

DETERMINACION DEL PRECIO DE GAS NATURAL PARA EL SECTOR ELECTRICO BOLIVIANO Y SU EFECTO EN LAS TARIFAS A CONSUMIDOR FINAL

Autor : Luis Salinas San Martin

**La Paz - Bolivia
Junio del 2011**

Dedicado a mi Patria Bolivia, un aporte personal para resolver uno de los tantos problemas que te atingen. Espero verte algún día en las alturas que mereces. Un boliviano enamorado de Ti.....LSSM

RESUMEN

El presente trabajo tiene el objetivo de evaluar el precio de gas natural real para el sector eléctrico Boliviano. En los últimos años este precio ha estado siendo subsidiado por el Gobierno lo que ha generado un fuerte desincentivo para las inversiones en centrales de generación, hidroeléctricas especialmente. Esto ha hecho que las tarifas de electricidad a nivel de consumidor final sean una de las más bajas a nivel regional, pero ha puesto también en riesgo el suministro seguro y confiable de electricidad a nivel Nacional. Además el presente estudio pretende evaluar cuál sería el impacto de la subida del precio del gas en las tarifas a consumidor final y en determinados sectores productivos del país así como encontrar un camino para mitigar dicho efecto.

Índice

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO 1.....	2
1. ANTECEDENTES.....	2
1.1. MERCADO ELECTRICO BOLIVIANO.....	2
1.2. PRECIO DEL GAS NATURAL PARA EL SECTOR ELECTRICO.....	3
1.3. OBJETIVOS.....	7
1.4. JUSTIFICACION.....	8
CAPÍTULO 2.....	12
2. DETERMINACION DEL PRECIO DE GAS NATURAL PARA EL SECTOR ELECTRICO BOLIVIANO.....	12
2.1. METODOLOGIA.....	12
2.2. DETERMINACION DEL PRECIO DE GAS NATURAL PARA EL SECTOR ELECTRICO.....	14
2.3. ESCENARIOS DE PRECIO DE GAS NATURAL PARA EL SECTOR ELECTRICO.....	16
2.4. BENEFICIOS DE LA ELEVACION DEL PRECIO DE GAS NATURAL PARA EL SECTOR ELECTRICO.....	20
CAPÍTULO 3.....	25
3. IMPACTO DE LA SUBIDA DEL PRECIO DE GAS NATURAL EN LAS TARIFAS A CONSUMIDOR FINAL.....	25
3.1. PRECIOS NODALES DE ENERGÍA Y POTENCIA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL.....	25
3.2. FIJACION DE LAS TARIFAS DE DISTRIBUCION.....	25
3.3. PROCEDIMIENTO DE FIJACION DE TARIFAS DE ELECTRICIDAD.....	32

3.4.	CARACTERÍSTICAS DE LA DISTRIBUCIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO DE BOLIVIA.....	33
3.5.	DETERMINACIÓN DEL IMPACTO EN LAS TARIFAS A CONSUMIDOR FINAL DEL ALZA EN EL PRECIO DEL GAS NATURAL.....	36
CAPÍTULO 4.....		45
4.	MEDIDAS DE MITIGACION DEL INCREMENTO DE LAS TARIFAS A CONSUMIDOR FINAL.....	45
4.1.	DETERMINACIÓN DEL EXCEDENTE DE DINERO GENERADO PARA YPFB EN CADA ESCENARIO DE PRECIO DE GAS NATURAL.....	45
4.2.	PROPUESTAS PARA PALIAR LA SUBIDA DE LAS TARIFAS A CONSUMIDOR FINAL PARA CADA ESCENARIO DE PRECIO DE GAS NATURAL.....	47
CAPÍTULO 5.....		59
5.	IMPACTO DE LA PROPUESTA DE SUBSIDIO DISCRIMINATORIO DE LAS TARIFAS DE ELECTRICIDAD Y BARRERAS REGULATORIAS PARA SU IMPLEMENTACION.....	59
5.1.	IMPACTO DE LA PROPUESTA SUBSIDIO DISCRIMINATORIO EN SECTORES ESTRATÉGICOS DEL PAÍS.....	59
5.2.	MODIFICACIONES NECESARIAS A REALIZAR AL MARCO REGULATORIO PARA APLICAR LA PROPUESTA.....	79
CAPÍTULO 6.....		86
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	86
BIBLIOGRAFIA.....		92
ANEXOS.....		94

INTRODUCCIÓN

Actualmente el Sector Eléctrico Boliviano está experimentando problemas en cuanto a satisfacción de la demanda de energía eléctrica. El pago por la energía generada es tan bajo que desincentiva la inversión en centrales de generación, especialmente hidroeléctrica y hace no rentables proyectos termoeléctricos que precisan ser llevados adelante inmediatamente. La causa es el precio de 1.3 US\$/MMPC al comprar gas natural las termoeléctricas a YPFB.

Esta situación se complica con la incertidumbre que reina en el sector por las recientes e irresponsables nacionalizaciones realizadas a favor de ENDE y la intención de cambiar por completo la Ley de Electricidad 1604. No son precisamente señales que alienten la tan necesaria inversión en generación específicamente.

Los más beneficiados de las tarifas bajas de energía han sido mayormente los consumidores finales y grandes industriales, pero también son los más vulnerables a sufrir en el tiempo la escasez del servicio por la insostenibilidad de la situación que los beneficia, sin mencionar el incremento a la larga en sus tarifas debido al uso excesivo de energías convencionales, llámese gas natural o diesel, para la generación de electricidad. El racionamiento de electricidad es un anuncio que se hará realidad. Dejar la situación tal como está implica mantener la inseguridad en el Sector y poner en riesgo el crecimiento y desarrollo económico y social del País.

Se puede ver que el Sector se encuentra entre la espada y la pared. En ese sentido el presente documento pretende establecer en seis capítulos un precio adecuado del gas natural para el Sector Eléctrico, determinar su efecto en las tarifas a consumidor final y en sectores productivos importantes del País, proponer medidas que alivien al consumidor de la carga de una tarifa más elevada y viabilizar proyectos de generación térmica e hidroeléctrica principalmente que es más barata y limpia; mostrando que es posible un manejo racional y con sentido común del Sector para ver una luz al final del oscuro túnel.

Capítulo 1

ANTECEDENTES

1.1. Mercado Eléctrico Boliviano.

El Mercado Eléctrico Mayorista en Bolivia (MEM) funciona bajo la modalidad de mercado Spot. Los distribuidores conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN) remuneran por concepto de energía consumida, potencia demandada y el uso del sistema de transmisión a los generadores y los transmisores respectivamente. La energía consumida es la cantidad de energía eléctrica que demandan en un periodo de tiempo los consumidores y se paga a través de un precio de nodo de energía; la demanda de potencia del consumidor es la potencia máxima que este demanda en un instante de tiempo para satisfacer sus necesidades energéticas y su remuneración se la realiza a través de un precio de nodo de potencia; el uso del sistema de transmisión se paga a través de un ingreso tarifario y un peaje.

En ese sentido, todo distribuidor del MEM paga por los tres conceptos señalados, de los cuales el pago por energía y potencia son los más importantes. El primero es determinado por el despacho de carga que se realiza en el MEM y es fijado por el costo marginal de la última unidad generadora térmica despachada o disponible del parque generador, para satisfacer el último MWh requerido por la demanda del SIN. Este costo marginal depende del precio de combustible, el poder calorífico del mismo y la eficiencia de la turbina termoeléctrica marginal. Por su parte el precio de potencia depende de la tecnología de la unidad generadora térmica, su ubicación dentro del sistema y el costo de inversión de la misma. El precio de energía remunera la producción de energía o el costo variable de los generadores y el precio de potencia remunera la inversión realizada en generación.

