83,4
2020	1.160.215	2,35%	1.005.413	59.500	86,7

(Continúa en la página siguiente)

(Continuación de la anterior página)

Año	Hogares	Crecimiento	Atendidos	Nuevas conexiones	Cobertura (%)
2021	1.187.480	2,35%	1.064.913	59.500	89,7
2022	1.215.385	2,35%	1.124.413	59.500	92,5
2023	1.243.947	2,35%	1.183.913	59.500	95,2
2024	1.273.180	2,35%	1.243.413	59.500	97,7
2025	1.303.099	2,35%	1.302.913	59.500	100,0

Fuente: Elaboración propia con base en datos del Ministerio de Obras Públicas y Vivienda. Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas. Programa “Electricidad para Vivir con Dignidad” (Presentación en Power Point). Octubre 2006.

A partir de la última cifra de 877.979 hogares, estimada por el MHE para el año 2008, y del número de hogares a ser incorporados al servicio eléctrico, también establecido por el MHE, se alcanza el nivel de cobertura del 53% en el año 2010, si el número de hogares rurales crece en un 2,35% por año.

Igualmente, tomando la meta de 220.335 nuevas conexiones propuesta por el programa para el período 2011-2015, que equivale a una media de 44.067 conexiones por año, se logra la meta del 70% de cobertura del servicio en el año 2015, si se continúa extrapolando el crecimiento de los hogares en 2,35% por año.

Si se mantiene en 2,35% el crecimiento del número de hogares rurales hasta el año 2025, se requerirá de aproximadamente 59.500 nuevas conexiones por año para alcanzar las metas de cobertura de los años 2020 (87%) y 2025 (100%).

Es aventurado extrapolar cifras de crecimiento poblacional para períodos tan largos. Por una parte, se puede argumentar que la progresiva urbanización del territorio

boliviano podría reducir la tasa de crecimiento a niveles inferiores al 2,35%. También se puede argumentar lo contrario, explicando que la dotación de servicios básicos en el área rural tenderá a reducir la migración a las áreas urbanas y, por lo tanto, a incrementar el crecimiento de la población.

En conclusión, parece razonable proyectar una tasa de crecimiento del 2,35% por año para el período 2009-2025, advirtiendo que la misma debe ser objeto de actualizaciones periódicas.

Un aspecto del escenario construido que llama la atención es que el número de conexiones nuevas, que fue creciendo en el período 2005-2010 hasta llegar a un máximo de 60.520 conexiones en el año 2010, se reduce luego a una media de sólo 44.067 conexiones por año hasta el 2015. A partir de esa fecha, el número de nuevas conexiones se eleva a una media de 59.500 por año. No parece razonable amortiguar el programa durante el período 2011-2015.

El programa coincide con las determinaciones de la Constitución Política del Estado (CPE) al establecer mecanismos de participación de los gobiernos departamentales e instituciones regionales en la identificación de los proyectos de electrificación rural y la responsabilidad del Estado en el financiamiento de las inversiones requeridas.

Es oportuno recordar que la CPE establece que el Estado es responsable de financiar y promover la electrificación rural (Art. 20; II CPE). Sin embargo, la electrificación rural es competencia exclusiva de los gobiernos departamentales autónomos en su jurisdicción (Art. 300;

15 CPE), de igual forma es competencia exclusiva de las autonomías indígena originario campesinas en su jurisdicción (Art. 304; 5 CPE). Estas disposiciones pueden crear confusión respecto a la asignación de responsabilidades en el financiamiento, la ejecución y la operación de los sistemas de electrificación rural.

La participación de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) en estos proyectos en los aspectos técnicos puede ser muy provechosa, particularmente cuando los gobiernos regionales no disponen de personal técnico con la necesaria experiencia.

El éxito o fracaso del programa dependerá fundamentalmente de:

- Disponibilidad de los recursos financieros.
- Apoyo de ENDE en aspectos técnicos.
- Coordinación y control del MHE.

Recursos financieros

Como se dijo anteriormente, la ejecución de la primera etapa del programa prevé una inversión de \$us 190 millones, para dotar de electricidad a 210.000 hogares en el área rural. Es decir, una inversión del orden de \$us 900 por hogar.

A medida que se eleva el nivel de cobertura del servicio eléctrico en el área rural, se elevan también los costos de inversión y de operación del servicio, puesto que se trata de hogares ubicados en sitios cada vez más remotos, geográficamente dispersos e inaccesibles.

Estimando un costo medio de \$us 1.000 por hogar, se considera que la segunda etapa, en la cual se propone

electrificar 220.000 hogares, tendría un costo de inversión estimado del orden de \$us 220 millones. Para la tercera etapa se ha estimado una inversión de \$us 1.100 por hogar, y para la cuarta etapa, \$us 1.200 por hogar.

Cuadro 14

Inversiones requeridas

	Período	Conexiones	(\$us/ conexión)	Inversión (millones \$us)
Etapa I	2006-2010	210.501	900	189
Etapa II	2011-2015	220.335	1.000	220
Etapa III	2016-2020	297.500	1.100	327
Etapa IV	2021-2025	297.500	1.200	357

Fuente: Elaboración propia.

La ejecución del programa requerirá de inversiones estimadas en \$us 189 millones para la primera etapa; \$us 220 millones para la segunda etapa; \$us 327 millones para la tercera etapa; y \$us 357 millones para la etapa final. En resumen, el monto total a ser invertido en electrificación rural fácilmente superará la cifra de \$us 1.000 millones.

Es evidente que la disponibilidad de estos recursos será una condición esencial para el logro de las metas propuestas.

Apoyo técnico

Una segunda condición necesaria para la ejecución del programa es que los recursos de inversión sean asignados a las alternativas tecnológicas de menor costo, sean éstas la extensión de redes del Sistema Interconectado Nacional (SIN) o de sistemas aislados, pequeñas centrales

hidroeléctricas, eólicas o que utilizan otras fuentes de energía renovable, fotovoltaicos, etcétera.

Con frecuencia, las instituciones regionales, y particularmente aquellas que correspondan a autonomías indígena originario campesinas, carecerán de la asistencia de técnicos debidamente calificados para la identificación de las alternativas tecnológicas más adecuadas. Esta identificación debe tomar en cuenta las características correspondientes a la instalación y la ejecución de los proyectos y deberá prestar atención a eventuales impactos ambientales y a la operación y sostenibilidad financiera e institucional del servicio eléctrico.

La aprobación técnica de los proyectos, a ser efectuada por ENDE, garantizará la selección de la mejor alternativa tecnológica desde una óptica social, de respeto al medio ambiente y de sustentabilidad financiera e institucional.

Coordinación y control

Uno de los problemas que ha enfrentado la electrificación rural en Bolivia ha sido la duplicación de esfuerzos y la falta de coordinación entre instituciones que ejecutan proyectos en el área rural. Otro obstáculo que puede enfrentar la electrificación rural es la corrupción y el desvío de fondos en los procesos de contratación y de adquisición.

Por esta razón es importante el rol del MHE en la aprobación o no objeción de cada proyecto de electrificación rural como prerequisite para acceder a los recursos financieros. El MHE deberá garantizar el cumplimiento de normas de contratación y de adquisición para evitar el uso indebido de fondos.

El objetivo final es mejorar las condiciones de vida de la población, tal como indica el título del Programa para “Vivir con Dignidad”. En este sentido, el acceso al servicio eléctrico constituye una condición necesaria pero no suficiente. En otras palabras, las comunidades rurales tienen otras necesidades, además del acceso a la energía eléctrica: educación, servicios de salud, caminos de acceso, tecnología agropecuaria, acceso a insumos mejorados de producción, etcétera. En efecto, el programa de gobierno también identifica como prioridades la erradicación del analfabetismo, el acceso universal a la salud, etcétera.

En consecuencia, así como el MHE es responsable de la coordinación entre las instituciones que ejecutarán acciones en electrificación rural en el ámbito nacional (Art. 20; II CPE), los gobiernos departamentales autónomos y las autonomías indígena originario campesinas serán responsables de verificar que los esfuerzos de electrificación rural sean parte de un programa integral de desarrollo que incluya componentes de educación, salud, vialidad, tecnología, etcétera, en ejercicio de las responsabilidades que les han sido atribuidas por el Artículo 300; 15 de la CPE, el cual les otorga competencia exclusiva en sus respectivas jurisdicciones.

Comentarios finales

En la concepción de la CPE la identificación de la electrificación rural como una necesidad sentida proviene de “abajo hacia arriba”, es decir, nace de las comunidades rurales, que a su vez la trasladan gradualmente a niveles superiores: los municipios y las prefecturas.

Al mismo tiempo, la experiencia boliviana en materia de electrificación rural muestra la importancia de coordinar los esfuerzos entre las instituciones participantes y planificar las inversiones desde una perspectiva nacional y no sólo regional.

Asimismo, existe con frecuencia debilidad técnica en el ámbito de las comunidades, los municipios e incluso las prefecturas o gobiernos departamentales. Por esta razón es oportuno disponer de niveles de apoyo técnico y de comunicación vertical desde el nivel comunal hasta el máximo nivel de coordinación, que es el MHE.

A partir de las anteriores consideraciones se propone un esquema de planificación y selección de proyectos de electrificación rural en el que participen representantes de tres sectores:

- Gobierno departamental
- MHE
- Nivel técnico

Por ejemplo, la representación del gobierno departamental podría hacerse efectiva a través de un funcionario de la Unidad de Electrificación. El MHE podría designar a un funcionario responsable de uno o más departamentos. El nivel técnico podría ser aportado por ENDE.

Cada uno de estos tres funcionarios sería responsable de presentar a sus superiores, sean éstos el gobernador o el prefecto departamental, el ministro del sector de hidrocarburos y energía y el gerente general de ENDE los planes de electrificación rural de cada departamento. Dicho plan sería elaborado con la participación de los tres representantes mencionados, los cuales deben tomar la

iniciativa de conocer y visitar todas las comunidades y los municipios del departamento para verificar la existencia de las demandas del servicio eléctrico, así como la factibilidad técnica y económica de los proyectos propuestos.

La participación del representante del MHE facilitará el proceso de aprobación y el financiamiento de los proyectos a nivel nacional. El representante de ENDE deberá coordinar con la empresa distribuidora para asegurarse de que los proyectos sean técnicamente viables, por ejemplo mediante el cálculo de flujos eléctricos que verifiquen el mantenimiento de parámetros de calidad del servicio, entre otros análisis. El representante del gobierno departamental cumplirá con el mandato constitucional que otorga a los gobiernos departamentales autónomos y a las autonomías indígena originario campesinas la responsabilidad legislativa, reglamentaria y ejecutiva en materia de electrificación rural.

DOCUMENTO DE TRABAJO B

OFERTA DE ELECTRICIDAD: PROBLEMAS Y PERSPECTIVAS FUTURAS

Introducción

En el esquema institucional vigente en el sector eléctrico boliviano, 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 (antes Superintendencia 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 de 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; precios estables si la demanda y la oferta crecen en la misma proporción.

La teoría económica sostiene que en condiciones de *competencia perfecta*, el *costo marginal* es igual al *costo medio*. Por lo tanto, la empresa que es remunerada a precios iguales al *costo marginal* cubre todos sus costos de producción, incluyendo un retorno adecuado a los recursos de inversión.

En consecuencia, si efectivamente los precios reflejan el *costo marginal* y si existen condiciones de competencia perfecta, las empresas generadoras de electricidad deberían obtener ingresos que cubran todos sus costos de producción, incluyendo una correcta remuneración a la inversión ejecutada.

En otras palabras, en condiciones de relativo equilibrio entre la demanda y la oferta, los ingresos percibidos por las empresas generadoras deberían permitirles un retorno razonable a su inversión, del orden del 10 al 12% por año. Rentabilidades superiores constituirían una atracción fuerte a nuevas inversiones y corregirían eventuales déficits de oferta. Asimismo, rentabilidades inferiores enviarían señales negativas al potencial inversionista, manteniendo congelada la oferta.

Generación de electricidad en el Sistema Interconectado Nacional

Unidades existentes

El sistema de generación de electricidad en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) está conformado por un conjunto de empresas, tanto termoeléctricas como

hidroeléctricas, distribuidas geográficamente, cuyas principales características se resumen a continuación:

Cuadro 15
Sistema Interconectado Nacional (SIN)
Capacidad de generación existente

Agente	Central	Capacidad efectiva (MW)*
Termoeléctricas		
GUARACACHI	GUARACACHI	314,27
	KARACHIPAMPA	13,91
	ARANJUEZ	43,19
	TOTAL	371,37
BULO-BULO	BULO-BULO	89,64
V. HERMOSO	CARRASCO	111,86
	VALLE HERMOSO	74,23
	TOTAL	186,09
COBEE	KENKO	18,62
GUABIRÁ	GUABIRÁ	21
TOTAL TERMOELÉCTRICAS		686,72
Hidroeléctricas		
COBEE	ZONGO	188,4
	MIGUILLAS	20,9
CORANI	CORANI	149,88
HIDRO BOLIVIANA	TAKESI	90,35
RÍO ELÉCTRICO	YURA	19,05
SYNERGIA	KANATA	7,6
SDB	QUEHATA	1,96
TOTAL HIDROELÉCTRICAS		478,14

* El Megavatio (MW) es un múltiplo del vatio y equivale a un millón de vatios.

Fuente: Informe de la Programación de Mediano Plazo; período noviembre 2009-octubre 2013. CNDC Septiembre 15, 2009.

En este análisis se ha incluido a las empresas Guara-
cachi, Bulo-Bulo, Valle Hermoso, Corani, Hidroeléctrica

Boliviana y Synergia. Se excluye a SDB, ya que inició su actividad como agente del mercado en el año 2008. No se incluyó la empresa COBEE por operar bajo un régimen de regulación particular que le garantiza una rentabilidad hasta el año 2008. La empresa Guabirá es un autoprodutor y utiliza materia vegetal como combustible; se trata de un caso atípico, por lo cual ha sido también excluida. La empresa Río Eléctrico es operada por la empresa Valle Hermoso, que la toma en cuenta en sus estados financieros.

La capacidad efectiva total alcanza a 1.165 MW mientras que la capacidad efectiva de las empresas generadoras incluidas en este análisis es de 916 MW, que representan el 79% del total.

Unidades de generación a ser instaladas

El Plan de Expansión 2010-2020 elaborado por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) identifica como centrales de generación, cuya ejecución está comprometida en los próximos años, a las siguientes:

Cuadro 16

Generadores comprometidos en los próximos años

Fecha	Agente	Central	MW
01-dic-09	ENDE	Termoeléctrica Entre Ríos	26,1
01-ene-10	ENDE	Termoeléctrica Entre Ríos	26,1
01-feb-10	ENDE	Termoeléctrica Entre Ríos	26,1
01-mar-10	ENDE	Termoeléctrica Entre Ríos	26,1
01-may-10	GUARACACHI	Ciclo combinado	82,0
01-jun-13	MISICUNI	Hidroeléctrica, primera fase	80,0

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos & Energía - CNDC. "Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2010-2020". Noviembre 2009.

No se dispone de información respecto a la inversión requerida para la Fase 1 del proyecto Misicuni, la misma se estima en \$us 110 millones, actualizados al año de puesta en marcha a una tasa anual de 12%. Por lo tanto equivalen a un costo de 1.375 \$us/kW de potencia. Se estima que el costo de inversión de las unidades termoeléctricas de Entre Ríos es de \$us 90 millones, a lo cual corresponde un costo medio de 862 \$us/kW. No se dispone de información respecto al costo de inversión en el ciclo combinado a ser instalado en Guaracachi.

El mismo plan de expansión, para satisfacer el crecimiento proyectado de la demanda de electricidad hasta el año 2020, prevé la ejecución de proyectos adicionales de generación y transmisión de electricidad, entre los que se destacan los citados en el Cuadro 17.

El monto total de inversión previsto, expresado en \$us constantes del año 2009, para los proyectos identificados en el cuadro anterior asciende a \$us 2.342 millones; si se añade la Fase 1 del proyecto Misicuni (\$us 110 millones) y las cuatro turbinas a gas natural de Entre Ríos (\$us 90 millones), la inversión total se eleva a \$us 2.543 millones y se prevé su ejecución en un plazo de 10 años.

En otras palabras, se requiere invertir aproximadamente \$us 250 millones por año en proyectos de generación de electricidad para satisfacer la demanda prevista. Este monto no incluye las inversiones en el sistema de transmisión de electricidad ni tampoco las inversiones en la red de gasoductos.

Cuadro 17

Principales proyectos de generación requeridos

Localización	Central	Fecha de ingreso	Inversión (millones \$us)*	Inversión (\$us/kW)	Potencia (MW)
Tarija	Térmica a gas, LM6000PC	Jun-11	25,22	741	34,02
Tarija	Térmica a gas, LM6000PC	Jun-11	25,22	741	34,02
Santa Cruz	Guabirá y Yane, Biomasa	Jun-12	N.D.		39,00
Potosí	Geotermal, Laguna Colorada	Ene-14	358,82	3.588	100,00
Cochabamba	Hidroeléctrica Misicuni, Fase 2	Ene-14	102,29	2.557	40,00
Cochabamba	Hidroeléctrica San José, Fase 1	Ene-14	101,86	1.468	69,40
La Paz	Hidroeléctrica Tangara y Vilcara	Ene-15	357,18	2.135	167,30
La Paz	Hidroeléctricas río Unduavi	Dic-15	65,41	1.454	45,00
Santa Cruz	Térmica a gas, LM6000PC	Jun-16	25,22	650	38,80
La Paz	Térmica a gas, LM6000PC	Dic-16	25,22	886	28,45
Santa Cruz	Hidroeléctrica Rositas	Ene-18	1.231,18	3.078	400,00
La Paz	Térmica a gas, LM6000PC	May-20	25,22	886	28,45
Total			2.342,84		

* La inversión incluye costos financieros de 10% por año.

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos & Energía - CNDC. "Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2010-2020" Noviembre 2009.

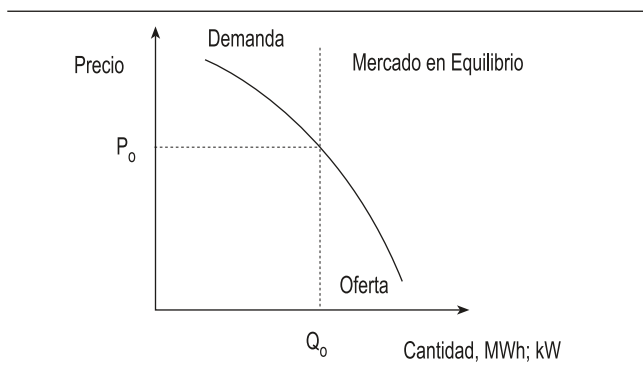
Equilibrio demanda/oferta

Funcionamiento del mercado

Como se señaló anteriormente, 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 de mercado, estableciendo tarifas a *costo marginal* para la potencia y la energía entregadas.

Si efectivamente los precios reflejan el *costo marginal* y existen condiciones de competencia perfecta, las empresas generadoras deberían tener ingresos que cubran sus costos de producción, incluyendo una correcta remuneración a la inversión ejecutada.

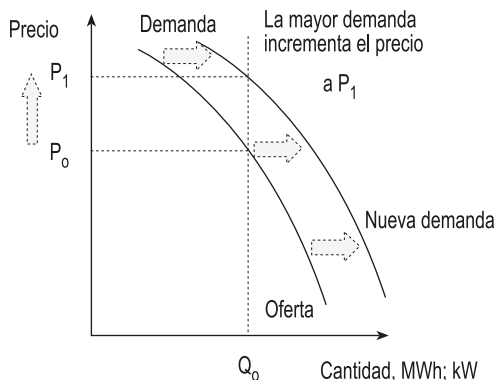
Gráfico 4
Demanda y oferta de generación



La aplicación de precios inferiores al precio de equilibrio (P_0) resultará en desequilibrio del mercado por exceso de demanda. Si por el contrario, el precio vigente es superior al precio de equilibrio, existirá un déficit de demanda.

Desajustes o variaciones de la oferta o de la demanda también producirán desequilibrio. Un incremento de la demanda incrementará el precio de equilibrio a P_1 ; a su vez esta elevación del precio incentivaré la ejecución de inversiones adicionales para expandir la oferta, puesto que los productores percibirán la oportunidad de lograr mayores ganancias al colocar su producto a un precio mayor.

Gráfico 5
Incremento de demanda



El precio final de equilibrio podría retornar a su valor inicial P_0 si no existen limitaciones en el suministro, como es el caso de las centrales de generación térmica cuyos componentes principales son los equipos importados del mercado internacional y el gas natural producido en Bolivia. En el caso de los equipos importados, su producción se realiza en el mercado internacional respecto al cual la demanda de Bolivia es de dimensión insignificante y por lo tanto no elevará sus precios. En el

caso del gas natural, su precio en Bolivia está controlado y no puede ser superior a 1,30 \$us/MPC. Además, aún en la eventualidad de no existir un control del precio, el mismo dependerá del precio de exportación de gas natural a los países vecinos, ésto es Argentina y Brasil, y nuevamente se puede decir que la demanda interna de Bolivia es de dimensión insignificante y por lo tanto no elevará sus precios.

Lo mismo no es aplicable al caso de las centrales hidroeléctricas. Es razonable suponer que las opciones de generación de hidroelectricidad más económicas (de menor costo) ya han sido explotadas. Las que a la fecha todavía no han sido aprovechadas son aquellas que por su dimensión, ubicación o características físicas son menos atractivas¹⁵. Por lo tanto, los incrementos de demanda, en el largo y mediano plazo tenderán a resultar en precios de equilibrio final cada vez más altos.

En conclusión, en condiciones de relativo equilibrio entre la demanda y la oferta, los ingresos percibidos por las empresas generadoras deberían permitirles un retorno razonable a su inversión, del orden del 12% por año. Incrementos de demanda deben resultar en incrementos del precio de la potencia y la energía eléctricas. Estos incrementos pueden ser temporales para eventualmente retornar al precio inicial de equilibrio, o pueden resultar en precios de equilibrio cada vez mayores en el largo plazo.

¹⁵ Obviamente, este comentario no elimina totalmente la posibilidad de *descubrir* alguna opción muy atractiva de aprovechamiento de energía hidráulica previamente no utilizada. Pero esta sería la excepción, no la regla.

Resultados obtenidos en el mercado eléctrico boliviano

Para examinar el balance entre oferta y demanda de potencia en el SIN, para el período enero 2001-diciembre 2009, se han utilizado cifras mensuales de demanda obtenidas de los anuarios estadísticos de la Superintendencia de Electricidad¹⁶.

La capacidad bruta disponible y las capacidades indisponibles han sido obtenidas del CNDC. Lamentablemente no se cuenta con datos de potencia no disponible para el período comprendido entre enero del 2001 y diciembre del 2003. Para esta etapa se estimó una indisponibilidad media del 7% de la capacidad bruta.