El precio de la potencia es determinado semestralmente por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC). Para determinar la remuneración por energía de los generadores es necesario realizar una programación de la operación y un despacho que es realizado por el CNDC. La programación de la operación, tanto en el corto como mediano plazo, es realizada en el marco del Capítulo V del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME) de la Ley de Electricidad N° 1604 y requiere de una serie de parámetros para su realización. Dentro de la información que debe ser proporcionada por los agentes generadores térmicos al CNDC, para el desarrollo de dicha programación, está el costo del gas natural que actualmente tiene un valor fijo de 1.30 US\$/MPC y la tarifa de transporte regulada de dicho combustible que es de 0.41 US\$/MPC.

El 2009 el Sector Eléctrico llegó a demandar un promedio mensual de 3.21 MMm³/día de gas natural que representa el 48% del consumo del mercado interno, constituyéndose en el consumidor más importante de ese mercado¹.

Los incrementos en los volúmenes de gas natural comercializados en el sector eléctrico se deben principalmente al comportamiento estacional de la demanda de gas natural, que se incrementa en época seca, entre los meses Mayo a Octubre y disminuye en época de lluvias, entre los meses de Noviembre y Abril.

1.2. Precio del Gas Natural para el Sector Eléctrico.

Hasta el año 2000 la metodología vigente para determinar los precios máximos del gas natural para la generación de electricidad en Bolivia tomaba como referencia el precio de venta de gas natural al Brasil. Si bien los generadores compraban el gas natural al precio que las empresas petroleras fijaban el mismo no se calculaba considerando el costo de oportunidad de este energético, introduciendo ineficiencias en el funcionamiento del sector eléctrico Boliviano. En esa época las reservas probadas de gas subieron y excedieron los volúmenes de gas comprometidos para la venta al Brasil, por lo que con el Decreto No 26037 del 22 de Diciembre

¹ *Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB): "Boletín Estadístico 2009"*.

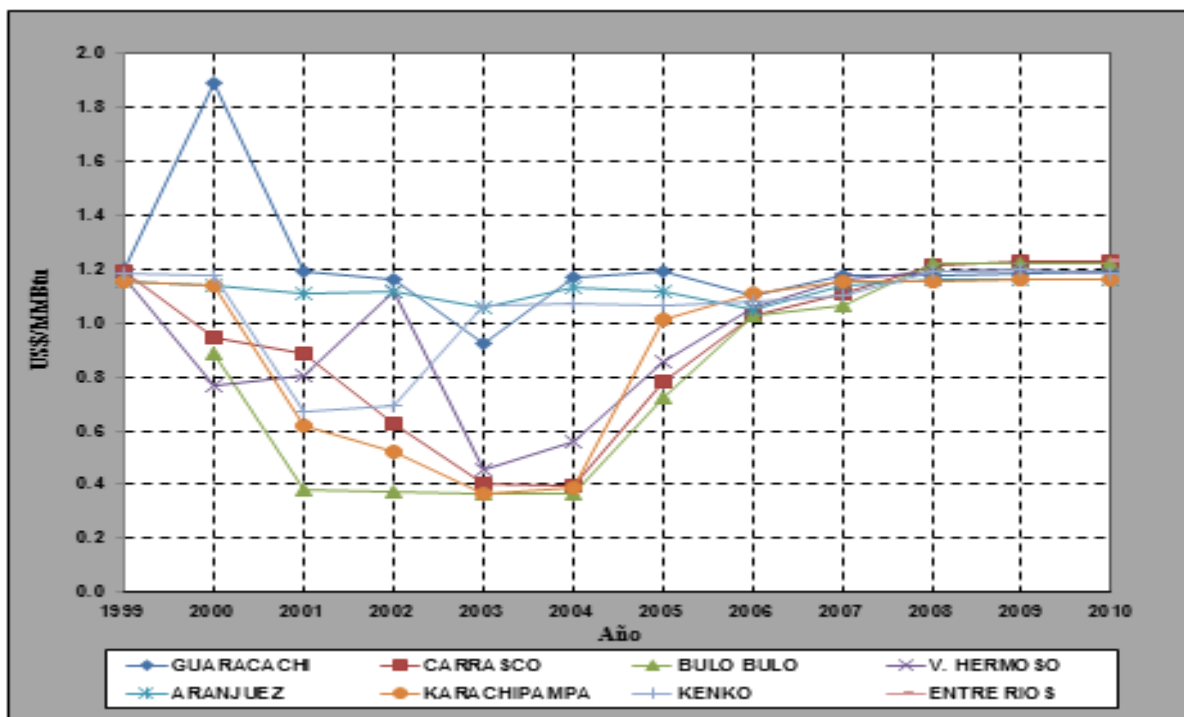
del 2000 se decidió fijar el precio máximo de gas natural en 1.3 US\$/MPC hasta que se desarrolle otra metodología para el cálculo.

Esto hizo que ciertas empresas de generación lograran contratos de precios de gas natural muy por debajo del precio anteriormente mencionado debido a la cercanía geográfica y relación empresarial que guardaban con determinadas empresas petroleras. Como resultado el precio de energía oscilo bastante y en el periodo 2001 -2004 tomo valores demasiado bajos lo cual perjudicaba la remuneración por energía de las generadoras hidroeléctricas principalmente.

En el Grafico 1.1 se muestra la evolución de los precios de gas natural declarados por los agentes generadores en el periodo 1999 – 2010 dentro del SIN. Se observa declaraciones cercanas al precio de transporte como en el caso de Bulu Bulu y Carrasco. Con esta acción estos generadores lograban ser despachados siempre, consiguiendo importantes ingresos por energía.

Grafico 1.1.

Precios de Gas Natural (s/IVA) declarados por los Generadores Eléctricos: 1999-2010.

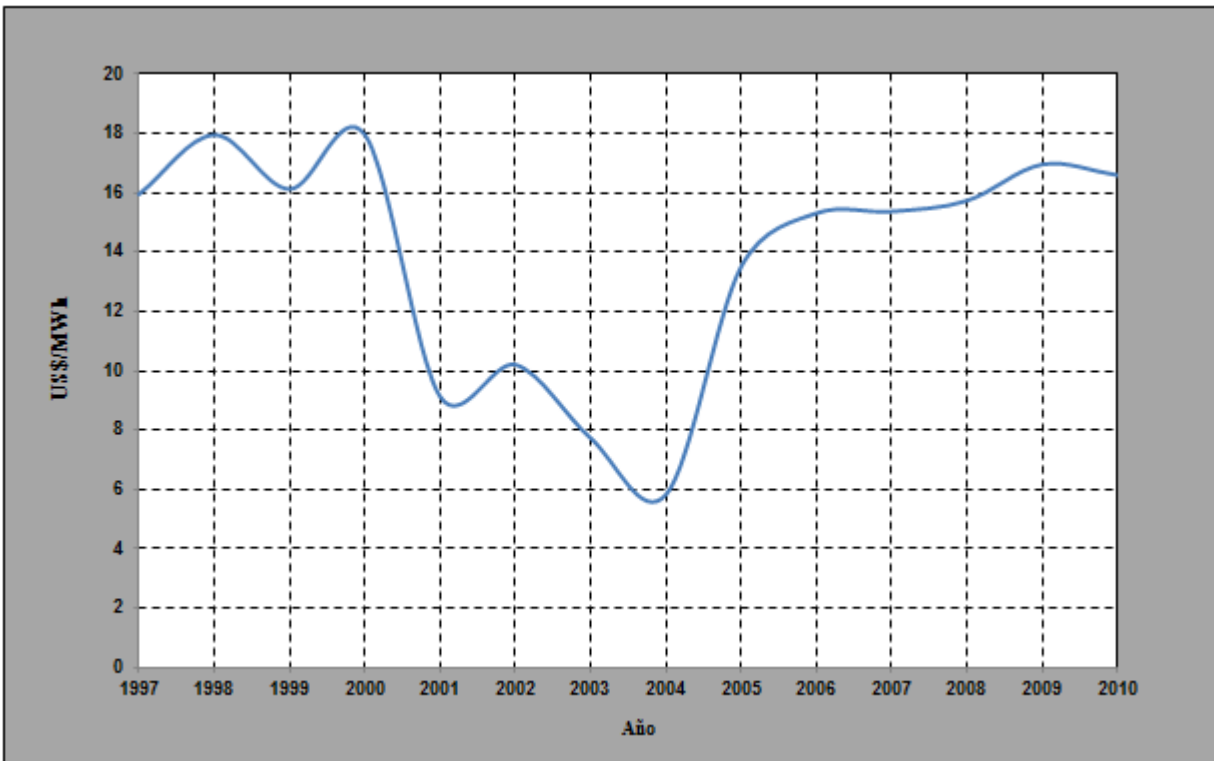


Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga CNDC.

Esta práctica anticompetitiva y la falta de una metodología adecuada de determinación de precio de gas natural para el sector eléctrico llevo al Gobierno a emitir el Decreto Supremo N° 29510 del 9 de abril de 2008 estableciendo en su Artículo 2 que el precio del gas natural para la generación en el punto de ingreso a la planta termoeléctrica seria único y corresponderá al valor máximo de todos los precios declarados para dicho hidrocarburo por los agentes generadores al CNDC, para la fijación de Precios de Nodo del período Noviembre 2007 — Abril 2008. Como consecuencia este precio se mantuvo hasta la fecha en un valor fijo de 1.30 US\$/MPC. De esa manera el Gobierno pasó a subsidiar, a través de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), el precio de gas natural para el sector eléctrico, lo que a su vez ocasiono que los costos marginales de energía en el MEM también vayan variando levemente hasta mantenerse en el año 2010, en el orden de 16.5 US\$/MWh según se puede ver en el Grafico 1.2.

Grafico 1.2.

Costo Marginal de Energía en el SIN de Bolivia: 1999-2010.

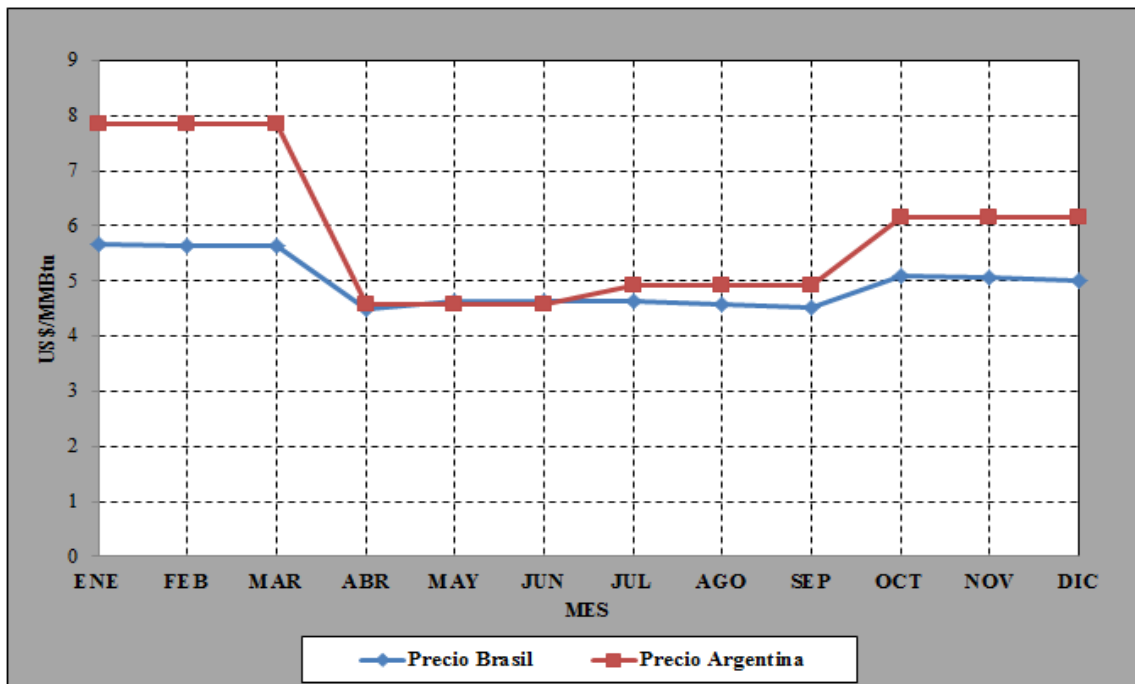


Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga CNDC.

Esta decisión, entre otras cosas, también se debió a la intención del gobierno de mantener las tarifas de electricidad a consumidor final bajas, beneficiando especialmente a la población con menores recursos. Sin embargo en la actualidad también está beneficiando indirectamente a grandes consumidores, industriales principalmente, que tienen importantes inversiones en el País.

Por otro lado la Ley de Hidrocarburos N° 3058 de fecha de 17 de mayo de 2005, establece que en ningún caso los precios del mercado interno para el gas natural podrán sobrepasar el cincuenta por ciento (50%) del precio mínimo del contrato de exportación. En el Grafico 1.3 se puede apreciar los precios de gas destinados a la exportación al Brasil y la Argentina durante el 2009.

Grafico 1.3.
Precio de Venta de Gas Natural a Brasil : 2009.



Fuente: Boletín Estadístico 2009. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

De la figura anterior, se observa que el precio mínimo de exportación correspondiente al mes de junio del 2009 es un 370% superior al precio de gas natural para la generación termoeléctrica. De lo mencionado en este punto, se puede inferir que el precio de gas para generación termoeléctrica, establecido por Decreto Supremo N° 29510, está muy por debajo de los precios

de exportación del gas natural, que en este caso se constituye en el costo de oportunidad del gas natural.

Este precio del gas natural ha estado impactando negativamente en la remuneración por concepto de generación de energía de las empresas generadoras. En los hechos esto no debiera ser así dado que el costo de energía es un costo “pass-through” que lo pagan los consumidores finales, sin embargo la realidad está mostrando algo diferente. Las empresas más perjudicadas resultan ser las hidroeléctricas. Estas empresas, tanto privadas como recién nacionalizadas, están enfrentando un serio problema que afecta su nivel de ingresos y este problema se extiende también a la rentabilidad de proyectos hidroeléctricos futuros que bajo la presente coyuntura no son rentables de realizar.

Por otra parte un alza en el precio del gas natural para el sector eléctrico, que le aproxime al costo de oportunidad, ocasionaría un incremento en los precios nodales de energía que se reflejaría en un aumento en las tarifas de consumidor final, lo cual afectaría directamente a la población, en especial a los sectores industriales que marcan el desarrollo del país y a la población de menores recursos.

1.3. Objetivos.

1.3.1. Objetivo General.

Determinar el impacto en las tarifas a consumidor final de una eventual alza de los precios de gas natural para el sector eléctrico que haga atractiva las inversiones en generación hidroeléctrica.

1.3.2. Objetivos Específicos.

- Determinar el precio de gas natural para el sector eléctrico boliviano que haga que las centrales hidroeléctricas puedan tener una rentabilidad adecuada.
- Analizar el impacto que el nuevo precio de gas natural tendrá en las tarifas a consumidor final de cada empresa distribuidora de Bolivia.