Es difícil establecer *a priori* qué porcentaje de reserva es adecuado para la operación de un sistema de generación de electricidad. El nivel de reserva requerido para lograr el nivel de confiabilidad y seguridad de servicio deseados también dependerá del tamaño de las unidades generadoras y de su confiabilidad, así como de la dispersión geográfica de los centros de demanda y de oferta y de las características del sistema de transmisión que los conecta entre sí.

Para simplificar el análisis se estima que una reserva del orden del 10% de la demanda es adecuada en el sistema eléctrico boliviano, denominado SIN¹⁷.

El Gráfico 6 muestra los resultados obtenidos para el período comprendido entre enero del 2001 y diciembre

¹⁶ Sección “Transacciones en el Mercado Mayorista”; Cuadro de Potencias Máximas Registradas a nivel de bornes de generación, es decir, incluyendo las pérdidas de transmisión.

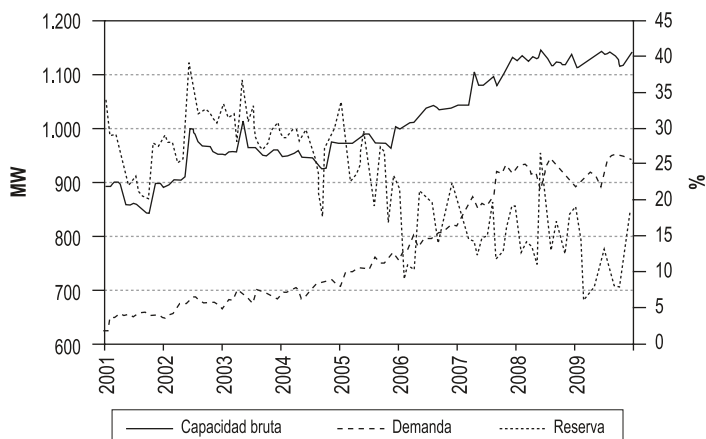
¹⁷ Ver el Anexo B1.

del 2009. Las cifras correspondientes a cada uno de los meses se presentan en el Anexo B2.

Gráfico 6

Márgenes de reserva; SIN

Enero 2001-diciembre 2009



Fuente: Elaboración propia con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

El gráfico muestra una clara tendencia a disminuir el margen de reserva entre la oferta y la demanda de electricidad iniciada a partir del año 2003. Asimismo, se verifica que hasta el año 2006 los márgenes de reserva están por encima del 20%. A partir ese año, se reduce gradualmente la reserva, alcanzando niveles inferiores al 10% en el 2009.

Esta misma tendencia hacia menores márgenes de reserva se evidencia al calcular la reserva promedio correspondiente a cada año:

Cuadro 18
Sistema Interconectado Nacional
Margen de reserva anual promedio

Año	Reserva promedio
2001	25,4%
2002	30,9%
2003	30,8%
2004	27,7%
2005	25,3%
2006	17,3%
2007	15,7%
2008	16,2%
2009	11,1%

Fuente: Elaboración propia con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

Como se explicó anteriormente, los desplazamientos simultáneos y continuos de la demanda y de la oferta deben resultar en fluctuaciones del precio de equilibrio que tiendan a incentivar nuevas inversiones, otorgando rentabilidades más altas cuando existen déficits de oferta o rentabilidades menores cuando la oferta es excesiva.

Dado que la reserva evoluciona a niveles críticos inferiores al 10% deseable, un correcto funcionamiento de los mecanismos de mercado debió elevar las tarifas percibidas por las empresas generadoras y por lo tanto sus ganancias, lo cual debería reflejarse en mayores rentabilidades para incentivar la ejecución de nuevas

inversiones. A continuación se examina este tema para verificar si existió o no esta tendencia hacia precios más altos y, por ende, hacia rentabilidades mayores del sector de generación de electricidad.

Precios de la electricidad

En el mercado eléctrico se hace distinción entre la energía entregada, que se expresa en MWh, y la potencia o capacidad instantánea de generación, que se expresa en kW. 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.

En el cuadro a continuación se presentan los precios monómicos correspondientes al SIN para el período comprendido entre noviembre de 1999 a octubre del 2009. Las cifras expresadas en dólares por MWh han sido obtenidas de la Memoria Anual 2008 del CNDC. Se ha utilizado el tipo de cambio promedio de cada período para convertir esas cifras a Bs por MWh. De acuerdo con el Índice de Precios al Consumidor (IPC) elaborado por el Instituto Nacional de Estadística (INE) base 2007, se ha calculado el precio monómico expresado en Bs constantes del año 2007. Para expresar estos precios en dólares constantes se ha utilizado el Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos (CPI, por sus siglas en inglés), cuya base está en los años 1982-1984¹⁸.

¹⁸ Se utilizó el promedio aritmético de los índices de precios al consumidor del inicio y fin de cada período.

Cuadro 19
Precio monómico de la electricidad en el SIN

	Nov99-Abr00	May00-Oct-00	Nov00-Abr01	May01-Oct-01	Nov01-Abr02	May02-Oct-02	Nov02-Abr03	May03-Oct-03	Nov03-Abr04	May04-Oct-04	Nov04-Abr05	May05-Oct-05	Nov05-Abr06	May06-Oct-06	Nov06-Abr07	May07-Oct-07	Nov07-Abr08	May08-Oct-08	Nov08-Abr09	May09-Oct-09
Precio monómico (\$us/MWh)	39,4	40,3	34,9	32,4	34,9	33,4	30,9	30,1	26,7	27,3	28	34,1	32,7	36,4	35,3	34,8	33,4	36,2	33,9	39,1
Tipo de cambio promedio	6,05	6,23	6,42	6,66	6,93	7,23	7,51	7,69	7,84	7,97	8,07	8,09	8,07	8,06	8,02	7,88	7,59	7,24	7,07	7,07
Precio monómico (Bs/MWh)	238	251	224	216	242	241	232	231	209	218	226	276	264	293	283	274	253	262	240	276
IPC	72,6	75,0	75,8	75,3	75,6	76,2	77,4	79,0	80,7	82,3	84,5	86,6	88,5	90,5	93,3	98,5	107	113	115	115
Precio monómico Bs constantes del año 2007	328	334	296	287	320	317	300	293	259	265	267	318	298	324	303	278	238	231	208	239
CPI	170	173	176	178	179	181	182	184	187	190	193	197	201	202	205	208	213	217	215	215
Precio monómico \$us constantes del año 82-84	23,2	23,3	19,8	18,2	19,5	18,5	16,9	16,3	14,3	14,4	14,5	17,3	16,3	18,0	17,2	16,7	15,7	16,7	15,8	18,2

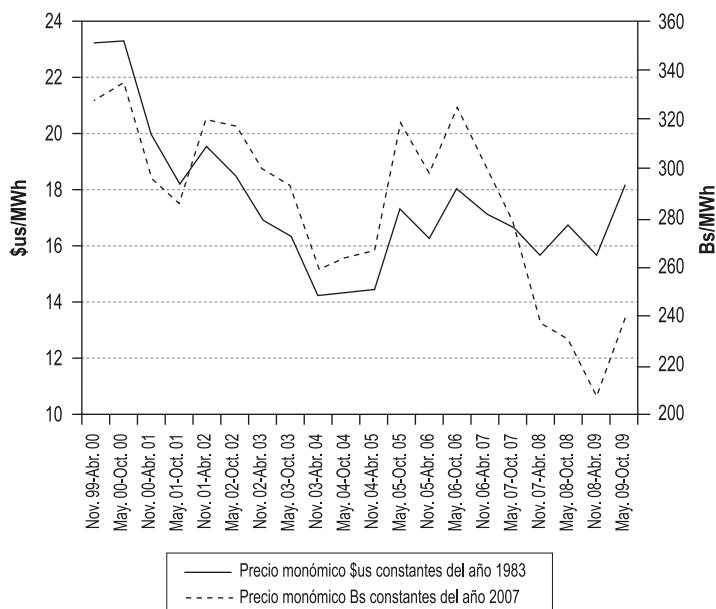
Fuentes: Memoria Anual 2008 CNDC y Estadísticas del INE. Los datos del CPI fueron obtenidos de www.bls.gov/cpi/#tables; "Table Containing History of CPI-U U.S."

Precios monómicos reales

Como se dijo anteriormente, se eliminó el efecto inflacionario utilizando el IPC publicado por el INE y el “Consumer Price Index” publicado por el “Bureau of Labor Statistics” de los Estados Unidos.

El gráfico a continuación muestra la evolución de los precios monómicos percibidos por las empresas generadoras en el mercado eléctrico boliviano, expresados en bolivianos constantes del año 2007 y en dólares de los años 1982-1984.

Gráfico 7
Precios Monómicos a Nivel de Generación



Al examinar los precios reales expresados en dólares americanos se verifica que existió una tendencia

descendente desde el año 2000 hasta el año 2004 de valores del orden de 23 \$us/MWh a 15 \$us/MWh. 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 período 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 período en el que la oferta se hace gradualmente insuficiente.

Cuando se expresa la tarifa en bolivianos constantes del año 2007 el resultado es similar, si bien muestra un 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 deficiente del mercado eléctrico.

Si los incrementos de precio no se dieron o fueron insuficientes, su impacto se debería percibir en una caída de las rentabilidades percibidas por las empresas generadoras; aspecto que será objeto de análisis a continuación.

Rentabilidades registradas

Para emitir una opinión respecto a la evolución de las rentabilidades percibidas por las empresas generadoras de electricidad en el SIN, se examinó los estados financieros de las empresas eléctricas generadoras: Valle Hermoso, Guaracachi, Corani, Hidroeléctrica Boliviana, Bulobulo y Kanata. El período de análisis comprende desde el año 2000 hasta el 2008. Sin embargo en algunos casos no ha

sido posible acceder a la información correspondiente a los primeros años.

Cuadro 20
Estados financieros disponibles

Empresa	Periodo
Valle Hermoso	2000-2008
Kanata	2000-2008
Guaracachi	2001-2008
Hidroeléctrica Boliviana	2001-2008
Corani	2000-2008
Bulo-Bulo	2001-2008

Se examinó la rentabilidad a los *activos totales* (Return on Assets [ROA]). Las rentabilidades percibidas muestran rangos de variación notables en las empresas Valle Hermoso, Hidroeléctrica Boliviana y Bulo-Bulo. Estas bruscas variaciones de la rentabilidad no pueden ser explicadas por cambios en los precios de venta de la electricidad ni tampoco por variaciones en los costos de producción.

En el caso de Valle Hermoso, la baja rentabilidad del año 2001 es resultado de un ajuste contable: se disminuyó el patrimonio en 16 millones de dólares debido a que las 4 turbinas a gas natural dejaron de operar en la planta de esta empresa.

Hidroeléctrica Boliviana registró una elevada rentabilidad el año 2007 gracias a ingresos provenientes de la venta de *certificados de carbono* con un valor de Bs 10 millones y el ajuste por inflación de Bs 66 millones, que a partir del año 2007 se efectúa utilizando como índice de reexpresión la Unidad de Fomento a la Vivienda (UFV)

en vez de la cotización oficial del dólar. El año 2008, su ajuste por inflación fue también elevado, de 70,8 millones de Bs, aunque su impacto fue amortiguado por un gasto extraordinario de 71,6 millones de Bs correspondientes a la amortización de gastos por emisión de bonos. Finalmente, en el año 2005 Hidroeléctrica Boliviana redujo significativamente sus gastos financieros, en comparación con los años 2004 y 2006, lo cual explica su rentabilidad relativamente más favorable.

La empresa Bulo-Bulo registró rentabilidades relativamente bajas en todo el período, excepto en los años 2008 y 2006. Los resultados más favorables del año 2008 se originan en el rubro “otros ingresos” por un monto de 49 millones de Bs, provenientes principalmente del ajuste por inflación de 27 millones (a UFV) y la “diferencia de cambio” de 16 millones de Bs. Los resultados del año 2006 son también relativamente positivos gracias a ingresos extraordinarios por el cobro de un seguro de un monto de Bs 8,7 millones (ver Cuadro 21).

Si se excluye los casos arriba citados, causados por eventos particulares que afectaron los resultados financieros, se puede afirmar que las rentabilidades se mantuvieron en un rango entre 0 y 10% durante todo el período.

Para aclarar el análisis se recurrió a la rentabilidad del promedio ponderado de todas las empresas, con los resultados que se presentan en el Gráfico 8¹⁹.

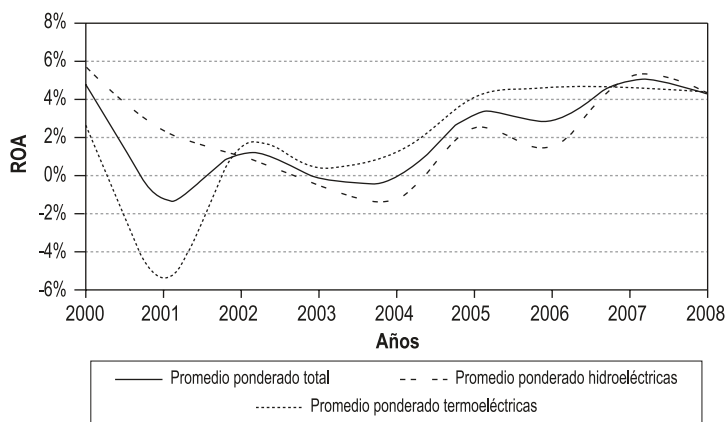
¹⁹ La rentabilidad promedio fue calculada sumando la utilidad de todas las empresas y dividiendo por el valor del activo total.

Cuadro 21
Rentabilidad de activos totales de las empresas generadoras

Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Valle Hermoso	2,77%	-24,83%	-1,68%	2,32%	1,13%	3,40%	4,84%	6,12%	4,04%
Synergia	1,62%	0,79%	2,15%	2,54%	2,24%	2,07%	4,08%	6,77%	2,82%
Guaracachi	N.D.	2,71%	4,60%	-1,25%	3,42%	8,68%	7,91%	9,20%	7,80%
Hidroeléctrica Boliviana	N.D.	-0,52%	-10,82%	-18,74%	-25,31%	0,54%	-16,92%	21,26%	8,17%
Corani	8,04%	5,23%	5,19%	4,49%	2,88%	6,66%	7,90%	7,18%	6,97%
Bulo-Bulo	N.D.	-1,74%	3,92%	6,39%	-12,80%	-12,11%	13,56%	-2,06%	15,84%

Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 8
Rentabilidad de activos (ROA)



Se verifica una tendencia hacia rentabilidades más altas que se inicia el año 2004. Este resultado ratifica la impresión inicial de una operación correcta del mercado eléctrico que ante una amenaza de insuficiente oferta procura atraer nuevas inversiones elevando el precio y, por ende, la rentabilidad.

Sin embargo, a pesar de registrar rentabilidades más altas, estas son insuficientes para atraer nuevas inversiones ya que permanecen en valores inferiores al 10% anual, y por debajo del 5% anual si se considera la rentabilidad media, ratificando que estos incrementos de precio y de rentabilidad fueron insuficientes para atraer nuevas inversiones.

En consecuencia se evidencia que el mercado eléctrico intenta operar correctamente elevando las rentabilidades pero no logra el ajuste necesario para elevar los precios reales y elevar las rentabilidades a niveles suficientes como para inducir la ejecución de nuevas inversiones.

Remuneración percibida e inversión correspondiente

Un modo alternativo de examinar el grado de atracción de nuevas inversiones para la generación hidroeléctrica es partir de los ingresos percibidos de acuerdo con las tarifas de energía y de potencia vigentes. Luego deducir de estos ingresos el costo de operación, mantenimiento y administración, para determinar el ingreso disponible como retorno a la inversión. En este análisis se excluyen los costos financieros, otros gastos y otros ingresos.

Las tarifas vigentes que perciben los generadores varían según el nodo. Una tarifa relativamente alta es la que percibe la empresa Kanata, que es de 59,266 Bs/kW, cada mes, y 152,006 Bs/MWh. Estas mismas tarifas, sin IVA, son de 51,56 Bs/kW, cada mes, y 132,25 Bs/MWh²⁰.

Suponiendo una central hidroeléctrica de 1 MW de potencia y un factor de planta de 30% (que corresponde aproximadamente a Kanata) se obtienen ingresos anuales de Bs 347.540 por energía y Bs 618.737 por concepto de potencia, arrojando un ingreso total de 966.277 Bs/año.

Este monto anual de Bs 966.277 mantenido permanentemente correspondería a una inversión de Bs 8.052.312, suponiendo una rentabilidad o interés anual de 12%. Con un tipo de cambio de Bs 7,07 por dólar esta inversión equivale a 1.139 \$us/kW de potencia.

En otras palabras, si una central hidroeléctrica no tuviese ningún costo de operación, mantenimiento, administración, depreciación ni tampoco pagase impuestos a las utilidades de empresas, y tuviese un factor de planta del 30%, estaría

²⁰ Tarifas vigentes a octubre del año 2009. Transacciones Económicas. Octubre 2009. CNDC.

en condiciones de pagar una inversión de hasta 1.139 \$us/kW para obtener una rentabilidad del 12% por año.

Si la empresa hidroeléctrica tiene costos de operación, mantenimiento, administración equivalentes al 50% del ingreso, la inversión que podría cubrirse ascendería sólo a 569 \$us/kW.

No es razonable suponer que exista una empresa sin los mencionados costos. De acuerdo con los estados financieros de las empresas eléctricas generadoras correspondientes a los años 2000-2008, los costos de operación, mantenimiento, depreciación y administración, excluyendo costos financieros, Impuestos a las Utilidades de las Empresas (IUE) y otros gastos, equivalen a un porcentaje de los ingresos por venta de electricidad que está en un rango entre un mínimo del 49% (Corani, año 2000) y valores que sobrepasan el 100% y, por lo tanto, significan pérdidas en lugar de utilidades.

Como es de esperar, los costos ocupan porcentajes mayores en el caso de las empresas termoeléctricas cuya inversión inicial es relativamente menor, pero cuyos costos operativos incluyen la compra de combustible (Cuadro 22).

Por otra parte, cada empresa hidroeléctrica tiene un factor de planta distinto. A mayor factor de planta mayor será la energía generada por kW disponible y mayor será la inversión que puede pagarse por kW. En efecto, si bien la empresa Kanata tiene un factor de planta del orden del 30%, Hidroeléctrica Boliviana tiene un factor de planta entre el 30 y el 40% aproximadamente, y Corani tiene un factor de planta del orden del 66%. En consecuencia, es necesario tomar en cuenta este factor para calcular la inversión que podría financiarse con las tarifas eléctricas vigentes a nivel de generación.

Cuadro 22
(Costo de ventas + costos operativos)/ingreso total

Empresa	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Valle Hermoso	101%	113%	102%	82%	102%	86%	83%	81%	96%
Synergia	64%	60%	50%	54%	63%	58%	54%	58%	71%
Guaracachi	ND	85%	85%	94%	79%	76%	86%	85%	94%
Hidroeléctrica Boliviana	ND	315%	100%	93%	94%	88%	120%	74%	69%
Corani	48%	56%	49%	52%	66%	53%	51%	60%	67%
Bulo-Bulo	ND	65%	72%	74%	89%	86%	79%	79%	117%

ND: No disponible.

Fuente: Elaboración propia.

Es necesario responder a dos interrogantes. Primero, ¿qué sucede si la empresa eléctrica tiene costos de operación, mantenimiento, depreciación y administración distintos al 50% de sus ingresos por venta de electricidad? En segundo lugar, ¿cuál será el impacto si la empresa tiene un factor de planta distinto al 30%?

Para responder a estas dos interrogantes se realizó un análisis de sensibilidad suponiendo que la empresa tiene costos de operación, mantenimiento, depreciación y administración equivalentes a un rango entre el 40% y el 75% de sus ingresos; además si tiene un factor de planta entre el 30% y el 85%.

Los resultados se presentan en el Cuadro 23 que muestra un valor máximo de inversión de 1.134 \$us/kW para una central hidroeléctrica que posee un factor de planta del 85% y cubre todos sus costos operativos con sólo el 40% de sus ingresos; valor mínimo de 285 \$us/kW cuando el factor de planta es de sólo el 30% y sus costos operativos cubren el 75% de sus ingresos.

En valores intermedios (resaltados) pueden aproximadamente ubicarse las centrales eléctricas de Kanata (factor de planta del 30%, costos del 50% del ingreso); Corani (factor de planta del 65%, costos del 65% del ingreso); e Hidroeléctrica Boliviana (factor de planta del 40%, costos del 70%).

En conclusión, se verifica que con los precios vigentes en el mercado eléctrico, las centrales hidroeléctricas más importantes de Bolivia no están en condiciones de financiar costos de inversión superiores a los 600 \$us/kW, si quieren tener rentabilidades del orden del 12% por año.

Cuadro 23
Inversión rentable por kW de potencia
(\$us/kW)

	Gastos como porcentaje del ingreso									
	40%	45%	50%	55%	60%	65%	70%	75%		
30%	683	626	569	513	456	399	342	285	Kanata	
35%	724	664	604	543	483	423	362	302		
40%	765	702	638	574	510	446	383	319	H. Boliviana	
45%	806	739	672	605	538	470	403	336		
50%	847	777	706	635	565	494	424	353		
55%	888	814	740	666	592	518	444	370		
60%	929	852	774	697	619	542	465	387		
65%	970	889	808	728	647	566	485	404	Corani	
70%	1.011	927	843	758	674	590	506	421		
75%	1.052	964	877	789	701	614	526	438		
80%	1.093	1.002	911	820	729	638	547	455		
85%	1.134	1.039	945	850	756	661	567	472		

Fuente: Elaboración propia.

Nuevas centrales hidroeléctricas

De acuerdo con el Plan de Expansión del SIN 2010-2020, la central hidroeléctrica de Misicuni, Fase 2, debería entrar en operación el año 2014. La central San José, Fase 1, el año 2014; las centrales de Tangara y Vilcara en el año 2015, las centrales en el río Unduavi en el año 2015, y la central Rositas en el año 2018. A estas se añade la central geotérmica de Laguna Colorada que, al utilizar también una fuente energética renovable, puede recibir el mismo tratamiento que las centrales hidroeléctricas. El Cuadro 24 resume sus principales características económicas.

Cuadro 24

Nuevas centrales hidroeléctricas y geotérmicas

Central	Inversión (000 \$us)	Potencia (MW)	Inversión (\$us/kW)	Factor de planta
Misicuni, Fase 2	102.290	40	2.557	66%
Laguna Colorada	358.818	100	3.588	93%
San José, Fase 1	101.860	69,4	1.468	74%
Tangara y Vilcara	357.180	167,3	2.135	60%
Río Unduavi	65.410	45	1.454	54%
Rositas	1.231.180	400	3.078	70%

Fuente: Plan de Expansión del SIN 2010-2020.

Por ejemplo, el proyecto San José, Fase 1, que tiene una potencia firme de 69,4 MW y un factor de planta del orden del 74%, tiene una inversión inicial de 101,9 millones de \$us, que equivale a \$us 1.468 por kW instalado.

Cuadro 25

Inversión rentable por kW de potencia

Gastos como porcentaje del ingreso									
	0%	5%	10%	15%	20%	25%	30%	35%	
Factor de planta	35%	1.207	1.147	1.086	1.026	966	905	845	785
	40%	1.275	1.212	1.148	1.084	1.020	957	893	829
	45%	1.344	1.277	1.209	1.142	1.075	1.008	941	873
	50%	1.412	1.341	1.271	1.200	1.130	1.059	988	918
	55%	1.480	1.406	1.332	1.258	1.184	1.110	1.036	962
	60%	1.549	1.471	1.394	1.316	1.239	1.161	1.084	1.007
	65%	1.617	1.536	1.455	1.374	1.293	1.213	1.132	1.051
	70%	1.685	1.601	1.517	1.432	1.348	1.264	1.180	1.095
	75%	1.753	1.666	1.578	1.490	1.403	1.315	1.227	1.140
	80%	1.822	1.731	1.640	1.548	1.457	1.366	1.275	1.184
	85%	1.890	1.795	1.701	1.606	1.512	1.417	1.323	1.228
	90%	1.958	1.860	1.762	1.664	1.567	1.469	1.371	1.273

Río Unduavi

San José,
Fase 1

Fuente: Elaboración propia.

Para que el proyecto San José, Fase 1, tenga una rentabilidad del orden del 12% por año, sería necesario que opere con costos equivalentes a menos del 20% de sus ingresos. Como se explicó anteriormente, los costos operativos de las centrales hidroeléctricas registran un rango de valores cuyo límite mínimo es del 49% del ingreso. Ciertamente es imposible reducirlos por debajo del 20% del ingreso total.

Los proyectos hidroeléctricos sobre el río Unduavi, con un factor de planta del 54% e inversión estimada en 1.454 \$us/kW, requerirían reducir sus costos operativos aun más, por debajo del 5% del ingreso total, lo cual es altamente improbable.

Los otros proyectos —Misicuni, Fase 2, Laguna Colorada, Tangara y Vilcara, y Rositas— requieren inversiones superiores al máximo calculado de 1.958 \$us/kW, que corresponden a un proyecto con factor de planta del 90% y costos operativos 0 (cero). Es evidente que estos proyectos no serían rentables bajo ninguna de las hipótesis consideradas.

En conclusión, las tarifas eléctricas vigentes en el mercado mayorista invalidan la ejecución de todos los proyectos hidroeléctricos cuya construcción está prevista en los próximos años de acuerdo con las recomendaciones del Plan de Expansión del SIN 2010-2020.

Sin embargo, el mismo Plan de Expansión muestra la factibilidad económica de ejecutar dichas inversiones si se consideran precios del gas natural superiores al máximo actualmente permitido de 1,30 \$us/MPC. A continuación se analiza la hipótesis de precios del gas natural superiores a 1,30 \$us/MPC.

Precios del gas natural

Actualmente rige un límite máximo para el precio del gas natural utilizado para la generación de electricidad de \$us 1,30. Dicho límite fue establecido por el Decreto Supremo 26037 de diciembre de 2000, cuya aplicación se inició en enero del año 2001.

Cuadro 26
Precios proyectados
del gas natural

Año	\$us/MMBTU
2009	4,20
2010	5,11
2011	5,48
2012	5,60
2013	5,74
2014	5,92
2015	6,16
2016	6,38
2017	6,60
2018	6,82
2019	7,12
2020	7,47

Fuente: Plan de Expansión del SIN 2010-2020.

Un ascenso del precio del gas natural superior a \$us 1,30 elevará los precios de la energía eléctrica en el mercado mayorista. Para simplificar el análisis se supone que el precio de la energía eléctrica es directamente proporcional al precio del gas natural.

El Plan de Expansión proporciona una estimación de los precios internacionales referenciales de exportación del gas natural a partir de los precios del gas natural en

Estados Unidos, proyectados por la “Energy Information Administration” (Henry Hub Spot Price —Precio HB—, www.eia.doe.gov), expresados en dólares americanos del año 2007 (ver Cuadro 26).

Dado que 1 pie cúbico equivale aproximadamente a 1.000 BTU, estos precios corresponden también a \$us/MPC.

A continuación se examina el precio del gas natural que requeriría cada proyecto hidroeléctrico para ser rentable, suponiendo en todos los casos la hipótesis más favorable que estima costos operativos equivalentes al 50% de sus ingresos.

El proyecto Misicuni, Fase 2, con un factor de planta del 66% y una inversión de 2.557 \$us/kW, sería rentable si la tarifa de energía se multiplica por 5. Esto se lograría aproximadamente elevando el precio del gas natural de 1,3 a 6,5 \$us/MPC, es decir aproximarlos a los valores proyectados en el comercio internacional a partir del año 2017, manteniendo al mismo tiempo sus gastos operativos por debajo del 50% del ingreso (Cuadro 27).

El proyecto geotérmico de Laguna Colorada, con un factor de planta del 93% e inversión equivalente a 3.588 \$us/kW requeriría también multiplicar por cinco el precio del gas natural.

Para que el proyecto San José, Fase 1, cuyo factor de planta es del 74%, sea rentable bastará con elevar la tarifa de energía multiplicándola por 2,0; es decir, aproximadamente incrementar el precio del gas natural de 1,3 a 2,6 \$us/MPC, puesto que su inversión ha sido estimada en 1.468 \$us/kW.

Cuadro 27

Inversión rentable por kW de potencia con costos operativos al 50% del ingreso

	Factor de incremento del precio del gas natural									
	1,00	1,50	2,00	2,50	3,00	3,50	4,00	4,50	5,00	5,50
569	706	877	1.047	1.218	1.389	1.559	1.730	1.901	2.071	2.242
50%	740	928	1.116	1.303	1.491	1.679	1.867	2.054	2.242	2.430
55%	774	979	1.184	1.389	1.594	1.798	2.003	2.208	2.413	2.618
60%	808	1.030	1.252	1.474	1.696	1.918	2.140	2.362	2.584	2.805
65%	843	1.082	1.320	1.559	1.798	2.037	2.276	2.515	2.754	2.993
70%	877	1.133	1.389	1.645	1.901	2.157	2.413	2.669	2.925	3.181
75%	911	1.184	1.457	1.730	2.003	2.276	2.549	2.823	3.096	3.369
80%	945	1.235	1.525	1.815	2.106	2.396	2.686	2.976	3.266	3.556
85%	979	1.286	1.594	1.901	2.208	2.515	2.823	3.130	3.437	3.744
90%	1.013	1.338	1.662	1.986	2.310	2.635	2.959	3.283	3.608	3.932
95%	1.047	1.389	1.730	2.071	2.413	2.754	3.096	3.437	3.778	4.120
100%										

Fuente: Elaboración propia.

Tangara y
Vilcara

Miscuni,
Fase 2

Rositas

L. Colorada

Río Unduavi

S. José, Fase 1

Los proyectos hidroeléctricos de Tangara y Vilcara, ubicados en el departamento de La Paz, con una inversión de 2.135 \$us/kW y factor de planta del 60%, requerirían multiplicar por 4,5 el precio de la energía para que su inversión sea rentable al 12% anual.

Los proyectos hidroeléctricos sobre el río Unduavi, también ubicados en el departamento de La Paz, con un factor de planta del 54% y una inversión de 1.454 \$us/kW, necesitarían elevar el precio de la energía multiplicándolo por tres.

Finalmente, el proyecto hidroeléctrico de Rositas, situado sobre el río Grande, con un factor de planta del 70% e inversión de 3.078 \$us/kW, requeriría que el precio de la energía se multiplique aproximadamente por 5,5 para ser rentable.

Cuadro 28

Centrales hidroeléctricas futuras y ajuste del precio del gas natural requerido

Central	Inversión (000 \$us)	Potencia (MW)	Inversión (\$us/kW)	Factor de planta	Factor pre- cio energía	Precio gas (\$us/MPC)
Misicuni, Fase 2	102.290	40	2.557	66%	5,0	6,5
Laguna Colorada	358.818	100	3.588	93%	5,0	6,5
San José, Fase 1	101.860	69,4	1.468	74%	2,0	2,6
Tangara y Vilcara	357.180	167,3	2.135	60%	4,5	5,8
Río Unduavi	65.410	45	1.454	54%	3,0	3,9
Rositas	1.231.180	400	3.078	70%	5,5	7,1

Fuente: Elaboración propia.

Conclusiones

De acuerdo con la teoría económica, las tarifas percibidas por las empresas generadoras de electricidad por concepto de producción de energía y de potencia deben incentivar nuevas inversiones cuando el sistema eléctrico se aproxima a condiciones de insuficiente oferta, como es actualmente el caso del SIN en Bolivia. Estas señales de mercado deben producirse con elevados márgenes temporales tomando en cuenta los lapsos de tiempo que se requieren para diseñar nuevos emprendimientos, obtener financiamientos y ejecutar obras hidroeléctricas.

Los niveles de rentabilidad registrados por las empresas generadoras de hidroelectricidad en Bolivia han sido marcadamente insuficientes en el período examinado, que corresponde a los años 2000-2008. La consecuencia inmediata es que no existen perspectivas de construcción de nuevas centrales hidroeléctricas a ser ejecutadas por el sector privado.

Las centrales hidroeléctricas previstas a ser construidas en los próximos años requerirían para su ejecución de tarifas eléctricas más altas en el mercado mayorista o de alguna forma de subvención.

- El proyecto Misicuni, Fase 2, sería rentable si la tarifa de energía se multiplica por 5. Esto se lograría aproximadamente elevando el precio del gas natural de 1,3 a 6,5 \$us/MPC, es decir aproximarlos a los valores vigentes en el comercio internacional, manteniendo al mismo tiempo sus gastos operativos por debajo del 50% del ingreso.

- El proyecto geotérmico de Laguna Colorada requeriría de una elevación igual del precio del gas natural.
- Para que el proyecto San José, Fase 1, sea rentable bastaría con elevar la tarifa de energía multiplicándola por 2,0, es decir aproximadamente incrementar el precio del gas natural de 1,3 a 2,6 \$us/MPC.
- Los proyectos hidroeléctricos de Tangara y Vilcara requerirían multiplicar por 4,5 el precio de la energía, equivalente a un precio del gas natural de 5,8 \$us/MPC.
- Los proyectos hidroeléctricos sobre el río Unduavi necesitarían elevar el precio de la energía multiplicándolo por 3, es decir un precio de 3,9 \$us/MPC para el gas natural.
- Finalmente, el proyecto hidroeléctrico de Rositas requeriría que el precio de la energía se multiplique aproximadamente por 5,5 para ser rentable, elevando el precio del gas natural aproximadamente a 7,1 \$us/MPC.

Estos ajustes del precio del gas natural no están en contradicción con las previsiones de precio del gas natural que podría obtener Bolivia exportando a los países vecinos, especialmente si se toma en cuenta que algunos están recurriendo a la importación de gas criogénico transportado por mar, cuyo costo es relativamente alto y podría estar por encima de los niveles calculados para hacer financieramente factible cada proyecto hidroeléctrico, los cuales varían entre 2,6 y 7,1 \$us/MPC.

ANEXO B1
SOBRE EL MARGEN
DE RESERVA
DE POTENCIA
RECOMENDABLE

A modo de referencia en el cuadro inferior se muestra los niveles de reserva del Plan Nacional de Electrificación 1990-2010 correspondientes a la alternativa seleccionada, denominada Caso Hidro 3.

Dicho plan fue elaborado conjuntamente por el Ente Nazionale per L' Energia Elettrica de Italia (ENEL) y la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE). Los criterios que definieron la reserva requerida fueron:

- Margen de reserva mínimo: unidad mayor.
- Confiabilidad: LOLP = 5 días por año (LOLP = *Loss of Load Probability*).

Cuadro 29

Caso Hidro 3

Año	Demanda		Equipamiento	Potencia efectiva (MW)	Potencia adicional (MW)			Reserva	
	MW	GWh			Tér-mica	Hidro	Total	MW	%
1990	408	1.904	1 T.G Sta. Cruz-20 MW	426	20		446	38	9,3%
1991	445	2.077	2 T.G Cochabamba-20 MW	426	60		486	41	9,2%
1992	466	2.177	1 T.G Cochabamba-20 MW	426	80		506	40	8,6%
1993	488	2.276	20 Sta. Cruz + 20,4 Zongo	418	100	20	538	50	10,2%
1994	511	2.388	1 T.G Sta. Cruz-20 MW	418	120	20	558	47	9,2%
1995	542	2.531	2*20 + 40 Sta. Cruz	391	200	20	611	69	12,7%
1996	576	2.687	2 T.G Sucre-20 MW	372	240	20	632	56	9,7%
1997	611	2.853	1 T.G Sta. Cruz-40 MW	372	280	20	672	61	10,0%
1998	649	3.029	40 Sta. Cruz + 20 Sucre	353	340	20	713	64	9,9%
1999	689	3.215	1 T.G Sta. Cruz-40 MW	353	380	20	753	64	9,3%
2000	731	3.412	40 Sta. Cruz + 27,7 Huajji	334	420	48	802	71	9,7%
2001	777	3.630	40 Sta. Cruz + 13 Zongo	334	460	61	855	78	10,0%
2002	827	3.861	1 T.G Sta. Cruz - 80 MW	334	540	61	935	108	13,1%
2003	880	4.107	40 Sta. Cruz + 84,6 S. José	315	580	146	1.041	161	18,3%
2004	935	4.367		315	580	146	1.041	106	11,3%
2005	995	4.643	1 T.G Sta. Cruz-80 MW	298	660	146	1.104	109	11,0%
2006	1.057	4.935	20 Potosí + 42,3 S. José	298	680	188	1.166	109	10,3%
2007	1.123	5.245	1 T.G Sta. Cruz-80 MW	298	760	188	1.246	123	11,0%
2008	1.194	5.573	1 T.G Sta. Cruz-80 MW	279	840	188	1.307	113	9,5%
2009	1.268	5.921	40 Sta. Cruz + 110 Palillada	279	880	298	1.457	189	14,9%

Fuente: Plan Nacional de Electrificación 1990-2010. Sistema Nacional Interconectado. Expansión de la Generación. Informe final. Cuadro 6.6, página 99.

Se verifica que el margen de reserva seleccionado está en torno al 10%.

ANEXO B2
BALANCE DEMANDA/
OFERTA
EN EL SISTEMA
INTERCONECTADO
NACIONAL (MW)

Año 2001	Capacidad bruta	Potencia no disponible	Potencia disponible	Demanda	Reserva	
	MW	MW	MW	MW	MW	%
Enero	896,7	62,8	833,9	621,4	212,6	34,2%
Febrero	895,6	62,7	832,9	646,0	186,9	28,9%
Marzo	901,4	63,1	838,3	647,3	191,0	29,5%
Abril	897,2	62,8	834,4	656,6	177,8	27,1%
Mayo	860,2	60,2	799,9	650,4	149,5	23,0%
Junio	859,9	60,2	799,7	655,3	144,4	22,0%
Julio	860,6	60,2	800,3	648,6	151,8	23,4%
Agosto	856,2	59,9	796,2	658,6	137,7	20,9%
Septiembre	848,3	59,4	788,9	655,6	133,3	20,3%
Octubre	845,3	59,2	786,1	653,5	132,6	20,3%
Noviembre	897,8	62,8	834,9	652,5	182,4	28,0%
Diciembre	898,0	62,9	835,1	654,8	180,3	27,5%
Año 2002	Capacidad bruta	Potencia no disponible	Potencia disponible	Demanda	Reserva	
	MW	MW	MW	MW	MW	%
Enero	893,1	62,5	830,6	643,3	187,3	29,1%
Febrero	903,3	63,2	840,1	656,5	183,6	28,0%
Marzo	905,4	63,4	842,0	657,4	184,6	28,1%
Abril	906,0	63,4	842,6	673,4	169,2	25,1%
Mayo	910,9	63,8	847,1	673,5	173,6	25,8%
Junio	1.002,1	70,1	931,9	668,4	263,5	39,4%
Julio	998,9	69,9	928,9	685,2	243,7	35,6%
Agosto	973,9	68,2	905,7	685,5	220,2	32,1%
Septiembre	967,6	67,7	899,8	677,7	222,1	32,8%
Octubre	967,5	67,7	899,8	679,4	220,4	32,4%
Noviembre	955,2	66,9	888,4	677,3	211,1	31,2%
Diciembre	953,9	66,8	887,1	677,7	209,4	30,9%
Año 2003	Capacidad bruta	Potencia no disponible	Potencia disponible	Demanda	Reserva	
	MW	MW	MW	MW	MW	%
Enero	952,8	66,7	886,1	664,7	221,4	33,3%
Febrero	959,4	67,2	892,2	678,8	213,4	31,4%
Marzo	958,2	67,1	891,2	674,7	216,5	32,1%
Abril	961,8	67,3	894,5	698,2	196,3	28,1%
Mayo	1.017,6	71,2	946,4	691,5	254,9	36,9%
Junio	965,8	67,6	898,2	686,7	211,5	30,8%
Julio	966,1	67,6	898,5	673,8	224,7	33,3%
Agosto	962,3	67,4	894,9	697,2	197,7	28,4%
Septiembre	951,1	66,6	884,5	696,5	188,0	27,0%
Octubre	949,9	66,5	883,4	692,2	191,2	27,6%
Noviembre	960,8	67,3	893,5	687,5	206,0	30,0%
Diciembre	960,4	67,2	893,2	683,3	209,9	30,7%

Año 2004	Capacidad bruta	Potencia no disponible	Potencia disponible	Demanda	Reserva	
	MW	MW	MW	MW	MW	%
Enero	948,0	57,6	890,4	692,6	197,8	28,6%
Febrero	952,7	59,6	893,1	694,1	199,0	28,7%
Marzo	955,7	50,3	905,4	698,5	206,9	29,6%
Abril	960,6	49,5	911,1	701,8	209,3	29,8%
Mayo	946,9	77,4	869,5	678,6	190,9	28,1%
Junio	945,9	55,9	890,0	684,5	205,5	30,0%
Julio	947,0	55,2	891,8	698,7	193,1	27,6%
Agosto	936,0	48,3	887,7	707,8	179,9	25,4%
Septiembre	925,5	80,6	844,9	716,3	128,6	18,0%
Octubre	928,6	18,1	910,5	715,3	195,2	27,3%
Noviembre	977,4	52,3	925,1	719,3	205,8	28,6%
Diciembre	974,6	43,9	930,7	710,5	220,2	31,0%
Año 2005	Capacidad bruta	Potencia no disponible	Potencia disponible	Demanda	Reserva	
	MW	MW	MW	MW	MW	%
Enero	974,7	28,7	946,0	707,4	238,6	33,7%
Febrero	975,2	17,4	957,8	733,0	224,8	30,7%
Marzo	974,0	77,0	897,0	732,3	164,7	22,5%
Abril	981,8	77,0	904,8	734,9	169,9	23,1%
Mayo	988,1	61,9	926,2	738,0	188,2	25,5%
Junio	991,7	33,1	958,6	739,7	218,9	29,6%
Julio	991,2	67,6	923,6	737,2	186,4	25,3%
Agosto	975,3	69,3	906,0	759,8	146,2	19,2%
Septiembre	975,3	18,6	956,7	750,8	205,9	27,4%
Octubre	975,5	26,9	948,6	749,5	199,1	26,6%
Noviembre	963,0	73,7	889,3	759,8	129,5	17,0%
Diciembre	1.003,6	54,7	948,9	768,7	180,2	23,4%
Año 2006	Capacidad bruta	Potencia no disponible	Potencia disponible	Demanda	Reserva	
	MW	MW	MW	MW	MW	%
Enero	1.001,4	83,8	917,6	752,3	165,3	22,0%
Febrero	1.003,8	160,3	843,5	773,6	69,9	9,0%
Marzo	1.009,4	147,7	861,7	776,0	85,7	11,0%
Abril	1.012,6	135,7	876,9	797,0	79,9	10,0%
Mayo	1.025,4	86,1	939,3	775,1	164,2	21,2%
Junio	1.036,0	84,6	951,4	790,3	161,1	20,4%
Julio	1.039,9	86,8	953,1	795,9	157,2	19,8%
Agosto	1.043,0	89,4	953,6	796,4	157,2	19,7%
Septiembre	1.035,7	116,7	919,0	806,3	112,7	14,0%
Octubre	1.036,8	87,6	949,2	803,6	145,6	18,1%
Noviembre	1.040,2	55,4	984,8	817,9	166,9	20,4%
Diciembre	1.041,3	33,8	1.007,5	822,5	185,0	22,5%

Año 2007	Capacidad bruta	Potencia no disponible	Potencia disponible	Demanda	Reserva	
	MW	MW	MW	MW	MW	%
Enero	1.046,4	71,0	975,4	818,7	156,7	19,1%
Febrero	1.047,7	69,2	978,5	833,0	145,5	17,5%
Marzo	1.044,0	61,4	982,6	857,1	125,5	14,6%
Abril	1.104,9	105,5	999,4	873,4	126,0	14,4%
Mayo	1.082,1	129,6	952,5	847,0	105,5	12,5%
Junio	1.079,8	91,2	988,6	861,2	127,4	14,8%
Julio	1.089,5	108,6	980,9	852,6	128,3	15,0%
Agosto	1.094,8	50,6	1.044,2	871,7	172,5	19,8%
Septiembre	1.078,2	48,0	1.030,2	920,5	109,7	11,9%
Octubre	1.098,7	71,7	1.027,0	913,2	113,8	12,5%
Noviembre	1.113,3	22,4	1.090,9	935,1	155,8	16,7%
Diciembre	1.133,2	44,5	1.088,7	913,5	175,2	19,2%
Año 2008	Capacidad bruta	Potencia no disponible	Potencia disponible	Demanda	Reserva	
	MW	MW	MW	MW	MW	%
Enero	1.125,6	26,4	1.099,2	922,3	176,9	19,2%
Febrero	1.134,6	84,9	1.049,7	932,4	117,3	12,6%
Marzo	1.127,4	57,8	1.069,6	935,0	134,6	14,4%
Abril	1.131,9	96,3	1.035,6	910,9	124,7	13,7%
Mayo	1.128,7	111,0	1.017,7	916,3	101,4	11,1%
Junio	1.147,4	29,3	1.118,1	881,7	236,4	26,8%
Julio	1.132,9	21,1	1.111,8	927,8	184,0	19,8%
Agosto	1.115,3	44,1	1.071,2	946,4	124,8	13,2%
Septiembre	1.123,6	25,2	1.098,4	937,7	160,7	17,1%
Octubre	1.121,3	43,9	1.077,4	928,3	149,1	16,1%
Noviembre	1.120,8	88,1	1.032,7	917,5	115,2	12,6%
Diciembre	1.137,8	69,2	1.068,6	904,4	164,2	18,2%
Año 2009	Capacidad bruta	Potencia no disponible	Potencia disponible	Demanda	Reserva	
	MW	MW	MW	MW	MW	%
Enero	1.113,1	45,0	1.068,1	895,0	173,1	19,3%
Febrero	1.118,7	91,2	1.027,5	899,4	128,1	14,2%
Marzo	1.121,7	157,0	964,7	907,5	57,2	6,3%
Abril	1.130,8	139,7	991,1	921,9	69,2	7,5%
Mayo	1.134,3	152,8	981,5	911,4	70,1	7,7%
Junio	1.142,7	156,2	986,5	892,0	94,5	10,6%
Julio	1.138,3	98,3	1.040,0	917,4	122,6	13,4%
Agosto	1.141,5	94,1	1.047,4	947,1	100,3	10,6%
Septiembre	1.134,5	104,5	1.030,0	954,9	75,1	7,9%
Octubre	1.115,4	93,1	1.022,3	949,7	72,6	7,6%
Noviembre	1.120,7	84,0	1.036,7	950,2	86,5	9,1%
Diciembre	1.141,6	24,1	1.117,5	942,5	175,0	18,6%

Fuente: Elaboración propia con base en datos del Comité Nacional de Despacho de Carga.