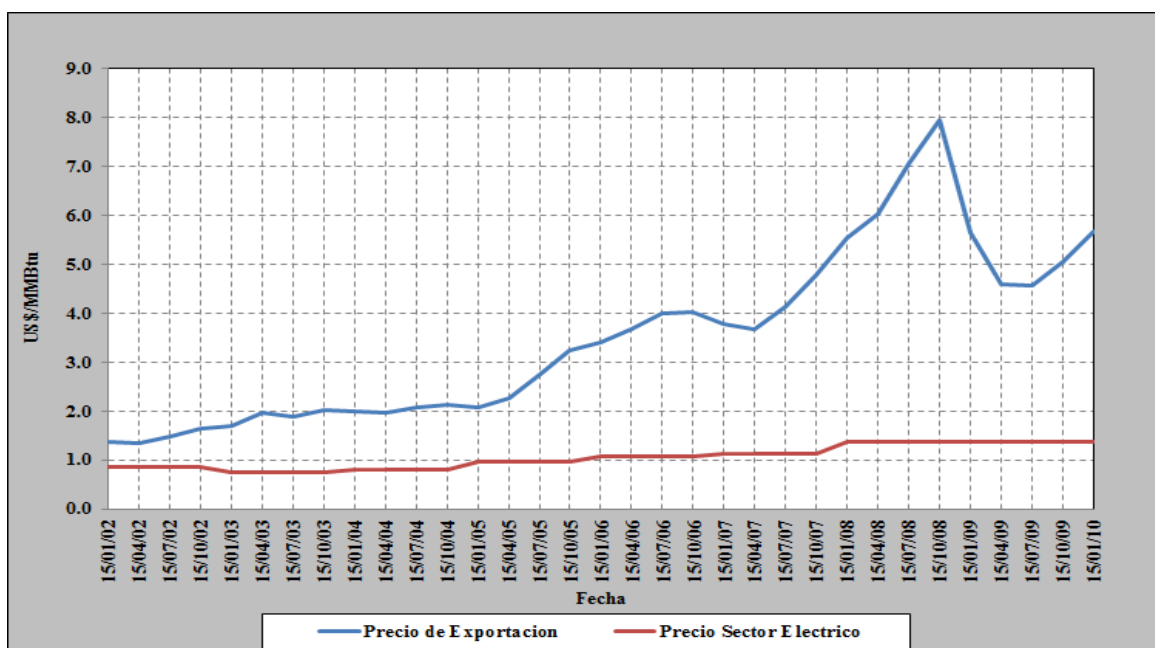
- Analizar el impacto que un alza en las tarifas tendrá en determinados sectores productivos del País.
- Determinar una forma de mitigar el impacto que un alza en el precio de gas natural tendrá en las tarifas a consumidor final.

1.4. Justificación.

Hasta el año 2000 el precio del gas natural para el sector eléctrico dependía del precio de exportación. El Decreto Supremo D.S.26037 marca el inicio de la desvinculación de ambos precios, haciendo que estos presenten diferencias significativas hasta el día de hoy. Esto es lo que puede apreciarse en el Grafico 1.4.

Grafico 1.4.

**Precio del Gas Natural Boliviano para la Exportación y para el Sector Eléctrico del País:
2002-2010.
(US\$/MMBtu)**



Fuente: "Plan Optimo de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011-2021". Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC). Diciembre 2010.

Si bien esta situación ha hecho que los precios de energía del mercado eléctrico bajaran peligrosamente, perjudicando la remuneración de las empresas hidroeléctricas particularmente, ha generado también que a nivel Sudamérica, Bolivia goce de una de las tarifas de electricidad a consumidor final más bajas de la región, según se puede ver en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1.

Tarifas de Electricidad a Consumidor Final en Distintos Países: 2006

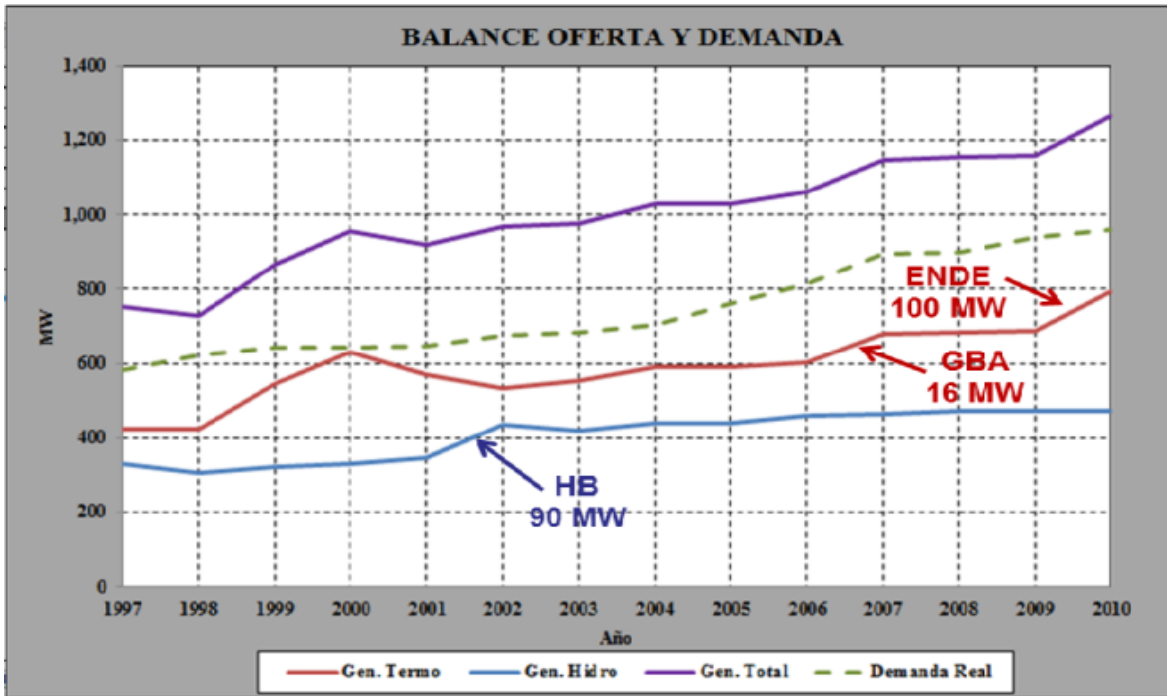
País	Tarifa (US\$ cent/kWh)			Consumo (Twh)
	Residencial	Comercial	Industrial	
Argentina	9.72	6.3	6.4	118.55
Brasil	19.06	16.64	12.37	460.50
Chile	13.06	13.98	8.53	57.61
Peru	12.40	10.02	7.31	27.36
Bolivia	6.72	10.14	4.68	5.32
Paraguay	6.17	6.58	4.14	8.12

Fuente: "Información Económica Energética". Versión No 18. Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Noviembre 2007.

Desde el punto de vista social y productivo este nivel de tarifas beneficia especialmente a los consumidores con menos recursos y hace más competitivo el sector industrial del País, sin embargo los bajos precios de energía han paralizado las inversiones en generación hidroeléctrica desde el 2002, año en el que se instala las dos últimas usinas hidroeléctricas en valle del Taquesi en La Paz con una capacidad en conjunto de 89 MW y de propiedad de la empresa privada Hidroeléctrica Boliviana S.A.. A partir de entonces solo se ha procedido a la instalación de unidades termoeléctricas, siendo la ultima la de Entre Ríos en el 2010, de propiedad de la estatal ENDE, con una capacidad de 100 MW, con lo que a su vez se ha ocasionado el riesgo cada vez mas inminente de tener racionamientos de electricidad a nivel Nacional por la escaza oferta de generación de electricidad. Ver Grafico 1.5.

Grafico 1.5.

Capacidad de Generación vs Demanda Máxima del Sistema Boliviano: 1997-2010.



Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga CNDC.

Si esta tendencia se mantiene, a la larga las tarifas de electricidad tenderán al alza pues a medida que la demanda de electricidad crezca, se procederá a suministrarla utilizando centrales termoeléctricas pequeñas que tienen costos de generación más altos.

Si bien actualmente están en proceso de montaje y reparación las centrales de ciclo combinado de la empresa nacionalizada GUARACACHI S.A., con casi 200 MW, se puede pensar que la demanda de electricidad va a suministrarse en gran parte con gas natural. Sin embargo hasta ahora, los planes de inversión en infraestructura energética en el País, desarrollados por el Gobierno, se han estado formulando considerando las reservas de gas natural registradas el 2005 y que alcanzan a un valor de 26.7 TCF.²

² *Plan de Inversiones 2009-2015: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).*

Por otro lado la empresa transportadora Gas Transboliviano ha informado a YPFB que Brasil solicitara mayores volúmenes de gas a Bolivia para el periodo 2011-2015 anticipando que la planificación energética de Brasil se basará en demandar gas natural de Bolivia en niveles superiores a los estipulados en el actual contrato de venta de gas entre ambos países.³

La exploración y desarrollo de pozos petrolíferos o gasíferos toma bastante tiempo, por lo que se puede deducir que para poder satisfacer la demanda interna se tendrán que hacer más frecuentes en el mediano plazo los incumplimientos de los contratos de exportación a la Argentina y al Brasil con su consecuente sanción económica. Para evitar esto la instalación de centrales térmicas no solo podría darse a nivel de gas natural, sino también a nivel de diesel, por lo que las tarifas a consumidor final se verían aún más afectadas.

³ *Semanario Energy Press: "Brasil pedirá más volúmenes de gas a Bolivia". 17/03/2011.*

Capítulo 2.

DETERMINACION DEL PRECIO DEL GAS NATURAL PARA EL SECTOR ELECTRICO BOLIVIANO

2.1. Metodología.

Los precios del gas natural que se generan en el mercado son generalmente los que se observan en boca de pozo, que a su vez responden a diferentes mecanismos de formación de precios.

Recientemente el CNDC, en el documento del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011-2021, ha estado siguiendo una metodología para la determinación del precio de gas natural para el sector eléctrico basada en el Costo de Oportunidad. Según esta metodología, los precios se establecen en función a las cotizaciones de derivados de petróleo que, a su vez, están correlacionadas con el precio internacional del petróleo. Se estima el costo de oportunidad del gas natural en Bolivia en base a su correlación con la cotización del petróleo crudo West Texas Intermediate (WTI). El Plan ha establecido la conveniencia de ejecutar nuevos proyectos hidroeléctricos si el precio del gas natural es igual al precio de exportación proyectado.

Dado que el Plan establece la conveniencia económica de ejecutar proyectos hidroeléctricos y tomando en cuenta las políticas de cambio de la matriz energética que propone el Gobierno de Bolivia, en el presente documento se empleará una metodología distinta, que se enfoque más en hacer competitivas la instalación y operación de centrales hidroeléctricas frente a sus contrapartes térmicas.

Para el efecto se considera una central hidroeléctrica y una unidad térmica y se establece el costo anual total que ambas tienen que cubrir en un año para mantenerse en operación:

$$C_{TA} = C_g + C_I + C_{OyM} \quad (1)$$

Donde: C_{TA} = Costo Total Anual de la Generadora (US\$).

C_I = Costo Anual de la Inversión (US\$).

C_g = Costo de generación de energía (US\$).

C_{OyM} = Costo anual de Operación y Mantenimiento (US\$).

Para una unidad termoeléctrica el costo de generación está directamente ligado al costo del combustible y a la eficiencia de la turbina generadora, es decir este costo puede expresarse como:

$$C_g = P_{gen} * p_g * HR \quad (2)$$

Donde: p_g = Precio del combustible (US\$/MMBtu).

HR = Rendimiento Térmico de la unidad térmica (Btu/kWh).

P_{gen} = Energía Generada en el año. (MWh)

En el caso de la central hidroeléctrica, el costo de operación y mantenimiento no depende del costo del combustible por lo que, en teoría, el costo total de generación hidroeléctrica debería ser menor al costo de generación de una unidad térmica. A partir de estos costos anuales es posible determinar el costo promedio anual de generación (Cme) de electricidad dividiendo ambos por la producción de las respectivas generadoras.

$$Cme = \frac{C_{TA}}{P_{gen}} \quad (3)$$

Entonces para que una central hidroeléctrica compita en condiciones similares a una unidad térmica sus costos promedios anuales de generación deberían ser iguales:

$$Cme_h \approx Cme_t \quad (4)$$

Donde: C_{me_h} = Costo promedio de generación de energía para una hidroeléctrica (US\$/MWh).

C_{me_t} = Costo promedio de generación de energía para una termoeléctrica (US\$/MWh).

Para que esta condición se dé la variable que se debe ajustar es el precio del combustible. De esta forma se puede fijar un precio de gas natural que haga que los costos anuales promedio a recuperar por las generadoras sean parecidos y por tanto se pueda promover la inversión en centrales hidroeléctricas que además generan energía más limpia y barata.

2.2. Determinación del Precio de Gas Natural para el Sector Eléctrico.

2.2.1. Costo Promedio de Generación de Energía de las centrales hidroeléctricas en Bolivia.

Las centrales hidroeléctricas que se analizarán en este apartado serán la Empresa Eléctrica Corani (CORANI S.A.M.), Hidroeléctrica Boliviana (HB S.A.), Compañía Boliviana de Energía Eléctrica (COBEE BPC S.A.) y la Sociedad Industrial Energética y Comercial Andina (SYNERGIA S.A.)

Para la determinación del Costo Total Anual de Generación se anualizó la inversión reconocida en la gestión 2009, descontando la depreciación respectiva, utilizando una tasa del 10% y un periodo de 30 años; y se le añadió el costo anual de operación y mantenimiento, incluyendo los costos por el programa Tarifa dignidad, registrados en las memorias anuales 2009 de las empresas generadoras.

Como ya se sabe, el mercado eléctrico Boliviano remunera a los generadores por concepto de energía y potencia. En el último caso, el precio de potencia es independiente del precio de combustible y se lo determina a partir del costo de inversión de la unidad termoeléctrica más eficiente en la publicación World Gas Turbine Handbook. Por lo tanto al Costo Total Anual de Generación se le descontó el ingreso anual por potencia, obteniendo de esta forma el costo total de generación de energía. A este costo se le dividió la producción anual de energía de la central

obteniendo el costo promedio de generación de energía eléctrica. Los resultados se muestran en la Tabla 2.1.

Tabla. 2.1.

Costos de Generación de Energía para cada central Hidroeléctrica en Bolivia.

CONCEPTO	GENERADORAS HIDROELECTRICAS			
	CORANI	HB	COBEE	SYNERGIA
Potencia (MW)	149	80	209	7
Energía Generada (MWh)	815,900	322,841	1,029,000	15,640
Inversion (Bs)	1,152,714,941	851,426,646	2,248,009,599	41,321,857
Tasa de Descuento	10%	10%	10%	10%
Vida Util (anos)	30	30	30	30
Ingresos Anuales (Bs)				
Ventas de Potencia	80,028,215	45,005,132	145,538,435	4,042,306
Ventas de Energía	96,974,782	32,501,583	102,186,332	1,869,224
Total	177,002,997	77,506,715	247,724,767	5,911,529
Costos (Bs)				
O y M, Administrativos	125,951,641	48,849,186	191,007,320	4,048,697
Pago Anual de Inversion	122,279,134	90,318,699	238,467,168	4,383,392
Costo Total Anual de Generacion	248,230,775	139,167,885	429,474,488	8,432,088
Costo Atribuible a la Generacion de Energia (Bs)	168,202,560	94,162,753	283,936,053	4,389,783
Costo Medio (Bs/MWh)	206.2	291.7	275.9	280.7
Costo Medio (US\$/MWh)	29.2	41.3	39.0	39.7

Fuente: Elaboración propia en base a las Memorias Anuales 2009 de cada empresa hidroeléctrica de generación.

2.2.2. Costos de Generación de Unidades Termoeléctricas.

Los costos de generación de las unidades termoeléctricas se determinan considerando el costo del gas natural, la eficiencia de las turbinas, la temperatura y altitud del lugar donde operan estas tecnologías, el consumo propio y el costo de operación y mantenimiento, este último definido por Ley en función a la tecnología del generador y su régimen de operación. La Tabla 2.2 muestra los costos de generación de las unidades generadoras más importantes en Bolivia.