DOCUMENTO DE TRABAJO C

TARIFA DIGNIDAD

Introducción

La Tarifa Dignidad es un subsidio a los consumidores de electricidad que tienen bajos ingresos. Consiste de una reducción del 25% de la tarifa de electricidad a los clientes de la categoría residencial que consumen menos de 70 kWh por mes y son atendidos por empresas de distribución del Sistema Interconectado Nacional (SIN) que operan en el *mercado mayorista* y consumidores atendidos por otras empresas de distribución del SIN y de *sistemas aislados* con consumos de hasta 30 kWh por mes.

La Tarifa Dignidad fue instituida mediante el Decreto Supremo 28653 de 21 de marzo de 2006. El costo de este subsidio es asumido por las empresas distribuidoras, transportadoras y generadoras de electricidad en proporción al cargo que pagan para cubrir los costos del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), cargo que a su vez es proporcional al monto de sus compras o ventas de electricidad. Se excluye de este costo a los consumidores no regulados.

A modo de ilustración se presenta el aporte de las empresas correspondiente al mes de noviembre del 2009:

Cuadro 30

Determinación de aportes de las empresas que operan en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) para el financiamiento de la Tarifa Dignidad-noviembre 2009

Empresa	Cargo por costos del CNDC noviembre 2009 (Bs)	Aporte porcentual	Aporte monetario (Bs)
ELECTROPAZ	220.546	10,61%	425.501
ELFEC	155.109	7,46%	299.253
ELFEO	56.656	2,72%	109.307
SEPSA	52.684	2,53%	101.644
CESSA	34.050	1,64%	65.693
CRE	341.161	16,41%	658.205
COBEE	202.616	9,74%	390.909
HIDROELÉCTRICA BOLIVIANA	60.921	2,93%	117.535
CORANI	129.233	6,21%	249.330
GUARACACHI	263.515	12,67%	508.402
BULO-BULO	86.498	4,16%	166.881
VALLE HERMOSO	166.539	8,01%	321.305
SYNERGIA	4.525	0,22%	8.730
RÍO ELÉCTRICO	13.965	0,67%	26.943
TDE	188.629	9,07%	363.924
ISA	102.869	4,95%	198.466
Total	2.079.516	100,00%	4.012.030

Fuente: Resolución Autoridad de Electricidad (AE) N° 344/2009.

La aplicación de este subsidio se inició en abril del

2006, beneficiando a 453.661 usuarios residenciales, que representaron el 40,9% del total de los consumidores residenciales. El monto del descuento ascendió a Bs 2.833.657²¹.

A noviembre del 2009, se extendió este beneficio a 650.357 clientes residenciales, que representan el 45,2% del total; el monto correspondiente asciende a Bs 4.012.030.

A continuación se muestra la evolución mensual de la aplicación de la Tarifa Dignidad en la que se evidencia un crecimiento casi continuo en el número de clientes beneficiados, en el porcentaje que representan del total de clientes domiciliarios y en el monto del descuento.

Cuadro 31

Datos mensuales de la aplicación de la Tarifa Dignidad

	Consumidores domiciliarios	Consumidores beneficiados	Consumidores beneficiados (%)	Monto del descuento (Bs)	
2006	Abril	1.146.054	453.661	40,9%	2.833.657
	Mayo	1.151.439	484.325	42,1%	2.993.672
	Junio	1.162.728	474.847	40,8%	2.955.670
	Julio	1.169.589	495.250	42,3%	3.116.872
	Agosto	1.173.132	485.686	41,4%	3.036.182
	Septiembre	1.186.302	492.930	41,6%	3.084.657
	Octubre	1.195.180	504.141	42,2%	3.137.234
	Noviembre	1.199.178	491.313	41,0%	3.048.317
	Diciembre	1.207.160	513.599	42,5%	3.192.873

(Continúa en la página siguiente)

²¹ Portal de la AE. "Tarifa Dignidad" y resoluciones emitidas por la AE para aplicar la Tarifa Dignidad a la facturación del mes. El monto incluye el impuesto IVA.

(Continuación de la anterior página)

		Consumidores domiciliarios	Consumidores beneficiados	Consumidores beneficiados (%)	Monto del descuento (Bs)
2007	Enero	1.215.946	488.693	40,2%	3.048.622
	Febrero	1.216.209	528.076	43,4%	3.331.236
	Marzo	1.220.180	516.469	42,3%	3.277.564
	Abril	1.229.351	500.262	40,7%	3.196.007
	Mayo	1.237.177	501.616	40,5%	3.252.071
	Junio	1.181.135	506.863	42,9%	3.266.130
	Julio	1.242.721	529.044	42,6%	3.526.051
	Agosto	1.259.834	510.913	40,6%	3.323.707
	Septiembre	1.244.250	518.708	41,7%	3.400.284
	Octubre	1.253.315	516.740	41,2%	3.403.763
	Noviembre	1.200.166	491.585	41,0%	3.090.072
	Diciembre	1.223.887	494.424	40,4%	3.366.514
2008	Enero	1.208.866	502.831	41,6%	3.399.538
	Febrero	N.D.	525.394	N.D.	3.466.775
	Marzo	1.292.531	543.890	42,1%	3.516.747
	Abril	1.303.997	561.771	43,1%	3.608.028
	Mayo	1.321.591	561.789	42,5%	3.651.480
	Junio	1.317.131	600.209	45,6%	3.884.538
	Julio	1.342.362	613.553	45,7%	3.881.928
	Agosto	1.327.355	579.829	43,7%	3.714.137
	Septiembre	1.258.095	552.850	43,9%	3.490.444
	Octubre	1.383.619	609.914	44,1%	4.140.616
	Noviembre	1.373.615	610.014	44,4%	3.807.449
	Diciembre	1.359.340	636.102	46,8%	3.873.568
2009	Enero	1.391.348	619.279	44,5%	3.808.199
	Febrero	1.379.965	660.608	47,9%	4.029.707
	Marzo	1.379.529	652.098	47,3%	4.024.024
	Abril	1.376.425	634.528	46,1%	3.953.128
	Mayo	1.404.945	651.646	46,4%	4.076.383
	Junio	1.401.071	670.800	47,9%	4.151.367
	Julio	1.396.374	659.077	47,2%	4.062.754
	Agosto	1.435.573	662.942	46,2%	4.213.566
	Septiembre	1.392.242	654.560	47,0%	4.046.329
	Octubre	1.434.440	669.340	46,7%	4.203.290
	Noviembre	1.439.807	650.357	45,2%	4.012.030

Fuente: Elaboración propia con base en información de cuadros mensuales de la Superintendencia de Electricidad.

Impacto de la Tarifa Dignidad en el sector residencial

El costo total anual estimado del subsidio Tarifa Dignidad fue de Bs 146.128.715²² en el año 2006 y de Bs 157.928.084 en el año 2007. Para conocer su importancia en el contexto del mercado de electricidad se ha calculado el monto total que habría sido facturado en el sector residencial sin el subsidio. A este fin se multiplicó el consumo total de electricidad por la tarifa media. Los resultados se presentan en el Cuadro 32.

La tarifa media no incluye el Impuesto sobre el Valor Agregado (IVA). Para calcular el monto de la factura total de la categoría residencial se incluyó el IVA puesto que las cifras del subsidio a los consumidores correspondiente a la Tarifa Dignidad incluyen dicho impuesto.

Se concluye que la subvención equivale aproximadamente al 14% de la factura total por concepto de consumo de electricidad de la categoría residencial.

Para determinar el impacto del subsidio en las finanzas de las empresas del sector eléctrico se ha examinado las cifras correspondientes al mes de noviembre del 2009. Se concluye que el costo del subsidio equivale aproximadamente al 1,57% del ingreso total bruto de las empresas del sector eléctrico, lo cual incide obviamente en sus utilidades y la rentabilidad que perciben por sus inversiones (Cuadro 33).

²² Dado que la Tarifa Dignidad se aplicó sólo desde el mes de abril del 2006, la cifra anual es estimada multiplicando por 12 el promedio mensual.

Cuadro 32
Categoría residencial: consumo, tarifa media, factura total y subsidio Tarifa Dignidad

Año	Residencial (GWh)	Tarifa media (\$us/kWh)	Tipo de cambio	Costo estimado Residencial (Bs)	Costo Consumidores Tarifa Dignidad	%
2005	1645,97	6,21	8,09	950.479.566		
2006	1744,36	6,28	8,06	1.014.872.658	146.128.715	14,40%
2007	1833,07	6,66	7,85	1.101.548.651	157.928.084	14,34%

Fuente: Anuarios Estadísticos de la AE.

Cuadro 33

Aportes de las empresas que operan en el MEM para el financiamiento de la Tarifa Dignidad versus remuneración total-noviembre 2009

Empresa	Cargo por costos del CNDc noviembre 2009 (Bs)	Aporte porcentual	Aporte monetario a Tarifa Dignidad (Bs)	Remuneración total (Bs)	Subsidio/Ingreso Total
ELECTROPAZ	220.546	10,61%	425.501	27.125.324	1,57%
ELFEC	155.109	7,46%	299.253	19.077.166	1,57%
ELFEO	56.656	2,72%	109.307	6.968.245	1,57%
SEPSA	52.684	2,53%	101.644	6.479.631	1,57%
CESSA	34.050	1,64%	65.693	4.187.852	1,57%
CRE	341.161	16,41%	658.205	41.959.962	1,57%
COBEE	202.616	9,74%	390.909	24.920.114	1,57%
HID. BOLIVIANA	60.921	2,93%	117.535	7.492.730	1,57%
CORANI	129.233	6,21%	249.330	15.894.603	1,57%
GUARACACHI	263.515	12,67%	508.402	32.410.121	1,57%
BULO-BULO	86.498	4,16%	166.881	10.638.540	1,57%
VALLE HERMOSO	166.539	8,01%	321.305	20.482.924	1,57%
SYNERGIA	4.525	0,22%	8.730	556.541	1,57%
RÍO ELÉCTRICO	13.965	0,67%	26.943	1.717.570	1,57%
TDE	188.629	9,07%	363.924	23.199.795	1,57%
ISA	102.869	4,95%	198.466	12.651.986	1,57%
Total	2.079.516	100,00%	4.012.030	255.763.106	1,57%

Fuente: Elaboración propia con base en datos de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

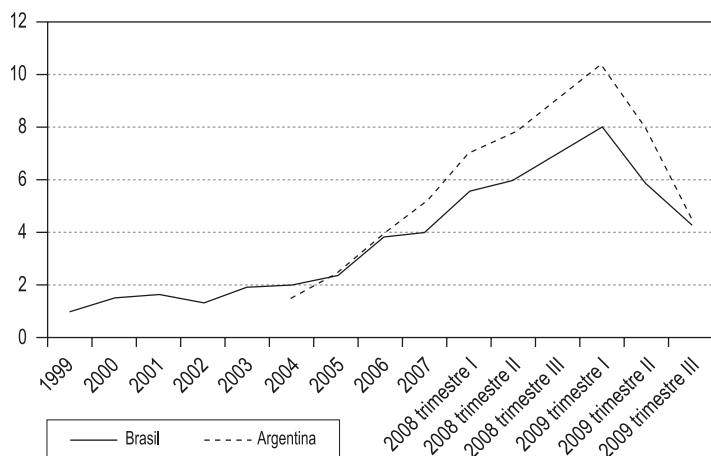
Impacto potencial de una elevación de tarifas eléctricas

Precio del gas natural

Sin duda el subsidio al gas natural utilizado para generar electricidad es una de las más importantes distorsiones existentes en el mercado eléctrico boliviano. El país exporta gas natural a precios significativamente más altos que el precio tope establecido.

Los precios que recibe Bolivia por sus exportaciones de gas natural a Brasil y a Argentina han evolucionado de la siguiente manera²³:

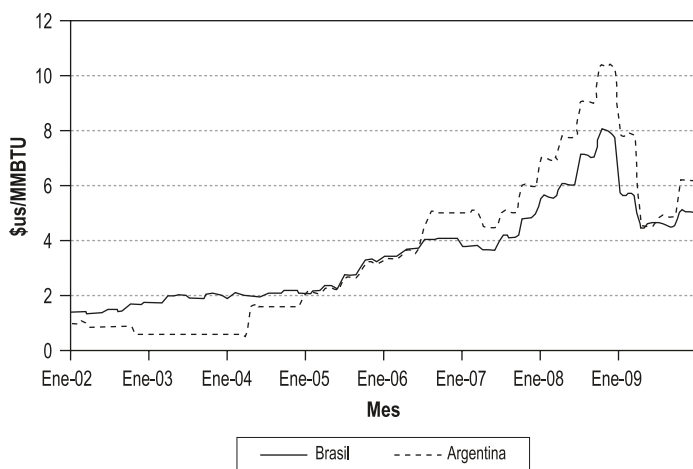
Gráfico 9
Precios anuales y trimestrales de exportación de gas natural (\$us/MMBTU)



²³ Las cifras del período 1999-2007 se obtuvieron de: Cámara Boliviana de Hidrocarburos. “Memoria Anual 2007-2008”, página 66. Las cifras del 2008 y 2009 de: Álvaro Ríos. “Bolivia análisis de precios y estacionalidad de la demanda de gas”, 29 de abril de 2009. Remarks N° 3.

Se puede conocer con mayor detalle la evolución de los precios de exportación en los últimos años, examinando los precios mensuales de exportación para el período 2002-2009:

Gráfico 10
Precios mensuales de exportación de gas natural



Fuente: MHE

El Decreto Supremo 26037 de 22 de diciembre del año 2000 estableció un precio máximo de 1,30 \$us/MPC para el gas natural empleado en la generación de electricidad. Es evidente que ese precio tope no significó una distorsión significativa respecto a los precios de exportación vigentes hasta el año 2004. Sin embargo, la elevación de los precios internacionales del petróleo incidió en un notable repunte de los precios del gas natural, que se elevó hasta superar el nivel de 10 \$us/MMBTU correspondiente a las exportaciones a Argentina en el cuarto trimestre del año 2009.

Se evidencia también la volatilidad de los precios de los hidrocarburos en el mercado internacional. En este sentido, es muy riesgoso aventurarse a pronosticar los precios futuros. De todos modos, es razonable prever que en el futuro mediano los precios del gas natural no descenderán por debajo de los 4 \$us/MMBTU²⁴.

Precio de la electricidad

La remuneración que reciben los generadores de electricidad en el mercado mayorista del SIN tiene dos componentes: un pago por potencia o capacidad fija y otro por energía generada. El precio de la potencia se determina por el costo de inversión en la unidad térmica a gas natural de menor costo que puede adquirirse en el mercado internacional a los precios vigentes.

El precio de la energía eléctrica en el mercado mayorista se determina bajo el principio del costo marginal de generación y corresponde al costo de la última unidad termoeléctrica despachada. El costo tiene como principal componente el costo del gas natural utilizado, al que se agrega un costo no combustible que no supera el 15% del costo total de la energía eléctrica²⁵. Para simplificar el

²⁴ Para simplificar el análisis se supone que 1000 pies cúbicos de gas natural tienen un millón de BTU. En consecuencia, los precios pueden expresarse indistintamente en dólares por millón de BTU (\$us/MMBTU) o en dólares por millar de pies cúbicos (\$us/MPC).

²⁵ Por ejemplo, el generador Guaracachi 1 (GCH1) tiene un costo total de 18,07 \$us/MWh operando en horas de máxima demanda. Su costo no combustible es de 2,508 \$us/MWh, que equivale aproximadamente al 14% del costo total. Fuente: CNDC. "Informe de Programación de Mediano Plazo Noviembre 2009-Octubre 2013". Anexo 5E1. 15 de septiembre de 2009.

análisis se supone que el impacto del costo no combustible es despreciable y que el costo de la energía eléctrica es directamente proporcional al precio del gas natural.

El Plan de Expansión del SIN 2010-2020 proyecta un factor de carga del orden de 67% para los próximos diez años. Suponiendo un precio de potencia de 59,266 Bs/kW, cada mes, y un precio de energía de 152,006 Bs/MWh²⁶, un generador cuya capacidad sea de 1 MW de potencia generaría 5.869 MWh de energía por año. Sus ingresos serían de Bs 1.603.346, que equivalen a un ingreso medio de 273,18 Bs/MWh. Este ingreso medio, a su vez, se convierte en costo medio de la electricidad que adquiere el consumidor promedio en el SIN.

En la hipótesis de elevar el precio del gas natural multiplicándolo por 1,00; 1,50; 2,00; 2,50 ó por 3,00, el costo medio por MWh a nivel de generación, en el MEM se elevaría en 28%; 56%; 83% y 111% respectivamente (Cuadro 34).

La electricidad adquirida en el MEM constituye aproximadamente un 60% del costo de la electricidad entregada al consumidor final. Por esta razón, el impacto del incremento del precio del gas natural será amortiguado más aun.

En conclusión, una elevación del precio del gas natural tiene un efecto amortiguado sobre el costo de la energía eléctrica entregada al consumidor final. Incrementos del 50%; 100%; 150% ó 200% en el precio del gas natural resultarían aproximadamente en incrementos del costo de la electricidad al consumidor final del 17%; 33%; 50% y 67% respectivamente.

²⁶ Tarifas vigentes a octubre del año 2009 para la empresa Kanata. Transacciones Económicas. Octubre 2009. CNDc.

Cuadro 34

Impacto del precio del gas natural en el costo medio de la electricidad

	1,00	1,50	2,00	2,50	3,00
Incremento del precio del gas natural					
Precio del gas natural (\$us/MPC)	1,30	1,95	2,60	3,25	3,90
Factor de carga	67%	67%	67%	67%	67%
Potencia (MW)	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Energía generada (MWh/año)	5.869,2	5.869,2	5.869,2	5.869,2	5.869,2
Precio energía (Bs/MWh)	152,01	228,01	304,01	380,02	456,02
Precio potencia (Bs/kW-mes)	59,266	59,266	59,266	59,266	59,266
Ingreso energía (Bs/año)	892.154	1.338.230	1.784.307	2.230.384	2.676.461
Ingreso potencia (Bs/año)	711.192	711.192	711.192	711.192	711.192
Ingreso total (Bs/año)	1.603.346	2.049.422	2.495.499	2.941.576	3.387.653
Ingreso medio (Bs/MWh)	273,18	349,18	425,19	501,19	577,19
Incremento del costo medio generación	1,00	1,28	1,56	1,83	2,11
Incremento del costo medio consumidor final	1,00	1,17	1,33	1,50	1,67

Fuente: Elaboración propia.

Costo del subsidio

En el año 2009, los consumidores de bajos ingresos beneficiados por el subsidio Tarifa Dignidad pagaron una factura total estimada en 145,9 millones de bolivianos de una tarifa total de 194,5 millones de bolivianos, gracias a un descuento o subsidio de Bs 48,6 millones.

El número de beneficiados por la Tarifa Dignidad tiende a crecer a medida que crece el número de consumidores de electricidad. Sin embargo, en el mediano plazo el número de beneficiados tenderá a ser menor si los programas de reducción de la pobreza son exitosos. Desde el año 2006 al presente, el número de beneficiados y el costo del subsidio han crecido aproximadamente en un 10% por año.

Para mantener congelado el costo de la electricidad a los beneficiarios de la Tarifa Dignidad mientras se eleva el precio de la electricidad, será necesario incrementar el costo total del subsidio.

Para calcular el costo futuro de dicho subsidio en los próximos 10 años, se supone un año representativo al cual corresponde un subsidio Tarifa Dignidad incrementado en el 50% respecto al costo estimado en el año 2009.

Por lo tanto, suponiendo las tarifas eléctricas actualmente vigentes, en este año representativo los consumidores de bajos ingresos beneficiados por el subsidio Tarifa Dignidad pagarían una factura total estimada en 218,9 millones de Bs de una tarifa total de 291,8 millones de Bs gracias a un descuento o subsidio de 73,0 millones de Bs. En otras palabras, el costo del subsidio se elevará sólo debido al crecimiento de la población.

Si adicionalmente se eleva la tarifa total, en la misma proporción del costo de la electricidad al consumidor final, calculado en la sección anterior en el 17%; 33%; 50% y 67%, sería necesario incrementar el subsidio para mantener constante su factura por consumo eléctrico.

Cuadro 35

Incremento del precio del gas natural y subsidio Tarifa Dignidad

Incremento del precio del gas natural	1,00	1,50	2,00	2,50	3,00
Precio del gas natural (\$us/MPC)	1,30	1,95	2,60	3,25	3,90
Incremento del costo electricidad consumidor final	1,00	1,17	1,33	1,50	1,67
Factura total (millones de Bs)	291,8	340,5	389,2	437,9	486,6
Pago (millones de Bs)	218,9	218,9	218,9	218,9	218,9
Subsidio (millones de Bs)	73,0	121,7	170,4	219,1	267,8
Subsidio (millones de \$us)	10,32	17,21	24,10	30,99	37,88

Fuente: Elaboración propia.

En consecuencia, el costo del subsidio será del orden de \$us 10 millones por año, si se mantienen los precios del gas natural y de la electricidad a los niveles actuales. Si se eleva el precio del gas natural en el 50%; 100%; 150% ó 200%, el costo del subsidio se elevará a 17, 24, 31 y \$us 38 millones por año.