Tabla 2.2.

Costos de Generación de Energía de las Unidades Termoeléctricas en Bolivia.

UNIDAD	FOR %	TEMP. °C	POTENCIA	Con.	POTENCIA	PODER	COSTO DE		RENDIMIENTO TERMICO			O&M US\$/MWh	POTENCIA			COSTO		
			MAXIMA MW	Prop. %	STI MW	CALORIFICO BTU/PC	COMBUSTIBLE US\$/MPC	US\$/MMBTU	50% BTU/KWh	75% BTU/KWh	100% BTU/KWh		AI 90%	AI 85%	AI 81%	AI 90%	AI 85%	AI 81%
GCH1	3.87	35	17.41	3.22	16.85	950.3	1.1310	1.1902	16,224	13,980	12,929	1.215	15.17	14.32	13.65	17.68	17.95	18.20
GCH2	2.55	35	18.16	2.70	17.67	950.3	1.1310	1.1902	16,840	14,062	12,955	1.215	15.90	15.02	14.31	17.66	17.97	18.26
GCH4	2.50	35	18.64	2.74	18.13	950.3	1.1310	1.1902	17,325	14,294	13,201	1.215	16.32	15.41	14.69	17.98	18.31	18.60
GCH6	3.24	35	19.62	2.70	19.09	950.3	1.1310	1.1902	16,905	14,117	13,006	1.215	17.18	16.23	15.46	17.72	18.04	18.32
SCZ1	1.63	35	19.86	2.72	16.060	950.3	1.1310	1.1902	16,134	13,899	12,920	1.215	14.45	13.65	13.01	18.44	18.76	19.04
SCZ2	2.26	35	19.82	2.72	15.990	950.3	1.1310	1.1902	15,892	13,691	12,726	1.215	14.39	13.59	12.95	18.20	18.51	18.78
GCH11	3.05	35	58.70	2.73	57.10	950.3	1.1310	1.1902	14,037	11,576	10,352	1.215	51.39	48.54	46.25	14.51	14.81	15.08
GCH9COM	5.34	35	98.68	2.73	95.99	950.3	1.1310	1.1902	9,490	7,826	6,999	2.870	86.39	81.59	77.75	11.86	12.06	12.25
GCH10COM	3.28	35	98.68	2.73	95.99	950.3	1.1310	1.1902	9,490	7,826	6,999	2.870	86.39	81.59	77.75	11.86	12.06	12.25
BUL1	7.32	36	43.64	5.38	41.29	930.3	1.1310	1.2157	10,516	9,420	9,025	1.215	37.16	35.10	33.44	13.07	13.20	13.32
BUL2	7.07	36	43.64	5.38	41.29	930.3	1.1310	1.2157	10,516	9,420	9,025	1.215	37.16	35.10	33.44	13.07	13.20	13.32
CAR1	2.39	36	51.81	2.86	50.33	919.3	1.1310	1.2303	12,201	10,655	10,066	0.000	45.30	42.78	40.77	13.08	13.26	13.42
CAR2	3.72	36	51.81	2.86	50.33	919.3	1.1310	1.2303	12,201	10,655	10,066	0.000	45.30	42.78	40.77	13.08	13.26	13.42
ERIOS01	3.00	36	23.35	2.87	22.68	919.3	1.1310	1.2303	13,017	11,148	10,341	1.215	20.41	19.28	18.37	14.76	14.98	15.19
ERIOS02	3.00	36	23.35	2.87	22.68	919.3	1.1310	1.2303	13,017	11,148	10,341	1.215	20.41	19.28	18.37	14.76	14.98	15.19
ERIOS03	3.00	36	23.35	2.87	22.68	919.3	1.1310	1.2303	13,017	11,148	10,341	1.215	20.41	19.28	18.37	14.76	14.98	15.19
ERIOS04	3.00	36	23.35	2.87	22.68	919.3	1.1310	1.2303	13,017	11,148	10,341	1.215	20.41	19.28	18.37	14.76	14.98	15.19
VHE1	3.42	28	17.06	2.34	16.66	945.0	1.1310	1.1968	15,389	13,413	12,423	0.000	14.99	14.16	13.49	15.72	15.96	16.18
VHE2	1.47	28	17.15	2.33	16.75	945.0	1.1310	1.1968	15,373	13,166	12,213	0.000	15.08	14.24	13.57	15.45	15.71	15.94
VHE3	1.91	28	17.15	2.33	16.75	945.0	1.1310	1.1968	15,373	13,166	12,213	0.000	15.08	14.24	13.57	15.45	15.71	15.94
VHE4	3.72	28	17.15	2.33	16.75	945.0	1.1310	1.1968	15,373	13,166	12,213	0.000	15.08	14.24	13.57	15.45	15.71	15.94
KEN1	1.46	17	8.87	1.87	8.70	945.2	1.1310	1.1966	16,095	13,105	12,195	1.215	7.83	7.40	7.05	16.58	16.88	17.16
KEN2	3.98	17	8.87	1.87	8.70	945.2	1.1310	1.1966	16,095	13,105	12,195	1.215	7.83	7.40	7.05	16.58	16.88	17.16
KAR1	4.62	18	12.99	2.23	12.70	974.3	1.1310	1.1608	14,451	13,062	12,075	1.215	11.43	10.80	10.29	16.00	16.19	16.36

Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

Los datos empleados para el cálculo de estos costos corresponden a los que se muestran en el Informe de Precios de Nodo para el periodo Mayo – Octubre 2010. Nótese que el precio del gas natural para todas las generadoras está fijado en 1.3 US\$/MWh al cual se le ha descontado el Impuesto al Valor Agregado (IVA), es decir el 13%.

2.3. Escenarios de Precio de Gas Natural para el Sector Eléctrico.

Es posible comparar los costos de generación de energía hallados en los anteriores acápite y compararlos entre sí, tal como se muestra en el Grafico 2.1.

En lo que respecta a las unidades hidroeléctricas, la generadora más eficiente es CORANI, que presenta un costo de generación de energía del orden de 29.2 US\$/MWh. Si bien COBEE presenta una capacidad instalada superior, muestra junto a HB y SYNERGIA costos de generación superiores a los 39 US\$/MWh. Esto se debe a que estas últimas centrales son muy