Beneficios de elevar el precio del gas natural

La ejecución de nuevos proyectos hidroeléctricos permitirá disponer de mayores cantidades de gas natural

para su exportación. El beneficio para Bolivia tendrá un valor monetario igual a la diferencia de precios (precio de exportación-1,30 \$us/MWh) multiplicada por el volumen de gas natural reemplazado.

De acuerdo con el Plan de Expansión 2010-2020, la producción de los proyectos hidroeléctricos y geotérmicos que reemplazarían la utilización de gas natural suma un total de 5.321,7 GWh por año.

Cuadro 36

Proyectos futuros con energía renovable

	Potencia (MW)	Energía (GWh)
Misicuni Fase 1	80	263
Misicuni Fase 2	40	230
San José, Fase 1	69,4	450
Río Unduavi	45	214
Tangara y Vilcara	167,3	880
Laguna Colorada	100	814,7
Rositas	400	2.470
Total	901,7	5.321,7

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos & Energía - CNDC. "Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2010-2020" Noviembre 2009.

El año 2007 se generó un total de 2.593,9 GWh con unidades a gas natural que utilizaron 29,38 MMPC de gas natural. El consumo medio fue de 11,33 PC/kWh. Suponiendo este mismo consumo promedio, se ahorrarían 60.277 MMPC de gas natural al generar 5.321,7 GWh utilizando energías renovables.

Como se explicó anteriormente, es arriesgado pronosticar los precios del gas natural a ser exportado por Bolivia. Los países vecinos recurren a la importación de

gas natural licuado cuyos precios dependen del precio de los hidrocarburos en el mercado internacional más los costos de procesamiento y transporte. En algunos casos se mencionan cifras superiores a los 20 \$us/MMBTU. En este sentido, una hipótesis de precio igual a 4,00 \$us/MPC es relativamente conservadora y posiblemente subestima los beneficios.

Si el precio de exportación es de 4,00 \$us/MPC, el incremento de ingresos por la exportación del gas natural no utilizado en la generación de electricidad reportará un beneficio igual a 2,70 \$us/MPC. $(4,00 - 1,30 = 2,70)$. Multiplicando este valor por el volumen de gas natural ahorrado, de 60.277 millones de PC, resulta un ingreso adicional de \$us 162,7 millones.

Cuadro 37

Subsidio Tarifa Dignidad vs. Ingreso por exportación

Incremento del precio del gas natural	1,00	1,50	2,00	2,50	3,00
Precio del gas natural (\$us/MPC)	1,30	1,95	2,60	3,25	3,90
Incremento de costo medio consumidor final	1,00	1,17	1,33	1,50	1,67
Subsidio (millones de \$us)	10,32	17,21	24,10	30,99	37,88
Subsidio adicional (millones de \$us)	-	6,89	13,78	20,67	27,56
Ingreso adicional (millones de \$us)	-	162,75	162,75	162,75	162,75
Subsidio/Ingreso (\$us)		4,2%	8,5%	12,7%	16,9%

Fuente: Elaboración propia.

Si el precio del gas natural para la generación de elec-

tricidad se duplica, elevándolo a 2,6 \$us/MPC, las tarifas eléctricas pagadas por los consumidores finales se elevarán en el 33%. El costo del subsidio Tarifa Dignidad que permita mantener congeladas las tarifas eléctricas de los consumidores residenciales de bajos ingresos se elevará en el 33%, incrementando el costo total del subsidio en \$us 13,78 millones. Este incremento de costo equivale al 8,5% del incremento de recaudaciones del Estado boliviano al exportar el gas natural remplazado. Este porcentaje será aún menor si el precio de exportación del gas natural es superior a los 4,00 \$us/MPC.

En el Cuadro 37 se observa que aún en la hipótesis de condiciones más desfavorables, cuando el precio del gas natural en el mercado eléctrico se triplica elevándose a 3,90 \$us/MPC, el subsidio adicional requerirá utilizar sólo el 17% de los ingresos adicionales provenientes de la exportación del gas natural remplazado.

Si bien algunos de los proyectos hidroeléctricos futuros tienen estudios de preinversión que deben ser actualizados y además requieren de precios aún más altos del gas natural para ser factibles financieramente, se debe tomar en cuenta que la elevación del precio del gas natural incentivará la identificación de otros proyectos que utilicen energías renovables, especialmente de proyectos de menor tamaño. Estos proyectos serán muy beneficiosos para la expansión del SIN, ya que su distribución geográfica permitirá ahorros en el sistema de transporte de electricidad y en la red de gasoductos, ventajas que no han sido cuantificadas en este análisis.

En conclusión, se puede ejecutar una política de ele-

var los precios del gas natural que se utiliza para generar electricidad, mientras se mantiene congeladas las tarifas eléctricas a los consumidores residenciales de bajos ingresos. Los ingresos adicionales que recaudará el Estado por concepto de exportación del gas natural cuya utilización se evitó compensarán ampliamente los incrementos del costo del subsidio.

DOCUMENTO DE TRABAJO D SOBRE LAS PROPUESTAS DE RESTRUCTURACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO BOLIVIANO

Existen tres instancias en las que se han presentado propuestas de restructuración del sector eléctrico boliviano, las tres en eventos realizados en el ámbito nacional. La primera propuesta se socializó en un taller de análisis realizado en la ciudad de La Paz, el 19 y 20 de octubre del 2009. Un segundo taller de presentación y discusión de la propuesta de Ley de Electricidad se realizó en la ciudad de Cochabamba, el 5 y 6 de noviembre del 2009. Finalmente, en una tercera ocasión se presentó un borrador de Ley de Electricidad, en la ciudad de La Paz, el 14 y 15 de enero del 2010.

Primer taller

Con base en la presentación en diapositivas utilizada en este evento se puede resumir la propuesta de reforma del sector eléctrico como sigue:

Base filosófica

Se basa en una crítica al mercado como mecanismo de equilibrio entre la demanda y la oferta, puntualizando que:

- Tiene fallas
- No es eficiente
- Deteriora el medio ambiente
- Concentra la riqueza

Objetivos

El objetivo central es “... universalizar el (...) servicio de electricidad logrando (...) desarrollo económico”. Entre las tareas planteadas se destacan:

- Garantizar el suministro de electricidad
- Tarifas justas y económicamente eficientes
- Universalizar el servicio

Problemas

Entre los problemas identificados están:

- Cobertura rural baja
- Sistemas rurales deficitarios

Reforma

Como respuesta a los problemas se propone realizar intervenciones, entre las cuales se puede mencionar las siguientes:

- Abrir la participación a empresas de economía social, con criterios de sostenibilidad.

- Posibilitar la existencia de subsidios cruzados.
- Abandonar el modelo de libre mercado.

Principios

La “Declaración de principios de la nueva Ley de Electricidad” enumera quince nuevos principios que son:

1. Soberanía
2. Equidad
3. Transparencia
4. Universalidad
5. Sostenibilidad
6. Conservación del medio ambiente
7. Eficiencia energética
8. Bienestar común
9. Responsabilidad social empresarial
10. Celeridad
11. Pro-consumidor
12. Razonabilidad
13. Autoregulación
14. Preservación de la industria eléctrica
15. Resguardo del servicio

Estos nuevos principios se agregan a los vigentes en la ley actual, que son:

- Eficiencia
- Continuidad
- Adaptabilidad
- Calidad
- Competitividad

Asimismo, en la presentación de los nuevos principios mencionados, merecen ser referidos los siguientes planteamientos:

Soberanía

- Manejo estatal de los recursos naturales sin injerencia privada.
- Derecho exclusivo de los pueblos indígenas del uso del recurso ubicado en su territorio²⁷.
- Control accionario mayoritario del Estado en las empresas que utilizan fuentes energéticas renovables (aguas, vapor geotérmico, aire y otros).
- Monopolio estatal del transporte de electricidad.
- Monopolio estatal de la exportación de electricidad.
- El Estado boliviano deberá tener al menos dos tercios de la capacidad instalada de generación eléctrica.

Equidad

- Calidad de servicio para todos.
- Tarifas diferenciadas de acuerdo a nivel económico.
- Control social.
- Igualdad de condiciones para todos los agentes.

²⁷ El Art. 30, II, 17 al que se hace referencia indica que “En el marco de la unidad del Estado y de acuerdo con esta Constitución las naciones y pueblos indígena originario campesinos gozan de los siguientes derechos:... 17. A la gestión territorial indígena autónoma, y al uso y aprovechamiento exclusivo de los recursos naturales renovables existentes en su territorio sin perjuicio de los derechos legítimamente adquiridos por terceros.”

Universalidad

- El Estado garantiza el acceso universal el año 2025.

Sostenibilidad

- Promover el uso de fuentes renovables.

Conservación del medio ambiente

- Mitigar y controlar los impactos negativos.

Transparencia

- Acceso a la información para todos.

Eficiencia energética

- Optimizar toda la cadena productiva.
- Eficiencia en el uso final de la energía.

Bienestar común

- Promover el bien común y el desarrollo humano.

Responsabilidad social empresarial

- “... Acciones y/o aportes sostenibles, que las empresas de la industria eléctrica deberán realizar en beneficio del capital humano, del entorno y de las relaciones con las partes involucradas... Se deberá conciliar el desarrollo y la responsabilidad social con el aumento de la competitividad...”

Celeridad

- La administración pública tiene la obligación de impulsar los procedimientos públicos que

beneficien a la sociedad en su conjunto, sin costo alguno para el consumidor.

Pro-consumidor

- En caso de duda razonable respecto a una reclamación, siempre se decidirá a favor del consumidor.

Autoregulación

- Los agentes deberán contratar personal idóneo.

Razonabilidad

- Se debe aplicar principios competitivos que reflejen precios justos y razonables, evitando daño a los consumidores u otros agentes.
- Intervenir en acuerdos a largo plazo que no sean sostenibles.

Protección a la infraestructura

- Penalizar cualquier daño a la infraestructura eléctrica.

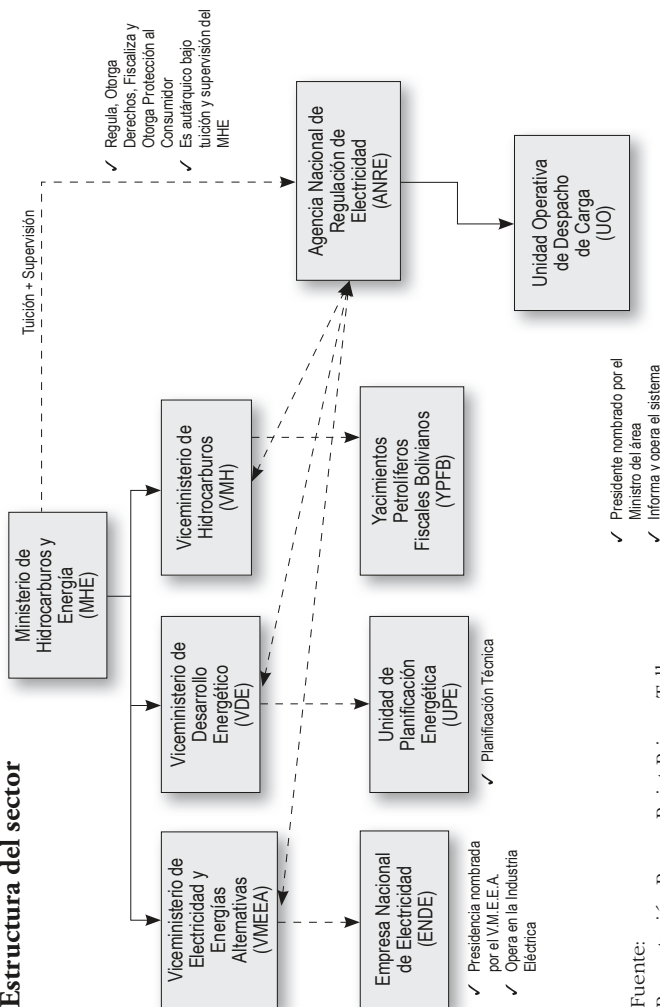
Resguardo del servicio

- El usuario debe aportar para mantener la sostenibilidad económica del servicio.

Propuesta de estructura administrativa del sector eléctrico

El gráfico que se presenta a continuación resume el contenido de la estructura administrativa propuesta:

Gráfico 11
Estructura del sector



Fuente:
Presentación Power Point Primer Taller.

Es de notar lo siguiente:

- El Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE), como cabeza del sector controla a la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) y al organismo regulador.
- ENDE opera como un *holding* de unidades de negocios independientes en toda la cadena productiva de la industria eléctrica bajo las mismas condiciones operativas y comerciales que los otros agentes.
- Los agentes privados pueden continuar actuando en la generación y la distribución de electricidad y pueden asociarse con ENDE para crear empresas mixtas.
- El despacho de carga lo realiza la Unidad Operativa (UO) dependiente del regulador.
- Se propone realizar subastas para la ejecución de nuevos proyectos.
- La planificación la efectúa la Unidad de Planificación Energética (UPE), dependiente del Viceministerio de Desarrollo Energético (VDE) y tiene carácter obligatorio.

Comentarios

Los objetivos planteados en la propuesta de reforma del sector eléctrico son indudablemente positivos (garantizar el suministro, tarifas justas y eficientes, universalizar el servicio). Asimismo existe consenso general, en el sentido de que uno de los problemas más críticos del sector eléctrico boliviano es la electrificación rural.

Para atacar estos problemas se propone crear empresas de economía social, con criterios de sostenibilidad, aplicar subsidios cruzados y “abandonar el modelo de libre mercado”.

Llama la atención la crítica al mercado como mecanismo que genera señales de precio a los consumidores y a los productores. Este estudio considera que este ataque es injustificado porque actualmente no existe un “libre mercado” en el sector eléctrico en Bolivia. La transmisión y distribución son monopolios naturales regulados. La generación busca operar bajo condiciones de competencia perfecta, pero lo hace con precios establecidos por el regulador bajo criterios de costo marginal.

La propuesta tiene un fuerte componente estatizante, ya que propone el monopolio estatal del transporte y la exportación de electricidad, así como la propiedad de al menos dos tercios de la capacidad de generación y control accionario de los generadores que utilizan fuentes renovables.

El éxito o el fracaso de una intervención estatal en las actividades productivas dependerá fundamentalmente de la idoneidad profesional, la independencia administrativa (libre de injerencias políticas) y la responsabilidad de rendir cuentas de los funcionarios designados para dirigir las empresas del Estado. Si los mismos son designados directamente por el ministro de turno, será difícil cumplir este requisito.

La reforma propone aplicar tarifas diferenciadas de acuerdo al nivel económico de los usuarios, es decir, subsidios cruzados, lo cual origina un conflicto potencial con el propósito de aplicar principios competitivos que

reflejen precios justos para los agentes así como promover acuerdos de largo plazo que sean sostenibles. Si se fijan precios que a las empresas generadoras no les permitan rentabilidades razonables, se estaría estableciendo condiciones que son financieramente insostenibles a largo plazo, vulnerando el principio de resguardo del servicio.

El esquema propuesto no especifica claramente sobre quién recae la responsabilidad de ejecución de inversiones y operación en los sistemas rurales. Un programa de electrificación rural será posible gracias a instancias de planificación central a nivel nacional de carácter obligatorio, en combinación con la aplicación de tarifas diferenciadas y subsidios cruzados, tal como se propone. Una posible dificultad se presentará si las inversiones identificadas a nivel nacional no coinciden con los objetivos regionales o aquellos de los pueblos indígenas.

El esquema administrativo por el cual el MHE controla simultáneamente a ENDE y al ente regulador pone en riesgo la imparcialidad e independencia del regulador, que será responsable de controlar al mismo tiempo a ENDE como generador, transportador y distribuidor y a los otros agentes generadores y distribuidores.

En la medida que las máximas autoridades de ENDE, del ente regulador y del despacho de carga sean designadas por el ministro del área, se rompe la necesaria continuidad laboral, particularmente importante en el caso del regulador y del despacho de carga. Un aspecto positivo es la relación entre el regulador, que tiene contacto directo con el funcionamiento del mercado eléctrico, y el responsable de emitir normas, que es el MHE.

Los ejercicios de planificación del sector eléctrico requieren de un plantel profesional de mucha experiencia y continuidad laboral. Estas condiciones estarán en riesgo si la tarea de planificar es realizada por funcionarios dependientes del VDE; cada vez que se designa un nuevo ministro, el mismo tendrá la autoridad para designar nuevos funcionarios.

Segundo taller

El segundo taller se organizó en cinco mesas o grupos de trabajo denominados:

- Grupo 1: Generación de electricidad
- Grupo 2: Transmisión de electricidad
- Grupo 3: Distribución y electrificación rural
- Grupo 4: Regulación, control fiscalización y supervisión
- Grupo 5: Reestructuración

A continuación se examina únicamente lo concerniente a la reestructuración del sector.

Mandatos constitucionales

Se identificó los artículos de la Constitución Política del Estado (CPE) que se relacionan de algún modo con el sector eléctrico, los cuales fueron enumerados como se ve en el Cuadro 38.

El detalle del contenido de cada uno de los artículos incluidos en el listado se presenta en el Anexo 1 de este documento.

Cuadro 38

Artículos pertinentes CPE

Nº	Artículos	Título
1	8	PRINCIPIOS Y VALORES
2	9	FINES DEL ESTADO
3	20	ACCESO UNIVERSAL DE SERVICIOS BÁSICOS
4	30	DERECHOS DE LAS NACIONES Y PUEBLOS INDÍGENAS
5	52	LIBRE ASOCIACIÓN A DERECHO EMPRESARIAL
6	56	DERECHO A LA PROPIEDAD PRIVADA
7	57	EXPROPIACIÓN
8	122	NULIDAD DE ACTOS
9	123	LEY DISPONE SÓLO PARA LO VENIDERO
10	232	PRINCIPIOS DE ADMINISTRACIÓN PÚBLICA
11	241	PARTICIPACIÓN EN CONTROL SOCIAL
12	255	RELACIONES Y TRATADOS INTERNACIONALES
13	297 al 304	COMPETENCIAS
14	306	ORGANIZACIÓN ECONÓMICA DEL ESTADO
15	308	RECONOCIMIENTO DE INICIATIVA PRIVADA
16	309	FORMA DE ORGANIZACIÓN ECONÓMICA ESTATAL
17	310	COOPERATIVAS
18	311	IGUALDAD JURÍDICA Y ORGANIZACIÓN
19	312	OBJETIVO DE ACTIVIDADES ECONÓMICAS
20	314	MONOPOLIOS Y OLIGOPOLIOS PRIVADOS
21	316	FUNCIÓN DEL ESTADO EN LA ECONOMÍA
22	318	POLÍTICA PRODUCTIVA, INDUSTRIAL Y COMERCIAL
23	319	COMERCIALIZACIÓN DE RRNN ESTRATÉGICOS
24	320	INVERSIÓN NACIONAL Y EXTRANJERA
25	335	COOPERATIVAS
26	348 al 358	RECURSOS NATURALES
27	373 al 377	RECURSOS HÍDRICOS
28	378-379	ENERGÍA
29	406-407	POLÍTICAS DE DESARROLLO RURAL
30	DISP. TRANS. 8va.	DERECHOS ADQUIRIDOS

Análisis FODA

Se identificaron las Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas (FODA) que enfrenta el sector eléctrico, los resultados se muestran en el Cuadro 39.

Estructura propuesta

La estructura organizacional propuesta sitúa al MHE como responsable del sector eléctrico, ejerciendo el rol normador y planificador, con tuición directa sobre ENDE, el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) y la Autoridad de Electricidad (AE), que es el ente regulador (ver Gráfico 12).

Se propone que el CNDC se constituya en responsable de la planificación del sector eléctrico y sea administrado como entidad autárquica para preservar la imparcialidad en la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

ENDE, en su calidad de *holding* de empresas de generación, transmisión y distribución en el SIN y en sistemas aislados, será también responsable de los estudios de aprovechamiento de recursos naturales energéticos de interés nacional.

El Artículo 30; II; 15, 16 y 17 de la Constitución Política del Estado (CPE) otorga a los pueblos indígena originario campesinos el derecho a ser consultados, participar de los beneficios y el uso y aprovechamiento de los recursos naturales renovables y no renovables en sus territorios. Estas disposiciones pueden constituirse en un obstáculo para la ejecución de nuevos proyectos si no existen normas claras que reglamenten los procedimientos a seguir para la consulta social y la participación de las organizaciones sociales.