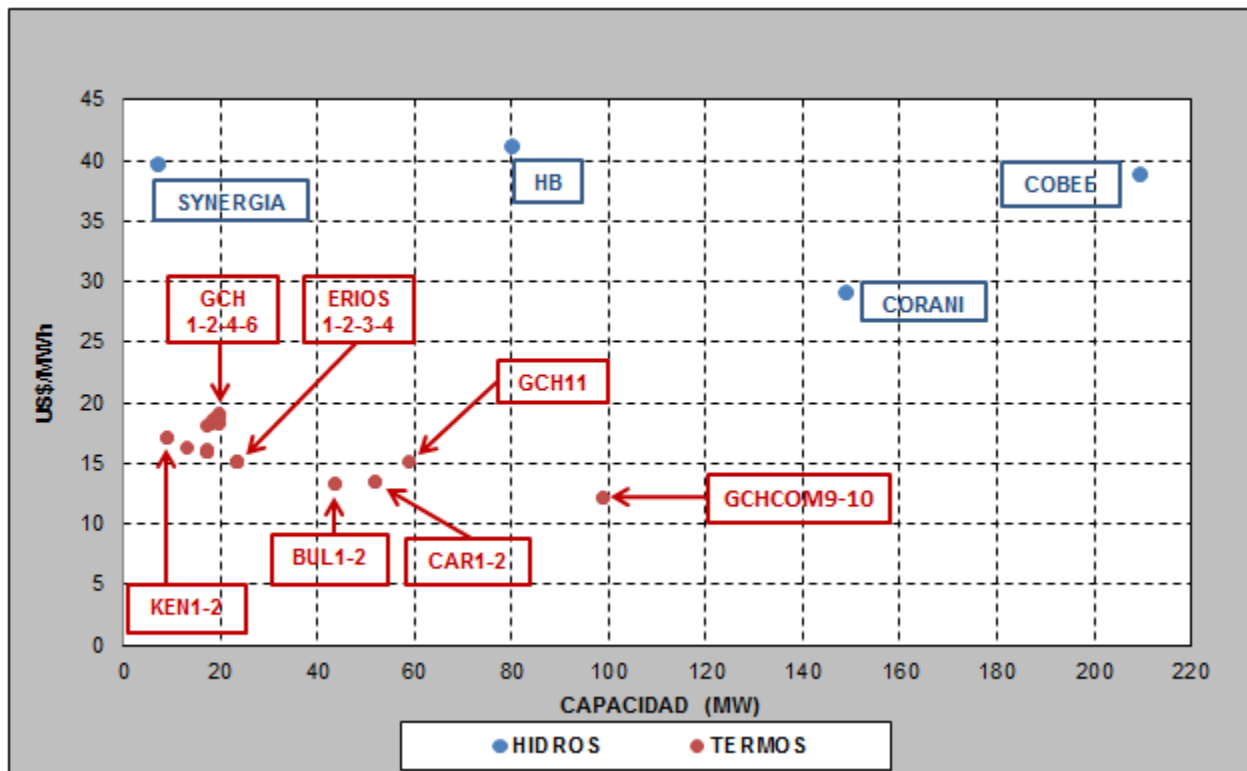
dependientes de la estacionalidad hidrológica de las zonas donde sus centrales se encuentran, por el contrario CORANI posee una capacidad de embalse superior a las otras hidroeléctricas, lo que hace que su factor de planta se elevado y por ende su costo de generación bajo.

Cabe recalcar que COBEE es dueña de dos unidades generadoras termoeléctricas en La Paz, en la zona del Kenko. Dichas unidades presentan una capacidad en conjunto de 18 MW. Para determinar el costo de generación de energía hidroeléctrica de la empresa se descontó de sus costos de operación y mantenimiento los costos de compra de gas natural y al activo fijo se le descontó la parte que corresponde a la generación térmica en proporción a la participan de esta en la capacidad de generación total que posee COBEE.

En lo que se refiere a las termoeléctricas es posible observar que las unidades GCH9 y GCH10 con ciclos combinados son las más eficientes del mercado, mostrando costos de generación del orden de 12.25 US\$/MWh. Por su parte las unidades menos eficientes son las GCH1, GCH2, GCH4 y GCH6 que llegan a presentar costos de generación cercanos a los 20 US\$/MWh.

Grafico 2.1.

Costos de Generación de Energía de las distintas centrales y unidades de generación.



Bajo este panorama se puede ver que las unidades termoeléctricas presentan costos de generación mucho más bajos que los de las centrales hidroeléctricas. Esto se debe principalmente al precio de gas natural para el sector eléctrico que está fijado en 1.3 US\$/MPC. Esta situación representa un total desincentivo a las inversiones en generación hidroeléctrica en desmedro con la termoeléctrica. Mientras esta situación continúe las inversiones en generación se enfocaran en centrales termoeléctricas, que si bien son más baratas y se construyen en menos tiempo que las centrales hidroeléctricas, a la larga solo muestran una falta de planificación y ejecución de proyectos en el sector eléctrico que luego se reflejara en tarifas de electricidad elevadas a los consumidores finales.

Para solucionar este problema es preciso elevar el precio de gas natural para el sector eléctrico a niveles que hagan que los precios de energía sean atractivos para la inversión en generación hidroeléctrica. En ese sentido es necesario definir posibles escenarios de precios de gas natural, que serán los siguientes:

- **Escenario 1:** Muestra el precio actual del gas natural de 1.3 US\$/MPC.
- **Escenario 2:** Presenta un precio de gas natural que hace que el costo de generación de las unidades de ciclo combinado sean igual al costo de generación de la hidroeléctrica más eficiente, que en este caso sería CORANI.
- **Escenario 3:** Presenta un precio de gas natural que hace que el costo de generación de energía de las unidades térmicas de ciclo combinado sea igual al costo de generación de la hidroeléctrica más cara, que sería HB S.A.
- **Escenario 4:** Estaría conformado por el precio máximo de exportación del gas natural al Brasil registrado durante la gestión 2009.

Los escenarios ya definidos se muestran en el Grafico 2.2 y en la Tabla 2.3.

Grafico 2.2.

Costos de Generación de Energía para cada escenario de precio de Gas Natural.

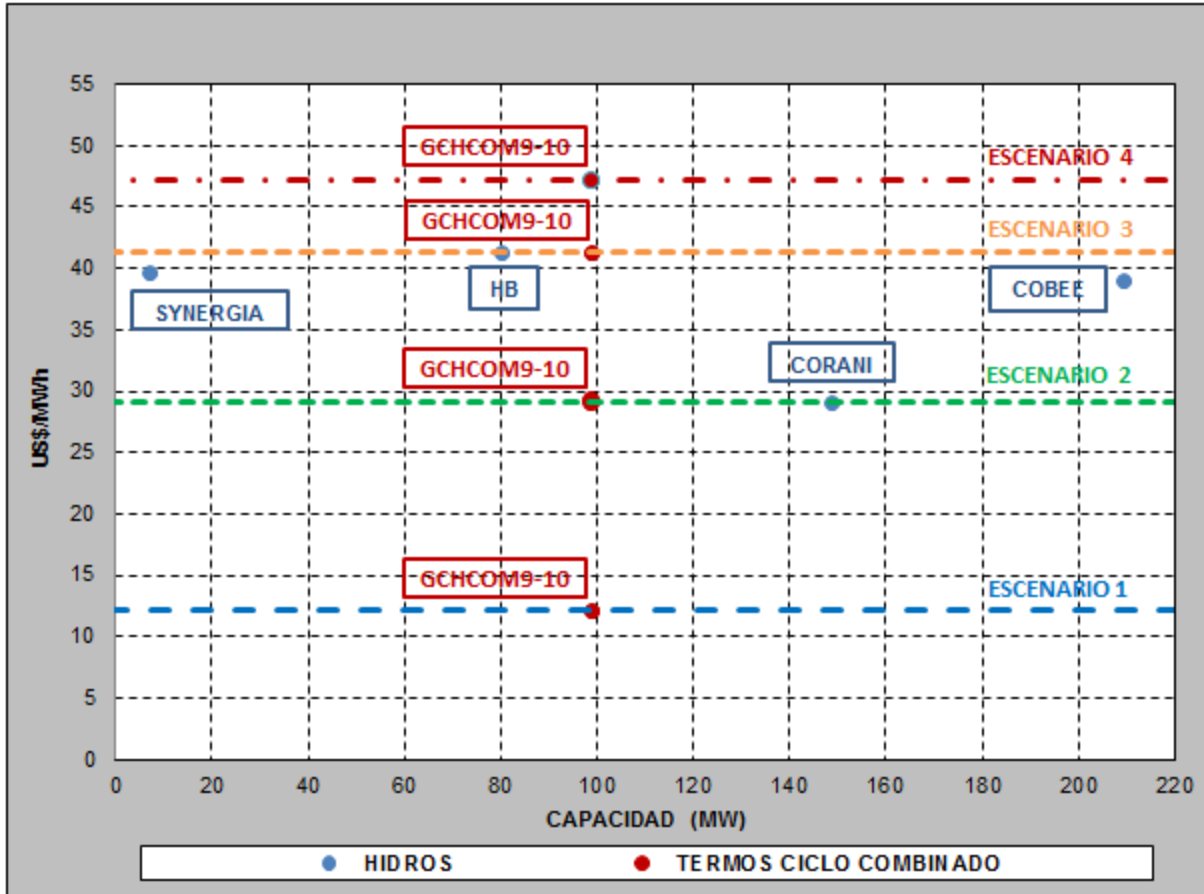


Tabla 2.3.

Escenarios de Precios de Gas Natural para el sector Eléctrico.

Escenarios	Costo de Gen. CCTG (US\$/MWh)	Precio de Gas (c/TVA) (US\$/MPC)	Comentarios
1	12.2	1.30	Precio Actual del gas natural.
2	29.2	3.65	GCH9-10 y CORANI con mismos costos de generacion.
3	41.3	5.33	GCH9-10 y HB con mismos costos de generacion.
4	47.2	6.15	Precio de Exportacion del gas natural al Brasil.

Note que el precio del gas natural del Escenario 2 está próximo al máximo establecido en la Ley de Hidrocarburos N° 3058 para el mercado interno que es el cincuenta por ciento (50%) del precio mínimo del contrato de exportación, en este caso exportación al Brasil.

2.4. Beneficios de la Elevación del Precio de Gas Natural para el Sector Eléctrico.

Los ingresos anuales que lograría una central generadora hidroeléctrica por concepto de energía y potencia se definen mediante las siguientes expresiones:

$$I_p = P_{cap} * p_p * 12 * 1000 \quad (5)$$

$$I_e = P_{cap} * p_e * FP * 8760 \quad (6)$$

Tal que el ingreso total anual será:

$$I_{total} = I_e + I_p \quad (7)$$

Donde: I_p = Ingreso Anual por Potencia (US\$).

I_e = Ingreso Anual por Energía (US\$).

P_{cap} = Capacidad Remunerada (MW).

p_p = Precio de la Potencia (US\$/kW-mes).

p_e = Precio de la Energía (US\$/MWh).

FP = Factor de Planta.

I_{Total} = Ingreso Total Anual(US\$).

La utilidad anual que lograría esta generadora está definida por diferencia entre los ingresos y los gastos totales:

$$U = I_{total} - G_{total} \quad (8)$$

Donde: G_{total} = Gasto Total Anual (US\$).

U = Utilidad (US\$)

Por otro lado la rentabilidad sobre los activos se define como la relación entre la Utilidad y los Activos de la empresa:

$$ROA = \frac{U}{Activos} \quad (9)$$

Los gastos de la generadora puede expresarse como el producto de la relación gastos-ingresos de la generadora con su Ingreso Anual total, y este último como la suma de los ingresos por potencia y energía. En ese sentido despejando los Activos de la anterior ecuación es posible determinar el nivel de inversiones que la generadora puede financiar para tener la rentabilidad definida:

$$I = \frac{I_{total} - G_{total}}{ROA} = \frac{I_{total} * (1 - R_{GI})}{ROA} \quad (10)$$

$$I = P_{cap} * \left(p_p * 12 * 1000 + p_e * 8760 * FP \right) * \frac{(1 - R_{GI})}{ROA} \quad (11)$$

Donde: R_{GI} = Relación Gasto/Ingreso.

I = Inversión que genera un ROA dado (US\$).

La inversión específica estará dada como la razón entre la inversión y la capacidad de la generadora:

$$I_{es} = \frac{I}{P_{cap}} = \left(p_p * 12 * 1000 + p_e * 8760 * FP \right) * \frac{(1 - R_{GI})}{ROA} \quad (12)$$

Donde: I_{es} = Inversión específica que genera un ROA dado (US\$/kW).

De la anterior ecuación es posible realizar el análisis de manera marginal considerando una unidad hidroeléctrica con una capacidad igual a $P_{cap}=1MW^1$. Manteniendo constantes los precios de energía y potencia, es posible obtener un set de distintos valores de inversiones específicas para distintos valores de factores de planta y relación gasto/ingreso para la unidad de 1 MW. Un proyecto hidroeléctrico puede considerarse rentable si goza de un ROA de alrededor 12%.

¹ E. Gómez. "Tendencias y Desafíos del sector eléctrico Boliviano", Plataforma Energética. Julio del 2010.

Para el caso del estudio presente es posible obtener cuatro sets de valores de inversiones específicas manteniendo fijo el precio de potencia pero variando el precio de energía en función a los escenarios de precios de gas anteriormente definidos. Para el efecto se determinó en los documentos de Transacciones Económicas Mensuales de la gestión 2009, elaborados por el CNDC, que la central hidroeléctrica que mejores precios de remuneración de energía y potencia tuvo fue SYNERGIA. Determinando un promedio anual de esos parámetros se tiene valores de precios de energía y potencia de 147.3 Bs/MWh y 62.2 Bs/kW-mes respectivamente, que se emplearon para el presente análisis.

Los valores de factor de planta y relación gastos ingresos que se emplearon se obtuvieron para cada central hidroeléctrica de sus respectivas memorias anuales 2009. Si bien el aumento del precio de la energía aumentara el ingreso total de la cada central, se asumió que en el peor de los casos la relación gasto/ingreso se mantendrá igual al registrado en las memorias anuales del 2009. El tipo de cambio empleado fue el registrado en el año ya mencionado que tuvo un valor promedio de 7.07 Bs/US\$.

Para los demás escenarios al precio de energía empleado se le aumentó en manera proporcional el aumento del precio de gas natural de cada escenario respecto del primero, es decir se consideró una relación lineal entre el precio de gas natural y el de la energía. Los resultados de este análisis se muestran en la Tabla 2.5.

Tabla. 2.5.

Inversiones que cada Empresa Hidroeléctrica puede realizar bajo los distintos escenarios de precios de Gas Natural.

(US\$/kW)

Central Hidroeléctrica	Factor de Planta	Relacion Gasto/Ingreso	Escenarios de Precios de Gas Natural (US\$/MPC)			
			1.30	3.65	5.33	6.15
CORANI	63%	71%	483.9	835.5	1,671.5	2,082.2
HB	46%	66%	481.2	776.0	1,376.9	1,672.1
COBEE	55%	81%	301.4	506.5	1,238.0	1,597.4
SYNERGIA	25%	68%	333.0	475.9	815.5	982.3

Fuente: Elaborado en base a las Memorias de Anuales 2009 de cada empresa.

Puede observarse que en las condiciones actuales (Escenario 1) CORANI no puede financiar proyectos hidroeléctricos por encima de los 483.9 US\$/kW. Todas las generadoras hidroeléctricas podrían financiar proyectos por encima de los 1,000 US\$/kW si el precio del gas natural fuese igual al determinado para el Escenario 4.

El documento de Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011-2021 presenta los proyectos hidroeléctricos a ser construidos y sus respectivos costos de inversión que se resumen en la Tabla 2.6. Dicha tabla también muestra para cada escenario de precio de gas natural qué empresas hidroeléctricas bolivianas pueden financiar estos proyectos bajo las condiciones señaladas anteriormente.

Tabla 2.6.

Posibles inversionistas para Proyectos Hidroeléctricos en cada Escenario de Precio e Gas Natural.

Proyecto	Potencia (MW)	Inversion (US\$/kW)	Entrada en Operacion	Escenarios de Precios de Gas Natural (US\$/MPC)			
				1.30	3.65	5.33	6.15
Laguna Colorada	100	3,217.5	2014	-	-	-	-
Rositas	400	1,865.0	2018	-	-	-	CORANI
Miguillas	250	1,500.0	2015	-	-	CORANI	CORANI, HB, COBEE
San Jose	127	1,551.2	2014	-	-	CORANI	CORANI, HB, COBEE
Unduavi	45	1,146.7	2016	-	-	CORANI, HB, COBEE	CORANI, HB, COBEE
Misicuni	120	950.0	2014	-	-	CORANI, HB, COBEE	CORANI, HB, COBEE, SYNERGIA
TOTAL	942						