Cuadro 39

Sector eléctrico boliviano: análisis FODA

Fortalezas • MHE: posibilidad de acceso a créditos concesionales con organismos financiadores internacionales para electrificación rural, rol normador definido. • AE: rol de regulación definido, estructura adecuada para cumplir sus funciones, información accesible, amplia y transparente. • CNDC: administración y operación del SIN transparente e independiente de los agentes; capacidad técnica adecuada para la supervisión de las normas técnicas/operativas, capacidad de gestión comercial, difusión oportuna y transparente de información, participación de los agentes. • ENDE: refundación de ENDE con asignación de recursos de inversión y proyectos en ejecución, actuar en toda la cadena productiva. • Mejor relación entre el normador y el regulador. • Costos desagregados de generación, transmisión y distribución. • Recursos humanos capacitados en el sector. • Administración financiera transparente. • Posibilidad de participación de consumidores mayoristas y autoprodutores.	Oportunidades • Incorporar un nuevo rol protagonista para ENDE como empresa pública estratégica y corporativa. • El país cuenta con gran cantidad de recursos naturales renovables y no renovables para la generación eléctrica. • Posibilidad del Estado para la obtención de financiamientos para proyectos del sector a través de ENDE. • Posibilidad de exportar electricidad a países vecinos, ante la creciente demanda insatisfecha en dichos países. • Programa "Electricidad para Vivir con Dignidad" ampliando la cobertura eléctrica en el área rural. • Posibilidad de participación de empresas públicas, mixtas, instituciones sin fines de lucro, cooperativas, empresas privadas, y empresas comunitarias y sociales en la cadena productiva.
---	--

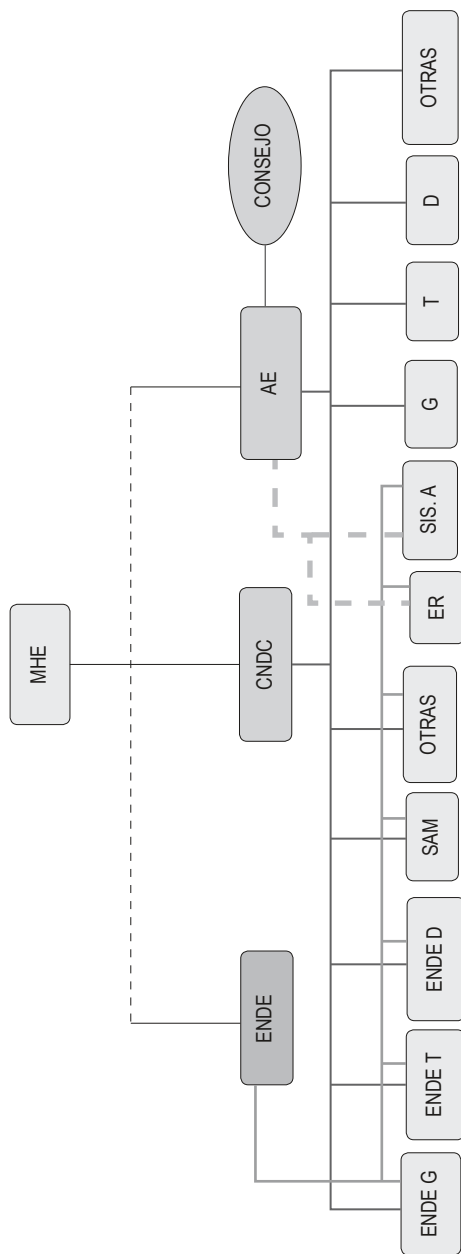
(Continúa en la página siguiente)

(Continuación de la anterior página)

Debilidades • La Ley N° 1604 no ha sido compatibilizada con la CPE. • Operación del SIN con márgenes mínimos de reserva en generación. • Falta de señales que incentiven la inversión en generación. • Falta de coordinación institucional para elaborar el Plan de Expansión del SIN. • No funciona el mercado de contratos. • El Plan de Expansión no tiene carácter obligatorio y no hay un ente responsable de su cumplimiento. • Existen deficiencias normativas (no se ha previsto incentivos para la generación no convencional con recursos renovables ej: eólicas, micro-centrales, biomasa). • No existe claridad en el tema de tuición entre instituciones. • La electrificación rural es costosa por el grado de dispersión geográfica de la población. • Existen limitados recursos financieros para electrificación rural.	Amenazas • Existen límites de endeudamiento del sector público. • Falta de interés del sector financiero para proporcionar recursos de inversión en generación y transmisión. • Exigencias medioambientales y socioeconómicas de las regiones pueden inviabilizar los proyectos o dificultar su ejecución. • Crecimiento de los Fondos de Estabilización del Mercado Mayorista y Minorista. • Normativa inaplicable en el tema de servidumbres y usos de bienes de dominio público.
---	---

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos & Energía. "Mesa de Trabajo: Reestructuración del Sector" (Presentación en Power Point). Noviembre 2009.

Gráfico 12
Estructura organizacional



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos & Energía. "Mesa de Trabajo: Reestructuración del Sector" (Presentación en Power Point). Noviembre 2009.

En la propuesta se prevé que las organizaciones sociales participen en el control social que ejercerá un Consejo de Electricidad a través de la entidad reguladora.

El Artículo 378; II establece que “Es facultad privativa²⁸ del Estado el desarrollo de la cadena productiva energética en las etapas de generación, transporte y distribución, a través de empresas públicas, mixtas, instituciones sin fines de lucro, cooperativas, empresas privadas, y empresas comunitarias y sociales, con participación y control social. La cadena productiva energética no podrá estar sujeta exclusivamente a intereses privados ni podrá concesionarse. La participación privada será regulada por la ley”.

El Estado es responsable de financiar y promover la electrificación rural (Art. 20; II CPE). Sin embargo, la electrificación rural es competencia exclusiva de los gobiernos departamentales autónomos en su jurisdicción (Art. 300; 15 CPE), y competencia exclusiva de las autonomías indígena originario campesinas, dentro de su jurisdicción (Art. 304; 5 CPE). Estas disposiciones pueden crear confusión respecto a la asignación de responsabilidades en el financiamiento, la ejecución y la operación de los sistemas de electrificación rural.

El Artículo 298; II; 5 y 8 asigna al nivel central del Estado competencia exclusiva²⁹ sobre los recursos hídricos y la generación, la producción, el control, la transmisión

²⁸ Competencias privativas son “aquellas cuya legislación, reglamentación y ejecución no se transfiere ni delega, y están reservadas para el nivel central del Estado.” Artículo 297; I; 1 CPE.

²⁹ Competencias exclusivas son “aquellas en las que un nivel de gobierno tiene sobre una determinada materia las facultades legislativa, reglamentaria y ejecutiva, pudiendo transferir y delegar estas dos últimas.” Artículo 297; I, 2 CPE.

y la distribución de energía en el sistema interconectado. Pero el Artículo 299; I; 3 establece que la electrificación urbana es competencia compartida entre el nivel central del Estado y las entidades territoriales autónomas. Asimismo, el Artículo 299; II; 7 indica que existe competencia concurrente entre el nivel central del Estado y las entidades territoriales autónomas en la promoción y la administración de proyectos hidráulicos y energéticos.

En otras palabras, el nivel central del Estado tendría la facultad legislativa sobre la promoción y la administración de los proyectos hidráulicos y energéticos, delegando a las entidades territoriales autónomas las facultades reglamentaria y ejecutiva.

En cuanto a la electrificación urbana, dado que es una competencia compartida, es evidente que la reglamentación y la ejecución corresponden a las entidades territoriales autónomas³⁰, pero no está claro a quién le corresponde la facultad legislativa. El Artículo 298; II; 5 y 8 le asigna al nivel central del Estado la facultad legislativa sobre la distribución de electricidad en el SIN, pero el Artículo 299; I; 3 al definir la electrificación urbana como competencia compartida entre el nivel central del Estado y las entidades territoriales autónomas determina que está sujeta a legislación básica de la Asamblea Legislativa Plurinacional.

Los proyectos de generación y transmisión en sistemas aislados son de competencia exclusiva de los gobiernos departamentales autónomos (Artículo 300; I; 6). El Artículo 304; I; 3 y 5 asigna a las autonomías indígena originario campesinas también la competencia exclusiva

³⁰ Ver el Artículo 297; I; 4 de la CPE.

de la administración de recursos naturales renovables y la electrificación en sistemas aislados. Esta duplicidad de asignación de competencias exclusivas no es clara en establecer responsabilidades para el desarrollo de proyectos de electrificación en sistemas aislados.

Comentarios

A diferencia del primer taller, cuya propuesta implicaba una importante intervención estatal en el sector eléctrico y una línea de acción de alejamiento de los mecanismos de mercado, el segundo taller presentó una propuesta en la que el sector privado comparte responsabilidades con el sector estatal, representado por ENDE.

ENDE, operando como un *holding* de empresas, puede intervenir en la generación, el transporte y la distribución de electricidad bajo las mismas condiciones que el sector privado.

Las organizaciones sociales ejercen control social formando parte del Consejo de Electricidad que forma parte de la estructura institucional de la entidad reguladora.

Se tiende a superar el conflicto *operador/regulador* al depender ambas instancias de una misma autoridad que es el MHE.

La responsabilidad de planificar la expansión del sector eléctrico se asigna al *operador*, con lo cual se procura resolver el problema de la poca continuidad laboral de otras instancias del Estado.

Finalmente, se define también la responsabilidad de los gobiernos departamentales y autonomías indígena originario campesinas de ejecutar los proyectos de electrificación rural en sus respectivas jurisdicciones.

Tercer taller

El tercer taller se denominó “Taller Departamental. Propuestas para los Proyectos de Ley de Hidrocarburos y Electricidad”. Se realizó en la ciudad de Cochabamba los días 14 y 15 de enero del 2010, con la participación de técnicos y representantes de grupos sociales.

Bases de la propuesta

El análisis del tercer taller se realizó a partir del documento “Bases Técnicas para la Formulación de la Propuesta de Ley de Electricidad”, el cual fue presentado a los participantes.

El documento se inicia con un llamado a la “nacionalización del sector eléctrico”, en el marco de la CPE y el control social.

La estructura institucional propuesta asigna al MHE la dirección del sector y se incluye la creación de un Consejo de Política de Electricidad (CPE) en el que podrán participar dos representantes de organizaciones regionales e indígenas. El MHE es responsable de formular los planes de desarrollo que se someten a la aprobación del CPE.

ENDE tiene autonomía de gestión y puede intervenir en actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad en todo el país. Además, ENDE es responsable de:

- Satisfacer la demanda interna de electricidad.
- Seleccionar a las empresas (generadoras, transmisoras y distribuidoras) para suscribir contratos.
- Controlar, administrar y dirigir la transmisión en el SIN.

- Ejecutar proyectos de electrificación rural.
- Promover el uso de energías alternativas.

Se mantiene la vigencia de un ente regulador y de un operador del mercado eléctrico, ambos bajo tuición directa del MHE.

Se crea el Instituto Boliviano de Hidrocarburos y Energía (IBHE), responsable de investigación, tecnología y capacitación de recursos humanos, también bajo la tuición del MHE.

En lo relativo a precios, se indica que se busca “asegurar el costo más bajo a los usuarios”, permitiendo a las empresas “un rendimiento adecuado y razonable sobre su patrimonio neto.” Sin embargo, se añade que “los criterios sociales tendrán prelación sobre los de eficiencia económica”.

La propuesta se resume en los cuadros de “Propuesta del Modelo del Sector” y “Propuesta de Cadena”, ambos presentados en el taller y detallados en los Cuadros 40 y 41.

Comentarios

La característica sobresaliente de esta propuesta es el alto nivel de intervención estatal en la industria eléctrica, principalmente a través de ENDE. La fuerte responsabilidad asignada a ENDE, como brazo operativo del MHE, requerirá del concurso de personal idóneo de alto nivel, al que se le asigne la independencia de gestión y los recursos necesarios, manteniendo al mismo tiempo la responsabilidad de rendir cuentas en relación a los logros obtenidos.

Cuadro 40

Propuesta del modelo del sector

Actividades	Agentes	Políticas	Instrumentos contractuales
GENERACIÓN EN EL SIN	Subsidiarias (Sociedades Anónimas Estatales [SAE])	Matriz energética compuesta por generación térmica e hidroeléctrica con un porcentaje de energías alternativas con fuentes primarias renovables	Contratos de servicios renovables cada cierto periodo
	Empresas públicas (departamentales y municipales)	Generación hidroeléctrica y generación con energías alternativas renovables	
	Empresas mixtas (departamentales, municipales y privadas) y privadas nacionales (comunitarias y cooperativas)	Energías alternativas y renovables	
	ENDE transmisión (vía SAE 100% estatal)	Mercado interno	
TRANSMISIÓN	Empresas privadas	Mercado interno	
	Empresas SAE (mixtas)	Exportación (participación por proyectos)	
DISTRIBUCIÓN	ENDE distribución (vía SAE 51% estatal mínimo)	En el SIN	
	Cooperativas	Fuera del SIN	
	Empresas comunitarias y sociales	Fuera del SIN	
	Instituciones sin fines de lucro	Fuera del SIN	

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos & Energía. Taller departamental Cochabamba. “Propuestas para los proyectos de ley de hidrocarburos y electricidad” (Presentación en Power Point). Enero 2010.

Cuadro 41

Propuesta de cadena de producción

Tema	Descripción
GENERACIÓN	El Estado controlará, administrará y dirigirá la producción de electricidad a través de sí mismo o a través de la contratación de las distintas formas empresariales estipuladas en la CPE. ENDE Corporativo promoverá el uso de energías alternativas en coordinación con las prefecturas, alcaldías y pueblos indígena originario campesinos.
TRANSMISIÓN	El Estado controlará, administrará y dirigirá la transmisión de electricidad a través de la empresa estatal, con el objeto de llevar electricidad a los puntos de consumo.
DISTRIBUCIÓN	El Estado participará en la distribución de electricidad en todos sus niveles, conforme lo estipula el Art. 20 de la CPE. El Estado a través de ENDE Corporativo tendrá la obligación de implementar la electrificación rural, tomando factores socio-económicos de cada población rural.

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos & Energía. Taller departamental Cochabamba. "Propuestas para los proyectos de ley de hidrocarburos y electricidad" (Presentación en Power Point). Enero 2010.

Este requerimiento constituirá un desafío frente a las restricciones salariales vigentes en el sector público y la presión de los grupos sociales por acceder a puestos de decisión.

Cosa similar se puede observar en relación al MHE, que es responsable de elaborar la planificación del sector. Dicha tarea debe ser ejecutada por personal con niveles de continuidad y seguridad laboral actualmente infrecuentes en el sector público.

El IBHE, como responsable de investigación, tecnología y capacitación de recursos humanos, se constituye en un ingrediente indispensable para el desarrollo del sector eléctrico en el mediano y largo plazo. Será necesario ejercer un control sobre sus avances para evitar que se convierta en un mero distribuidor de empleo con responsabilidades insuficientemente definidas.

La propuesta es muy clara al decir que los precios buscarán “asegurar el costo más bajo a los usuarios”, lo cual es posiblemente, junto a la meta de universalizar el servicio eléctrico, el objetivo central más importante que puede asumir el Estado. Dicho objetivo es coherente en la medida que se permite a las empresas “un rendimiento adecuado y razonable sobre su patrimonio neto”.

Caso contrario, si el Estado se limita a bajar los precios indiscriminadamente, a fin de beneficiar a los consumidores, asignando a las empresas productoras precios que no cubren costos y no permiten rentabilidad de la inversión, se desincentivará la inversión privada obligando al Estado a ejecutar inversiones subsidiadas para satisfacer la demanda interna.

Por esta razón es menester notar el párrafo en el que se dice que “los criterios sociales tendrán prelación sobre los de eficiencia económica”. La interpretación de esta aseveración no es clara. Si se refiere a incluir la consideración de las externalidades (costos ambientales que no son tomados en cuenta por el mercado eléctrico) en la definición de los precios, la aseveración es correcta; pero puede prestarse a otras interpretaciones con el riesgo de obligar al Estado a asumir toda la responsabilidad de ejecutar inversiones y subsidiar al sector eléctrico.

Temas de preocupación en el sector eléctrico

A la luz de las propuestas de restructuración del sector eléctrico boliviano como parte del programa político de cambio en proceso de ejecución, el presente estudio se permite identificar los puntos más críticos que afectan al desarrollo del sector eléctrico:

- Un punto central es el rol del sector privado en la ejecución de inversiones y operación y administración de los sistemas eléctricos.
- Efectos externos resultantes de la explotación y manejo de los recursos naturales renovables y no renovables, particularmente los impactos sobre el medio ambiente.
- Utilización de los recursos naturales y derechos de las comunidades indígenas.
- Rol de las autonomías departamentales y regionales sobre la utilización de los recursos naturales.
- Conflicto potencial entre la política de reducción de tarifas eléctricas y la rentabilidad de las empresas productoras.

ANEXO D1
ARTÍCULOS DE LA
CONSTITUCIÓN
POLÍTICA DEL ESTADO

Título

Artículo 8. PRINCIPIOS Y VALORES

I. El Estado asume y promueve como principios ético-morales de la sociedad plural: *ama qhilla*, *ama llulla*, *ama suwa* (no seas flojo, no seas mentiroso ni seas ladrón), *suma qamaña* (vivir bien), *ñandereko* (vida armoniosa), *teko kavi* (vida buena), *ivi maraei* (tierra sin mal) y *qhapaj ñan* (camino o vida noble).

II. El Estado se sustenta en los valores de unidad, igualdad, inclusión, dignidad, libertad, solidaridad, reciprocidad, respeto, complementariedad, armonía, transparencia, equilibrio, igualdad de oportunidades, equidad social y de género en la participación, bienestar común, responsabilidad, justicia social, distribución y redistribución de los productos y bienes sociales, para vivir bien.

Artículo 9. FINES DEL ESTADO

Son fines y funciones esenciales del Estado, además de los que establece la Constitución y la ley: (...)

6. Promover y garantizar el aprovechamiento responsable y planificado de los recursos naturales, e impulsar su industrialización, a través del desarrollo y del fortalecimiento de la base productiva en sus diferentes dimensiones y niveles, así como la conservación del medio ambiente, para el bienestar de las generaciones actuales y futuras.

Artículo 20. ACCESO UNIVERSAL DE SERVICIOS BÁSICOS

I. Toda persona tiene derecho al acceso universal y equitativo a los servicios básicos de agua potable, alcantarillado, electricidad, gas domiciliario, postal y telecomunicaciones.

II. Es responsabilidad del Estado, en todos sus niveles de gobierno, la provisión de los servicios básicos a través de entidades públicas, mixtas, cooperativas o comunitarias. En los casos de electricidad, gas domiciliario y telecomunicaciones se podrá prestar el servicio mediante contratos con la empresa privada. La provisión de servicios debe responder a los criterios

de universalidad, responsabilidad, accesibilidad, continuidad, calidad, eficiencia, eficacia, tarifas equitativas y cobertura necesaria; con participación y control social.

Artículo 30. DERECHOS DE LAS NACIONES Y PUEBLOS INDÍGENAS

I. Es nación y pueblo indígena originario campesino toda la colectividad humana que comparte identidad cultural, idioma, tradición histórica, instituciones, territorialidad y cosmovisión, cuya existencia es anterior a la invasión colonial española.

II. En el marco de la unidad del Estado y de acuerdo con esta Constitución las naciones y pueblos indígena originario campesinos gozan de los siguientes derechos: (...)

15. A ser consultados mediante procedimientos apropiados, y en particular a través de sus instituciones, cada vez que se prevean medidas legislativas o administrativas susceptibles de afectarles. En este marco, se respetará y garantizará el derecho a la consulta previa obligatoria, realizada por el Estado, de buena fe y concertada, respecto a la explotación de los recursos naturales no renovables en el territorio que habitan.

16. A la participación en los beneficios de la explotación de los recursos naturales en sus territorios.

17. A la gestión territorial indígena autónoma, y al uso y aprovechamiento exclusivo de los recursos naturales renovables existentes en su territorio sin perjuicio de los derechos legítimamente adquiridos por terceros.

Artículo 52. LIBRE ASOCIACIÓN A DERECHO EMPRESARIAL

I. Se reconoce y garantiza el derecho a la libre asociación empresarial.

II. El Estado garantizará el reconocimiento de la personalidad jurídica de las asociaciones empresariales, así como las formas democráticas organizativas empresariales, de acuerdo con sus propios estatutos (...).

IV. El patrimonio de las organizaciones empresariales, tangible e intangible, es inviolable e inembargable.

Artículo 56. DERECHO A LA PROPIEDAD PRIVADA

I. Toda persona tiene derecho a la propiedad privada individual o colectiva, siempre que ésta cumpla una función social.

II. Se garantiza la propiedad privada siempre que el uso que se haga de ella no sea perjudicial al interés colectivo.

Artículo 57. EXPROPIACIÓN

La expropiación se impondrá por causa de necesidad o utilidad pública, calificada conforme con la ley y previa indemnización justa. La propiedad inmueble urbana no está sujeta a reversión.

Artículo 122. NULIDAD DE ACTOS

Son nulos los actos de las personas que usurpen funciones que no les competen, así como los actos de las que ejercen jurisdicción o potestad que no emane de la ley.

Artículo 123. LEY DISPONE SÓLO PARA LO VENIDERO

La ley sólo dispone para lo venidero y no tendrá efecto retroactivo, excepto en materia laboral, cuando lo determine expresamente a favor de las trabajadoras y de los trabajadores; en materia penal, cuando beneficie a la imputada o al imputado; en materia de corrupción, para investigar, procesar y sancionar los delitos cometidos por servidores públicos contra los intereses del Estado; y en el resto de los casos señalados por la Constitución.

Artículo 232. PRINCIPIOS DE ADMINISTRACIÓN PÚBLICA

La Administración Pública se rige por los principios de legitimidad, legalidad, imparcialidad, publicidad, compromiso e interés social, ética, transparencia, igualdad, competencia, eficiencia, calidad, calidez, honestidad, responsabilidad y resultados.

Artículo 241. PARTICIPACIÓN EN CONTROL SOCIAL

I. El pueblo soberano, por medio de la sociedad civil organizada, participará en el diseño de las políticas públicas.

II. La sociedad civil organizada ejercerá el control social a la gestión pública en todos los niveles del Estado, y a las empresas

e instituciones públicas, mixtas y privadas que administren recursos fiscales.

III. Ejercerá control social a la calidad de los servicios públicos.

IV. La Ley establecerá el marco general para el ejercicio del control social.

V. La sociedad civil se organizará para definir la estructura y composición de la participación y control social.

VI. Las entidades del Estado generarán espacios de participación y control social por parte de la sociedad.

Artículo 255. RELACIONES Y TRATADOS INTERNACIONALES

I. Las relaciones internacionales y la negociación, suscripción y ratificación de los tratados internacionales responden a los fines del Estado en función de la soberanía y de los intereses del pueblo.

II. La negociación, suscripción y ratificación de tratados internacionales se regirá por los principios de: (...)

4. Respeto a los derechos de los pueblos indígenas originarios campesinos (...).

9. Acceso de toda la población a los servicios básicos para su bienestar y desarrollo (...).

11. Protección y preferencias para la producción boliviana, y fomento a las exportaciones con valor agregado.

Artículos 297 al 304. COMPETENCIAS

Artículo 297.

I. Las competencias definidas en esta Constitución son:

1. Privativas, aquellas cuya legislación, reglamentación y ejecución no se transfiere ni delega, y están reservadas para el nivel central del Estado.

2. Exclusivas, aquellas en las que un nivel de gobierno tiene sobre una determinada materia las facultades legislativa,

reglamentaria y ejecutiva, pudiendo transferir y delegar estas dos últimas.

3. Concurrentes, aquellas en las que la legislación corresponde al nivel central del Estado y los otros niveles ejercen simultáneamente las facultades reglamentaria y ejecutiva.

4. Compartidas, aquellas sujetas a una legislación básica de la Asamblea Legislativa Plurinacional cuya legislación de desarrollo corresponde a las entidades territoriales autónomas, de acuerdo a su característica y naturaleza. La reglamentación y ejecución corresponderá a las entidades territoriales autónomas.

II. Toda competencia que no esté incluida en esta Constitución será atribuida al nivel central del Estado, que podrá transferirla o delegarla por Ley.

Artículo 298.

I. Son competencias privativas del nivel central del Estado: (...)

5. Comercio Exterior (...).

12. Creación, control y administración de las empresas públicas estratégicas del nivel central del Estado.

13. Administración del patrimonio del Estado Plurinacional y de las entidades públicas del nivel central del Estado (...).

18. Hidrocarburos (...).

20. Política general de Biodiversidad y Medio Ambiente (...).

22. Política económica y planificación nacional.

II. Son competencias exclusivas del nivel central del Estado: (...)

4. Recursos naturales estratégicos, que comprenden minerales, espectro electromagnético, recursos genéticos y biogenéticos y las fuentes de agua.

5. Régimen general de recursos hídricos y sus servicios.

6. Régimen general de biodiversidad y medio ambiente.

7. Política Forestal y régimen general de suelos, recursos forestales y bosques.

8. Política de generación, producción, control, transmisión y distribución de energía en el sistema interconectado (...).

11. Obras públicas de infraestructura de interés del nivel central del Estado (...).

13. Elaboración y aprobación de estadísticas oficiales (...).

20. Reservas fiscales respecto a recursos naturales (...).

26. Expropiación de inmuebles por razones de utilidad y necesidad pública, conforme al procedimiento establecido por Ley (...).

28. Empresas públicas del nivel central del Estado (...).

30. Políticas de servicios básicos (...).

Artículo 299.

I. Las siguientes competencias se ejercerán de forma compartida entre el nivel central del Estado y las entidades territoriales autónomas: (...)

3. Electrificación urbana (...).

7. Regulación para la creación y/o modificación de impuestos de dominio exclusivo de los gobiernos autónomos.

II. Las siguientes competencias se ejercerán de forma concurrente por el nivel central del Estado y las entidades territoriales autónomas:

1. Preservar, conservar y contribuir a la protección del medio ambiente y fauna silvestre manteniendo el equilibrio ecológico y el control de la contaminación ambiental (...).

7. Promoción y administración de proyectos hidráulicos y energéticos.

8. Residuos industriales y tóxicos (...).

11. Protección de cuencas.

Artículo 300.

I. Son competencias exclusivas de los gobiernos departamentales autónomos, en su jurisdicción:

6. Proyectos de generación y transporte de energía en los sistemas aislados.

15. Proyectos de electrificación rural.

16. Proyectos de fuentes alternativas y renovables de energía de alcance departamental preservando la seguridad alimentaria.

29. Empresas públicas departamentales.

33. Participar en empresas de industrialización, distribución y comercialización de Hidrocarburos en el territorio departamental en asociación con las entidades nacionales del sector.

34. Promoción de la inversión privada en el departamento en el marco de las políticas económicas nacionales.

35. Planificación del desarrollo departamental en concordancia con la planificación nacional.

II. Los Estatutos Autonómicos Departamentales podrán a su vez definir como concurrentes algunas de sus competencias exclusivas, con otras entidades territoriales del departamento.

III. Serán también de ejecución departamental las competencias que le sean transferidas o delegadas.

Artículo 301.

La región, una vez constituida como autonomía regional, recibirá las competencias que le sean transferidas o delegadas.

Artículo 302.

I. Son competencias exclusivas de los gobiernos municipales autónomos, en su jurisdicción:

26. Empresas públicas municipales.

30. Servicio de alumbrado público de su jurisdicción.

37. Políticas que garanticen la defensa de los consumidores y usuarios en el ámbito municipal.

40. Servicios básicos así como aprobación las tasas que correspondan en su jurisdicción.

43. Participar en empresas de industrialización, distribución y comercialización de Hidrocarburos en el territorio municipal en asociación con las entidades nacionales del sector.

II. Serán también de ejecución municipal las competencias que le sean transferidas o delegadas.

Artículo 303.

I. La autonomía indígena originario campesina, además de sus competencias, asumirá las de los municipios, de acuerdo con un proceso de desarrollo institucional y con las características culturales propias de conformidad a la Constitución y a la Ley Marco de Autonomías y Descentralización.

II. La región indígena originario campesina, asumirá las competencias que le sean transferidas o delegadas.

Artículo 304.

I. Las autonomías indígena originario campesinas podrán ejercer las siguientes competencias exclusivas: (...)

3. Gestión y administración de los recursos naturales renovables, de acuerdo a la Constitución (...).

5. Electrificación en sistemas aislados dentro de su jurisdicción (...).

8. Ejercicio de la jurisdicción indígena originaria campesina para la aplicación de justicia y resolución de conflictos a través de normas y procedimientos propios de acuerdo a la Constitución y la ley (...).

12. Crear y administrar tasas, patentes y contribuciones especiales en el ámbito de su jurisdicción de acuerdo a Ley.

13. Administrar los impuestos de su competencia en el ámbito de su jurisdicción (...).

17. Promover y suscribir acuerdos de cooperación con otros pueblos y entidades públicas y privadas.

II. Las autonomías indígena originario campesinas podrán ejercer las siguientes competencias compartidas: (...)

4. Control y regulación a las instituciones y organizaciones externas que desarrollen actividades en su jurisdicción, inherentes al desarrollo de su institucionalidad, cultura, medio ambiente y patrimonio natural.

III. Las autonomías indígena originario campesinas podrán ejercer las siguientes competencias concurrentes: (...)

4. Sistemas de riego, recursos hídricos, fuentes de agua y energía, en el marco de la política del Estado, al interior de su jurisdicción (...).

9. Control y monitoreo socioambiental a las actividades hidrocarbúferas y mineras que se desarrollan en su jurisdicción.

Artículo 306. ORGANIZACIÓN ECONÓMICA DEL ESTADO

I. El modelo económico boliviano es plural y está orientado a mejorar la calidad de vida y el vivir bien de todas las bolivianas y los bolivianos.

II. La economía plural está constituida por las formas de organización económica comunitaria, estatal, privada y social cooperativa.

III. La economía plural articula las diferentes formas de organización económica sobre los principios de complementariedad, reciprocidad, solidaridad, redistribución, igualdad, seguridad jurídica, sustentabilidad, equilibrio, justicia y transparencia. La economía social y comunitaria complementará el interés individual con el vivir bien colectivo.

IV. Las formas de organización económica reconocidas en esta Constitución podrán constituir empresas mixtas.

V. El Estado tiene como máximo valor al ser humano y asegurará el desarrollo mediante la redistribución equitativa de los excedentes económicos en políticas sociales, de salud, educación, cultura, y en la reinversión en desarrollo económico productivo.

Artículo 308. RECONOCIMIENTO DE INICIATIVA PRIVADA

I. El Estado reconoce, respeta y protege la iniciativa privada, para que contribuya al desarrollo económico, social y fortalezca la independencia económica del país.

II. Se garantiza la libertad de empresa y el pleno ejercicio de las actividades empresariales, que serán reguladas por la ley.

Artículo 309. FORMA DE ORGANIZACIÓN ECONÓMICA ESTATAL

La forma de organización económica estatal comprende a las empresas y otras entidades económicas de propiedad estatal, que cumplirán los siguientes objetivos:

1. Administrar a nombre del pueblo boliviano los derechos propietarios de los recursos naturales y ejercer el control estratégico de las cadenas productivas y los procesos de industrialización de dichos recursos.

2. Administrar los servicios básicos de agua potable y alcantarillado directamente o por medio de empresas públicas, comunitarias, cooperativas o mixtas.

3. Producir directamente bienes y servicios.

4. Promover la democracia económica y el logro de la soberanía alimentaria de la población.

5. Garantizar la participación y el control social sobre su organización y gestión, así como la participación de los trabajadores en la toma de decisiones y en los beneficios.

Artículo 310: COOPERATIVAS

El Estado reconoce y protege las cooperativas como formas de trabajo solidario y de cooperación, sin fines de lucro. Se promoverá principalmente la organización de cooperativas en actividades de producción.

Artículo 311. IGUALDAD JURÍDICA Y ORGANIZACIÓN

I. Todas las formas de organización económica establecidas en esta Constitución gozarán de igualdad jurídica ante la ley.

II. La economía plural comprende los siguientes aspectos:

1. El Estado ejercerá la dirección integral del desarrollo económico y sus procesos de planificación.
2. Los recursos naturales son de propiedad del pueblo boliviano y serán administrados por el Estado. Se respetará y garantizará la propiedad individual y colectiva sobre la tierra (...).
3. La industrialización de los recursos naturales para superar la dependencia de la exportación de materias primas y lograr una economía de base productiva, en el marco del desarrollo sostenible, en armonía con la naturaleza.
4. El Estado podrá intervenir en toda la cadena productiva de los sectores estratégicos, buscando garantizar su abastecimiento para preservar la calidad de vida de todas las bolivianas y todos los bolivianos.
5. El respeto a la iniciativa empresarial y la seguridad jurídica.
6. El Estado fomentará y promocionará el área comunitaria de la economía como alternativa solidaria en el área rural y urbana.

Artículo 312. OBJETIVO DE ACTIVIDADES ECONÓMICAS

- I. Toda actividad económica debe contribuir al fortalecimiento de la soberanía económica del país. No se permitirá la acumulación privada de poder económico en grado tal que ponga en peligro la soberanía económica del Estado.
- II. Todas las formas de organización económica tienen la obligación de generar trabajo digno y contribuir a la reducción de las desigualdades y a la erradicación de la pobreza.
- III. Todas las formas de organización económica tienen la obligación de proteger el medio ambiente.

Artículo 314. MONOPOLIOS Y OLIGOPOLIOS PRIVADOS

Se prohíbe el monopolio y el oligopolio privado, así como cualquier otra forma de asociación o acuerdo de personas naturales o jurídicas privadas, bolivianas o extranjeras, que pretendan el control y la exclusividad en la producción y comercialización de bienes y servicios.

Artículo 316. FUNCIÓN DEL ESTADO EN LA ECONOMÍA

La función del Estado en la economía consiste en:

1. Conducir el proceso de planificación económica y social, con participación y consulta ciudadana. La ley establecerá un sistema de planificación integral estatal, que incorporará a todas las entidades territoriales.
 2. Dirigir la economía y regular, conforme con los principios establecidos en esta Constitución, los procesos de producción, distribución, y comercialización de bienes y servicios.
 3. Ejercer la dirección y el control de los sectores estratégicos de la economía.
 4. Participar directamente en la economía mediante el incentivo y la producción de bienes y servicios económicos y sociales para promover la equidad económica y social, e impulsar el desarrollo, evitando el control oligopólico de la economía.
 5. Promover la integración de las diferentes formas económicas de producción, con el objeto de lograr el desarrollo económico y social.
 6. Promover prioritariamente la industrialización de los recursos naturales renovables y no renovables, en el marco del respeto y protección del medio ambiente, para garantizar la generación de empleo y de insumos económicos y sociales para la población.
 7. Promover políticas de distribución equitativa de la riqueza y de los recursos económicos del país, con el objeto de evitar la desigualdad, la exclusión social y económica, y erradicar la pobreza en sus múltiples dimensiones.
 8. Determinar el monopolio estatal de las actividades productivas y comerciales que se consideren imprescindibles en caso de necesidad pública.
 9. Formular periódicamente, con participación y consulta ciudadana, el plan general de desarrollo, cuya ejecución es obligatoria para todas las formas de organización económica (...).
-

Artículo 318. POLÍTICA PRODUCTIVA, INDUSTRIAL Y COMERCIAL

I. El Estado determinará una política productiva industrial y comercial que garantice una oferta de bienes y servicios suficientes para cubrir de forma adecuada las necesidades básicas internas, y para fortalecer la capacidad exportadora.

II. El Estado reconoce y priorizará el apoyo a la organización de estructuras asociativas de micro, pequeñas y medianas empresas productoras, urbanas y rurales.

III. El Estado fortalecerá la infraestructura productiva, manufactura e industrial y los servicios básicos para el sector productivo.

IV. El Estado priorizará la promoción del desarrollo productivo rural como fundamento de las políticas de desarrollo del país.

V. El Estado promoverá y apoyará la exportación de bienes con valor agregado y los servicios.

Artículo 319. COMERCIALIZACIÓN DE RRNN ESTRATÉGICOS

I. La industrialización de los recursos naturales será prioridad en las políticas económicas, en el marco del respeto y protección del medio ambiente y de los derechos de las naciones y pueblos indígena originario campesinos y sus territorios. La articulación de la explotación de los recursos naturales con el aparato productivo interno será prioritaria en las políticas económicas del Estado.

II. En la comercialización de los recursos naturales y energéticos estratégicos, el Estado considerará, para la definición del precio de su comercialización, los impuestos, regalías y participaciones correspondientes que deban pagarse a la hacienda pública.

Artículo 320. INVERSIÓN NACIONAL Y EXTRANJERA

I. La inversión boliviana se priorizará frente a la inversión extranjera.

II. Toda inversión extranjera estará sometida a la jurisdicción, a las leyes y a las autoridades bolivianas, y nadie podrá invocar situación de excepción, ni apelar a reclamaciones diplomáticas para obtener un tratamiento más favorable.

III. Las relaciones económicas con Estados o empresas extranjeras se realizarán en condiciones de independencia, respeto mutuo y equidad. No se podrá otorgar a Estados o empresas extranjeras condiciones más beneficiosas que las establecidas para los bolivianos.

IV. El Estado es independiente en todas las decisiones de política económica interna, y no aceptará imposiciones ni condicionamientos sobre esta política por parte de Estados, bancos o instituciones financieras bolivianas o extranjeras, entidades multilaterales ni empresas transnacionales.

V. Las políticas públicas promocionarán el consumo interno de productos hechos en Bolivia.

Artículo 335. COOPERATIVAS

Las cooperativas de servicios públicos serán organizaciones de interés colectivo, sin fines de lucro y sometidas a control gubernamental y serán administradas democráticamente. La elección de sus autoridades de administración y vigilancia será realizada de acuerdo a sus propias normas estatutarias, y supervisada por el Órgano Electoral Plurinacional. Su organización y funcionamiento serán regulados por la ley.

Artículos 348 al 358. RECURSOS NATURALES

Artículo 348.

I. Son recursos naturales los minerales en todos sus estados, los hidrocarburos, el agua, el aire, el suelo y el subsuelo, los bosques, la biodiversidad, el espectro electromagnético y todos aquellos elementos y fuerzas físicas susceptibles de aprovechamiento.

II. Los recursos naturales son de carácter estratégico y de interés público para el desarrollo del país.

Artículo 349.

I. Los recursos naturales son de propiedad y dominio directo, indivisible e imprescriptible del pueblo boliviano, y corresponderá al Estado su administración en función del interés colectivo.

II. El Estado reconocerá, respetará y otorgará derechos propietarios individuales y colectivos sobre la tierra, así como derechos de uso y aprovechamiento sobre otros recursos naturales.

III. La agricultura, la ganadería, así como las actividades de caza y pesca que no involucren especies animales protegidas, son actividades que se rigen por lo establecido en la cuarta parte de esta Constitución referida a la estructura y organización económica del Estado.

Artículo 350.

Cualquier título otorgado sobre reserva fiscal será nulo de pleno derecho, salvo autorización expresa por necesidad estatal y utilidad pública, de acuerdo con la ley.

Artículo 351.

I. El Estado, asumirá el control y la dirección sobre la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de los recursos naturales estratégicos a través de entidades públicas, cooperativas o comunitarias, las que podrán a su vez contratar a empresas privadas y constituir empresas mixtas.

II. El Estado podrá suscribir contratos de asociación con personas jurídicas, bolivianas o extranjeras, para el aprovechamiento de los recursos naturales. Debiendo asegurarse la reinversión de las utilidades económicas en el país.

III. La gestión y administración de los recursos naturales se realizará garantizando el control y la participación social en el diseño de las políticas sectoriales. En la gestión y administración podrán establecerse entidades mixtas, con representación estatal y de la sociedad, y se precautelaré el bienestar colectivo.

IV. Las empresas privadas, bolivianas o extranjeras, pagarán impuestos y regalías cuando intervengan en la explotación de los recursos naturales, y los cobros a que den lugar no serán reembolsables. Las regalías por el aprovechamiento de los recursos naturales son un derecho y una compensación por su explotación, y se regularán por la Constitución y la ley.

Artículo 352.

La explotación de recursos naturales en determinado territorio estará sujeta a un proceso de consulta a la población afectada, convocada por el Estado, que será libre, previa e informada. Se garantiza la participación ciudadana en el proceso de gestión ambiental y se promoverá la conservación de los ecosistemas, de acuerdo con la Constitución y la ley. En las naciones y pueblos indígena originario campesinos, la consulta tendrá lugar respetando sus normas y procedimientos propios.

Artículo 353.

El pueblo boliviano tendrá acceso equitativo a los beneficios provenientes del aprovechamiento de todos los recursos naturales. Se asignará una participación prioritaria a los territorios donde se encuentren estos recursos, y a las naciones y pueblos indígena originario campesinos.

Artículo 354.

El Estado desarrollará y promoverá la investigación relativa al manejo, conservación y aprovechamiento de los recursos naturales y la biodiversidad.

Artículo 355.

I. La industrialización y comercialización de los recursos naturales será prioridad del Estado.

II. Las utilidades obtenidas por la explotación e industrialización de los recursos naturales serán distribuidas y reinvertidas para promover la diversificación económica en los diferentes niveles territoriales del Estado.

La distribución porcentual de los beneficios será sancionada por la ley.

III. Los procesos de industrialización se realizarán con preferencia en el lugar de origen de la producción y crearán condiciones que favorezcan la competitividad en el mercado interno e internacional.

Artículo 356.

Las actividades de exploración, explotación, refinación, industrialización, transporte y comercialización de los recursos naturales no renovables tendrán el carácter de necesidad estatal y utilidad pública.

Artículo 357.

Por ser propiedad social del pueblo boliviano, ninguna persona ni empresa extranjera, ni ninguna persona o empresa privada boliviana podrá inscribir la propiedad de los recursos naturales bolivianos en mercados de valores, ni los podrá utilizar como medios para operaciones financieras de titularización o seguridad. La anotación y registro de reservas es una atribución exclusiva del Estado.

Artículo 358.

Los derechos de uso y aprovechamiento sobre los recursos naturales deberán sujetarse a lo establecido en la Constitución y la ley. Estos derechos estarán sujetos a control periódico del cumplimiento de las regulaciones técnicas, económicas y ambientales. El incumplimiento de la ley dará lugar a la reversión o anulación de los derechos de uso o aprovechamiento.

Artículos 373 al 377. RECURSOS HÍDRICOS

Artículo 373.

I. El agua constituye un derecho fundamentalísimo para la vida, en el marco de la soberanía del pueblo. El Estado promoverá el uso y acceso al agua sobre la base de principios de solidaridad, complementariedad, reciprocidad, equidad, diversidad y sustentabilidad.

II. Los recursos hídricos en todos sus estados, superficiales y subterráneos, constituyen recursos finitos, vulnerables, estratégicos y cumplen una función social, cultural y ambiental. Estos recursos no podrán ser objeto de apropiaciones privadas y tanto ellos como sus servicios no serán concesionados y están sujetos a un régimen de licencias, registros y autorizaciones conforme a Ley.

Artículo 374.

I. El Estado protegerá y garantizará el uso prioritario del agua para la vida. Es deber del Estado gestionar, regular, proteger y planificar el uso adecuado y sustentable de los recursos hídricos, con participación social, garantizando el acceso al agua a todos sus habitantes. La ley establecerá las condiciones y limitaciones de todos los usos.

II. El Estado reconocerá, respetará y protegerá los usos y costumbres de las comunidades, de sus autoridades locales y de las organizaciones indígena originaria campesinas sobre el derecho, el manejo y la gestión sustentable del agua.

III. Las aguas fósiles, glaciales, humedales, subterráneas, minerales, medicinales y otras son prioritarias para el Estado, que deberá garantizar su conservación, protección, preservación, restauración, uso sustentable y gestión integral; son inalienables, inembargables e imprescriptibles.

Artículo 375.

I. Es deber del Estado desarrollar planes de uso, conservación, manejo y aprovechamiento sustentable de las cuencas hidrográficas.

II. El Estado regulará el manejo y gestión sustentable de los recursos hídricos y de las cuencas para riego, seguridad alimentaria y servicios básicos, respetando los usos y costumbres de las comunidades.

III. Es deber del Estado realizar los estudios para la identificación de aguas fósiles y su consiguiente protección, manejo y aprovechamiento sustentable.

Artículo 376.

Los recursos hídricos de los ríos, lagos y lagunas que conforman las cuencas hidrográficas, por su potencialidad, por la variedad de recursos naturales que contienen y por ser parte fundamental de los ecosistemas, se consideran recursos estratégicos para el desarrollo y la soberanía boliviana. El Estado evitará acciones en las nacientes y zonas intermedias de los ríos que ocasionen daños a los ecosistemas o disminuyan los caudales, preservará

el estado natural y velará por el desarrollo y bienestar de la población.

Artículo 377.

I. Todo tratado internacional que suscriba el Estado sobre los recursos hídricos garantizará la soberanía del país y priorizará el interés del Estado.

II. El Estado resguardará de forma permanente las aguas fronterizas y transfronterizas, para la conservación de la riqueza hídrica que contribuirá a la integración de los pueblos.

Artículos 378 y 379. ENERGÍA

Artículo 378.

I. Las diferentes formas de energía y sus fuentes constituyen un recurso estratégico, su acceso es un derecho fundamental y esencial para el desarrollo integral y social del país, y se regirá por los principios de eficiencia, continuidad, adaptabilidad y preservación del medio ambiente.

II. Es facultad privativa del Estado el desarrollo de la cadena productiva energética en las etapas de generación, transporte y distribución, a través de empresas públicas, mixtas, instituciones sin fines de lucro, cooperativas, empresas privadas, y empresas comunitarias y sociales, con participación y control social. La cadena productiva energética no podrá estar sujeta exclusivamente a intereses privados ni podrá concesionarse. La participación privada será regulada por la ley.

Artículo 379.

I. El Estado desarrollará y promoverá la investigación y el uso de nuevas formas de producción de energías alternativas, compatibles con la conservación del ambiente.

II. El Estado garantizará la generación de energía para el consumo interno; la exportación de los excedentes de energía debe prever las reservas necesarias para el país.

Artículos 406 y 407. POLÍTICAS DE DESARROLLO RURAL

Artículo 406.

I. El Estado garantizará el desarrollo rural integral sustentable por medio de políticas, planes, programas y proyectos integrales de fomento a la producción agropecuaria, artesanal, forestal y al turismo, con el objetivo de obtener el mejor aprovechamiento, transformación, industrialización y comercialización de los recursos naturales renovables.

Artículo 407.

Son objetivos de la política de desarrollo rural integral del Estado, en coordinación con las entidades territoriales autónomas y descentralizadas: (...)

13. Proveer infraestructura productiva, manufactura e industrial y servicios básicos para el sector agropecuario.

Disposiciones transitorias.

Octava. DERECHOS ADQUIRIDOS

I. En el plazo de un año desde la elección del Órgano Ejecutivo y del Órgano Legislativo, las concesiones sobre recursos naturales, electricidad, telecomunicaciones y servicios básicos deberán adecuarse al nuevo ordenamiento jurídico. La migración de las concesiones a un nuevo régimen jurídico en ningún caso supondrá desconocimiento de derechos adquiridos.

DOCUMENTO DE TRABAJO E EXPORTACIÓN DE ELECTRICIDAD

Introducción

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; y el sistema aislado del Norte Grande, en Chile. La distancia a estos mercados varía considerablemente:

- De Puerto Suárez a San Pablo: 1.300 km
- De Yacuiba a Buenos Aires: 1.500 km
- De Oruro a Chuquicamata: 500 km

Es evidente que el mercado con más proximidad geográfica es el del Norte Grande, en Chile.

La dimensión del sistema eléctrico de los países vecinos es relativamente elevada en comparación al sistema eléctrico boliviano. En el Cuadro 42 se puede observar que Argentina consume 22 veces más energía eléctrica que Bolivia; mientras que Brasil consume 87 veces más; Chile 11 veces más; y Perú 5 veces más. Estas cifras muestran que existe un potencial casi ilimitado de exportación de electricidad a los países vecinos.

Cuadro 42

Consumo anual de electricidad-año 2006

País	Consumo (TWh)	Relación
Argentina	118,55	22
Brasil	460,5	87
Chile	57,61	11
Paraguay	8,12	1,5
Perú	27,36	5,1
Bolivia	5,32	1,0

Fuente: "Información Económica Energética". Versión N° 18.
Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).
Noviembre 2007.

Un escollo técnico que se presenta es la frecuencia. Brasil y Perú operan sus sistemas eléctricos en 60 Hz, mientras que Bolivia, Argentina, Paraguay y Chile lo hacen en 50 Hz.

Bolivia dispone de recursos energéticos primarios provenientes principalmente del gas natural y de la hidroelectricidad. Un energético primario cuyo potencial aún no se ha explotado es la geotermia.

Termoelectricidad

La energía eléctrica en Bolivia tiene precios inferiores a los registrados en países vecinos. Esta diferencia de precios de la electricidad hace atractiva la exportación de electricidad de Bolivia a Brasil, Chile y Perú, principalmente.

Cuadro 43

Precios internos-junio 2006

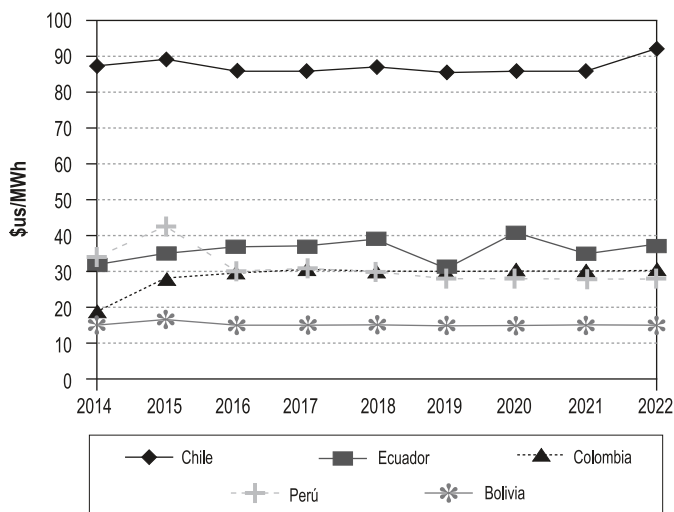
Precios al consumidor final \$us cent/kWh	Residencial	Comercial	Industrial
Argentina	9,72	6,3	6,4
Brasil	19,06	16,64	12,37
Chile	13,06	13,98	8,53
Paraguay	6,17	6,58	4,14
Perú	12,4	10,02	7,31
Bolivia	6,72	10,14	4,68

Fuente: "Información Económica Energética". Versión N° 18. Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Noviembre 2007.

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 cambio Brasil y Chile registran precios considerablemente mayores debido a que en estos países no se subsidia la utilización de gas natural en sus mercados eléctricos. En consecuencia, exportar energía eléctrica generada con gas natural a, por ejemplo Chile o Brasil, equivale a exportar gas natural a un precio del orden de 1,30 \$us/MPC (ver el Gráfico 13).

Es evidente que exportar electricidad en lugar de exportar gas natural puede proporcionar a Bolivia mayor valor agregado, pero este valor agregado requeriría importar generadores, con aportes de mano de obra nacional que no son importantes. Es decir, la generación de electricidad con gas natural es una actividad intensiva en capital y genera relativamente pocos puestos de trabajo en el mercado nacional. Por esta razón, el valor agregado neto creado es relativamente bajo.

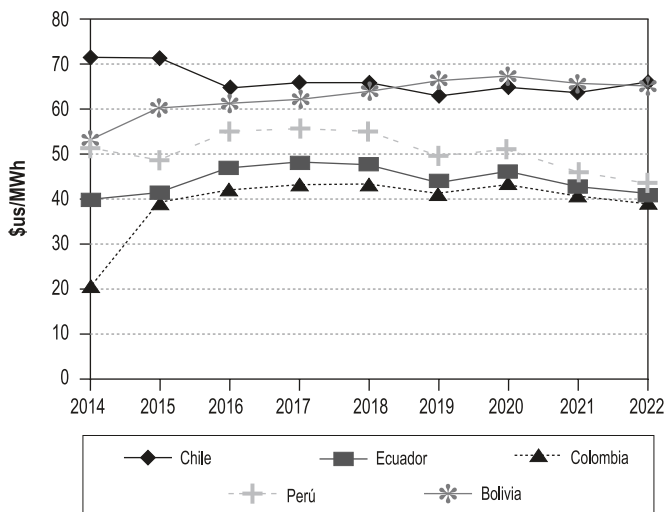
Gráfico 13
Costos marginales
Precios actuales del gas natural



Finalmente, es más económico efectuar el transporte de energía en volúmenes significativos y a distancias superiores a los 500 km por medio de gasoductos, en lugar de generar la electricidad en la fuente donde se ubican los yacimientos gasíferos y transportarla por líneas eléctricas³¹.

³¹ El transporte por gasoducto se beneficia de economías de escala, ya que la cantidad de acero necesaria es directamente proporcional al diámetro del ducto, mientras que la capacidad de transporte, que depende de la superficie de la sección, es proporcional al cuadrado del diámetro. En otras palabras, un gasoducto que utiliza el doble de acero es capaz de transportar cuatro veces más. Otra característica que favorece a los gasoductos es la posibilidad de enterrarlos reduciendo su impacto ambiental.

Gráfico 14
Costos marginales
Costo de oportunidad del gas natural



Un estudio realizado por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) relativo a la factibilidad técnica y económica de interconectar eléctricamente Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú, concluye que los costos de los combustibles declarados por cada país, y particularmente del gas natural, se refieren a precios regulados de manera interna. La excepción es Chile, donde el costo marginal de la electricidad “corresponde al precio del Gas Natural Licuado (GNL), puesto en la futura Terminal de Regasificación Mejillones.³² Por esta

³² Se denomina terminal de regasificación al lugar donde el gas natural en estado líquido, a baja temperatura, recupera su estado de gas, a temperatura ambiente.

razón, el perfil de costos marginales de Chile resulta muy superior al resto de los países...”³³, tal como se evidencia en el Gráfico 13. Bajo esta estructura de costos internacionales sería conveniente transferir energía eléctrica de Bolivia al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) de Chile.

Sin embargo, si se toma en cuenta el costo de oportunidad del gas natural (ver el Gráfico 14), los resultados se modifican sustancialmente, elevando los costos marginales de todos los países, en particular en Bolivia, dado que “... los precios en Bolivia y en el SING-Chile tienden a acomodarse en torno a los 65 \$us/MWh³⁴. Esto último indicaría intercambios más equilibrados en el horizonte de planificación, considerando posibles envíos bidireccionales entre estos dos países en algunos períodos del año, lo que abre la posibilidad de establecer mecanismos de intercambios basados en un mejor equilibrio de precios de venta de la energía exportada e importada”³⁵.

En conclusión, las posibilidades de Bolivia de exportar a los países vecinos electricidad, generada a partir del gas natural, tomando en cuenta el costo de oportunidad del gas natural en el país, son limitadas por factores económicos, ya que el transporte de gas natural tiende a ser de menor costo en comparación con el transporte a través de líneas eléctricas.

³³ “Estudio para análisis de prefactibilidad técnico-económica de interconexión eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú”. Resumen ejecutivo. PNUD. Noviembre 2009.

³⁴ Dólares americanos por megavatio hora.

³⁵ PNUD. Estudio para Análisis de Prefactibilidad Técnico Económica de Interconexión Eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú. Noviembre 2009.

A pesar de existir estas limitaciones, es oportuno reiterar que el estudio realizado por el PNUD identificó la posibilidad de interconectar los sistemas eléctricos de Bolivia y del norte de Chile cuya proximidad geográfica permitiría flujos bidireccionales de electricidad.

Esta posibilidad de exportación de electricidad a Chile es aún más atractiva si se considera la generación de electricidad a partir de los yacimientos geotérmicos de Sol de Mañana que están ubicados a corta distancia de los centros mineros del norte de Chile³⁶. Un estudio realizado por ENDE y la Comisión Federal de Electricidad de México en el año 2000 determinó la factibilidad económica de generar 120 MW con una inversión de 160 millones de \$. La electricidad generada tendría un costo medio de 33,2 \$/MWh³⁷.

La exportación de electricidad con gas natural a un precio subsidiado de 1,30 \$/MPC es factible económicamente, pero equivale a subvencionar el consumo de energía en los países vecinos como si se estuviese exportando el gas natural a 1,30 \$/MPC.

Hidroelectricidad

Bolivia dispone de potencial hidroeléctrico aun no explotado. Las principales fuentes de hidroelectricidad se encuentran en el curso superior de los ríos Beni, Grande, Pilcomayo y Bermejo. Un estudio efectuado por ENDE

³⁶ Una distancia de 120 km entre los yacimientos de Sol de Mañana y el centro minero de Chuquicamata.

³⁷ "Proyecto Laguna Colorada Bolivia - Análisis de viabilidad económica". Anexo A. ENDE-Bolivia y CFE-México. Agosto 2000.

identificó un listado de 62 proyectos hidroeléctricos de diferente escala y nivel de estudio y estimó un potencial hidroeléctrico total del orden de 18.000 MW³⁸ y una producción anual de 90 TWh³⁹.

A esta lista se añaden los emprendimientos hidroeléctricos del río Madera que actualmente están en proceso de estudio⁴⁰.

Los proyectos hidroeléctricos del río Madera, tanto en territorio brasileño como en territorio boliviano, con potencias entre 3.000 y 7.000 MW, requerirán de la construcción de líneas de transmisión de gran capacidad para llegar al consumidor final. Su dimensión sobrepasará con creces el tamaño del mercado boliviano, que no superará los 1.000 MW al momento de inicio de las operaciones de los proyectos. En consecuencia, es obvio que el mercado natural de estos proyectos está en la zona industrial brasileña y no en territorio boliviano.

La república de Brasil ha previsto la construcción de líneas de transmisión de electricidad en 500 kV⁴¹, capaces de transportar la energía eléctrica desde la zona del río Madera (Estado de Rondonia) hasta los centros urbanos e industriales adyacentes a la ciudad de San Pablo.

En el largo plazo, es técnicamente posible construir líneas de transmisión que se conecten con el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Sin embargo, su factibilidad económica estará sujeta necesariamente a la potencia que

³⁸ Megavatios, que equivalen a un millón de vatios.

³⁹ "Bolivia-Plan Nacional de Electrificación 1990-2010-Expansión de la generación-Informe final" ENDE Bolivia y ENE Italia. Abril 1989. El Teravatio equivale a 10¹² vatios hora, es decir un billón de vatios hora.

⁴⁰ Aguas abajo, entre Guayaramerín y Abuná.

⁴¹ Miles de voltios.

el SIN podría absorber.

En consecuencia, se puede afirmar que la energía eléctrica a ser producida en las centrales hidroeléctricas del río Madera, será destinada a satisfacer prácticamente en su totalidad la demanda del Brasil. La energía que podría ser consumida en las ciudades de Guayaramerín y Riberalta, actualmente es inferior a los 10 MW. Este nivel de potencia es obviamente insignificante en relación a la capacidad de las centrales hidroeléctricas propuestas.

La factibilidad de exportación de esta energía a Brasil dependerá de los costos medios de la electricidad. El costo medio de la electricidad generada por las centrales hidroeléctricas de Jirau y Santo Antonio en el tramo entre Abuná y Porto Velho ha sido estimado en un rango de entre 22,76 y 25,50 \$us/MWh⁴², excluyendo el costo de las esclusas y de las líneas de transmisión.

Próximamente se debe concluir el estudio de diseño final de la central hidroeléctrica de Cachuela Esperanza, con una potencia de 990 MW y una generación anual media de 5.470 MWh. En agosto del 2008, ENDE contrató a la firma TECSULT para realizar estudios a nivel de diseño final del proyecto Cachuela Esperanza, los cuales debían ser entregados en enero del 2010. Adicionalmente, TECSULT debe estudiar el impacto en Bolivia de las presas de Jirau y Santo Antonio, así como tres alternativas (a nivel de prefactibilidad) de otros aprovechamientos en la zona⁴³.

Existen opiniones que estiman costos de la electrici-

⁴² Molina Carpio, Jorge. "Análisis de los estudios de impacto ambiental del complejo hidroeléctrico del río Madera". Abril del 2006.

⁴³ *Bank Information Center*. "UHE Cachuela Esperanza". 1 enero 2010. Sitio web www.bicusa.org/es/Article.11711.aspx

dad de la central hidroeléctrica de Cachuela Esperanza superiores a los costos de la electricidad en el mercado de Brasil. De ser cierto, se pondría en duda la conveniencia económica de construir el proyecto. A esta preocupación se añaden varios hechos: la energía producida será destinada casi exclusivamente al mercado brasileño; y el proyecto posiblemente será financiado por créditos brasileños, construido por empresas extranjeras, muy posiblemente de Brasil, y generará impactos ambientales negativos en territorio boliviano⁴⁴.

Conclusiones

- Las posibilidades de exportar a los países vecinos la electricidad generada con gas natural al costo de oportunidad son limitadas debido a que el transporte de gas natural es de menor costo en comparación con las líneas eléctricas equivalentes.
- Es posible exportar al SING-Chile, cuya proximidad geográfica permitiría flujos bidireccionales de electricidad.
- También se puede exportar electricidad a partir de los yacimientos geotérmicos de Sol de Mañana. Se ha determinado una potencia probada de 120 MW. Se estima un costo medio de 33,2 \$us/MWh.
- La exportación de electricidad con gas natural a un precio subsidiado de 1,30 \$us/MPC es factible

⁴⁴ Ídem.

económicamente, pero equivale a subvencionar el consumo de energía en los países vecinos como si se estuviese exportando el gas natural a 1,30 \$us/MPC.

- Los proyectos hidroeléctricos sobre el río Madera constituyen sin duda el más importante potencial de exportación de electricidad. Su factibilidad dependerá del costo medio de la electricidad resultante y de las negociaciones con Brasil en relación a los recursos de inversión, las condiciones de venta de la electricidad producida, los impactos ambientales, y la apertura de vías de transporte fluvial mediante la construcción de esclusas.

BIBLIOGRAFÍA

CANEDO ESPINOZA, Wálter

- 2005 Diagnóstico del Sector Energético en el Área Rural de Bolivia-Proyecto: Electrificación Rural.

Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC)

- 2009(a) Informe de la Programación de Mediano Plazo, período noviembre 2009-octubre 2013.
2009(b) Transacciones Económicas.

Corporación Andina de Fomento (CAF)

- 2004 Bolivia Análisis del Sector Eléctrico, Informes Sectoriales de Infraestructura, Año 2, N° 1.

Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), Ente Nazionale per L'energia Elettrica (ENEL)

- 1989 Plan Nacional de Electrificación 1990-2010. Sistema Nacional Interconectado. Expansión de la Generación. Informe final.

Empresa Nacional de Electricidad (Ende) y Comisión Federal de Electricidad (CFE-México)

- 2000 Proyecto Laguna Colorada-Bolivia-Análisis de Viabilidad Económica. Anexo A.

Hidrocarburos Bolivia

2010 Informe Semanal. Número 47.

Ministerio de Hidrocarburos e Energía (MHE)-Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC)

2009 Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2010-2020.

MOLINA CARPIO, Jorge

2006 Análisis de los estudios de impacto ambiental del complejo hidroeléctrico del río Madera

Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)

2007 Información Económica Energética, versión N° 18.

Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD)

2009 Estudio para Análisis de Prefactibilidad Técnico Económica de Interconexión Eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú. Resumen Ejecutivo.

RÍOS, Álvaro

2009 Bolivia Análisis de Precios y Estacionalidad de la Demanda de Gas, Gasenergy Latin America, Remarks N° 3.

Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económicas (UDAPE)

2005 Sector Eléctrico (2000-2004)

MEMORIAS

Cámara Boliviana de Hidrocarburos

Memoria Anual 2007-2008.

Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC)

Memoria Anual 2008.

Empresa Bulo-Bulo

Memorias Anuales 2001-2008.

Empresa Corani S.A.

Memorias Anuales 2000-2008.

Empresa Guaracachi S.A.

Memorias Anuales 2001-2008.

Empresa Hidroeléctrica Boliviana S.A.

Memorias Anuales 2001-2008.

Empresa Kanata S.A.

Memorias Anuales 2000-2008.

Empresa Valle Hermoso S.A.

Memorias Anuales 2000-2008.

Superintendencia de Electricidad

Anuarios Estadísticos 2005-2007.

DECRETOS

Decreto Supremo N° 26037

2000 (22 de diciembre) Fijación del Precio de Gas Natural para la Generación de Electricidad.

Decreto Supremo N° 29635

2008 (9 de julio) Programa Electricidad para Vivir con Dignidad.

RESOLUCIONES

Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), Resolución N° 344/2009.

Ministerio de Hidrocarburos y Energía, Resolución Ministerial 074/2009.

Directrices para la Elaboración del Plan Sectorial de Electricidad (2010-2050)

Superintendencia de Electricidad. Resolución SSDE N° 130/2006
2006 (18 de mayo) Procedimiento para la Determinación y
Asignación de las Compensaciones por la Aplicación
de la Tarifa Dignidad.

TEXTOS LEGALES

Constitución Política del Estado (CPE).

2009 (enero) Versión Oficial. Texto aprobado en el Referéndum
Constituyente.

PRESENTACIONES POWER POINT

FERNÁNDEZ, Miguel

2009 Electrificación Rural en Cochabamba-Experiencia de
ELFEC S.A.

MAGARIÑO, Marcelo

2006 Electrificación Rural en Cochabamba-Experiencia de
ELFEC S.A.

Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE)

2010 Propuestas para los Proyectos de Ley de Hidrocarburos
y Electricidad. Taller departamental Cochabamba.

2009 (a) Mesa de Trabajo: Reestructuración del Sector.

2009 (b) Mesa de Trabajo: Regulación, Control, Fiscalización y
Supervisión.

2009 (c) Mesa de Trabajo: Distribución Eléctrica.

2009 (d) Mesa de Trabajo: Transmisión.

2009 (e) Mesa de Trabajo: Generación.

Ministerio de Obras Públicas y Vivienda. Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas

2006 Programa Electricidad para Vivir con Dignidad.

ODERBRECHT

2004 Complejo del Río Madera, Beni-Bolivia.

YAGUE, Miguel

2009 Primer Taller Ley de Electricidad

PÁGINAS WEB

Bureau of Labor Statistics

Table Containing History of CPI-U U.S., Portal WEB <www.bls.gov/cpi/#tables>

Banco Mundial. Bank Information Center

2010 (enero) UHE Cachuela Esperanza, Portal WEB <www.bicusa.org/es/Article.11711.aspx>

Instituto Nacional de Estadística (INE)

Índice de Precios al Consumidor (IPC). Portal WEB <www.inec.gov.bo/cgi-bin/PIWDIEIPCxx.EXE/WIpcCuadro>

GLOSARIO

\$us cent/kWh:	céntimos de dólar americano por kilovatio hora
\$us:	dólares americanos
\$us/kW:	dólares americanos por kilovatio
\$us/MMBTU:	dólares americanos por millón de British Thermal Units (BTU).
\$us/MPC:	dólares americanos por millar de pies cúbicos
\$us/MWh:	dólares americanos por megavatio hora
AE:	Autoridad de Electricidad
AE:	Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad
ANRE:	Agencia Nacional de Regulación de Electricidad
Bs:	bolivianos
Bs/año:	bolivianos por año
Bs/cliente-mes:	costo mensual por cliente, expresado en bolivianos

Bs/km-mes:	costo mensual por km, expresado en bolivianos
Bs/kW-mes:	costo mensual por kilovatio, expresado en bolivianos
Bs/kWh:	costo por kilovatio hora, expresado en bolivianos
Bs/mes:	costo por mes, expresado en bolivianos
Bs/MWh:	bolivianos por megavatio hora
BTU:	British Thermal Units
CEDLA:	Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario
CNDC:	Comité Nacional de Despacho de Carga
CPE:	Consejo de Política de Electricidad
CPE:	Constitución Política del Estado
CPI:	Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos (en inglés Consumer Price Index)
ENDE:	Empresa Nacional de Electricidad
ENEL:	Ente Nazionale per L' Energia Elettrica de Italia
ER:	Electrificación Rural
FNDR:	Fondo Nacional de Desarrollo Regional
FOCO:	Fondo Común para el Acceso Universal al Servicio Público de Electricidad
FODA:	Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas
GNL:	Gas Natural Licuado
GTZ:	Cooperación Técnica Alemana
GWh:	gigavatio hora

Hz:	hertz o ciclos por segundo
IBHE:	Instituto Boliviano de Hidrocarburos y Energía
INE:	Instituto Nacional de Estadística
IPC:	Índice de Precios al Consumidor
IVA:	Impuesto sobre el Valor Agregado
KfW:	Banco Alemán para el Desarrollo
km:	kilómetros
kV:	kilovoltio
kW:	kilovatio
kWh/cliente-mes:	costo mensual por cliente, expresado en kilovatios hora
kWh/mes:	kilovatios hora por mes
LOLP:	Loss of Load Probability (en español: Probabilidad de Pérdida de Carga)
MHE:	Ministerio de Hidrocarburos y Energía
MMPC:	millones de pies cúbicos
MW:	megavatios
MWh:	megavatio hora
MWh/año:	megavatio hora por año
OLADE:	Organización Latinoamericana de Energía
PC/kWh:	pies cúbicos por kilovatio hora
PNUD:	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
ROA:	Return on Assets (en español: Rentabilidad de Activos)
SAE:	Sociedades Anónimas Estatales

SAM:	Sociedades Anónimas Mixtas
SIN:	Sistema Interconectado Nacional
SING:	Sistema Interconectado del Norte Grande.
SISA:	Sistemas eléctricos aislados
SNIP:	Sistema Nacional de Inversión Pública
TWh:	Teravatios hora
UDAPE:	Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económicas
UFV:	Unidad de Fomento a la Vivienda
UO:	Unidad Operativa
UPE:	Unidad de Planificación Energética
VDE:	Viceministerio de Desarrollo Energético
VMEEA:	Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas
VMH:	Viceministerio de Hidrocarburos
YPFB:	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos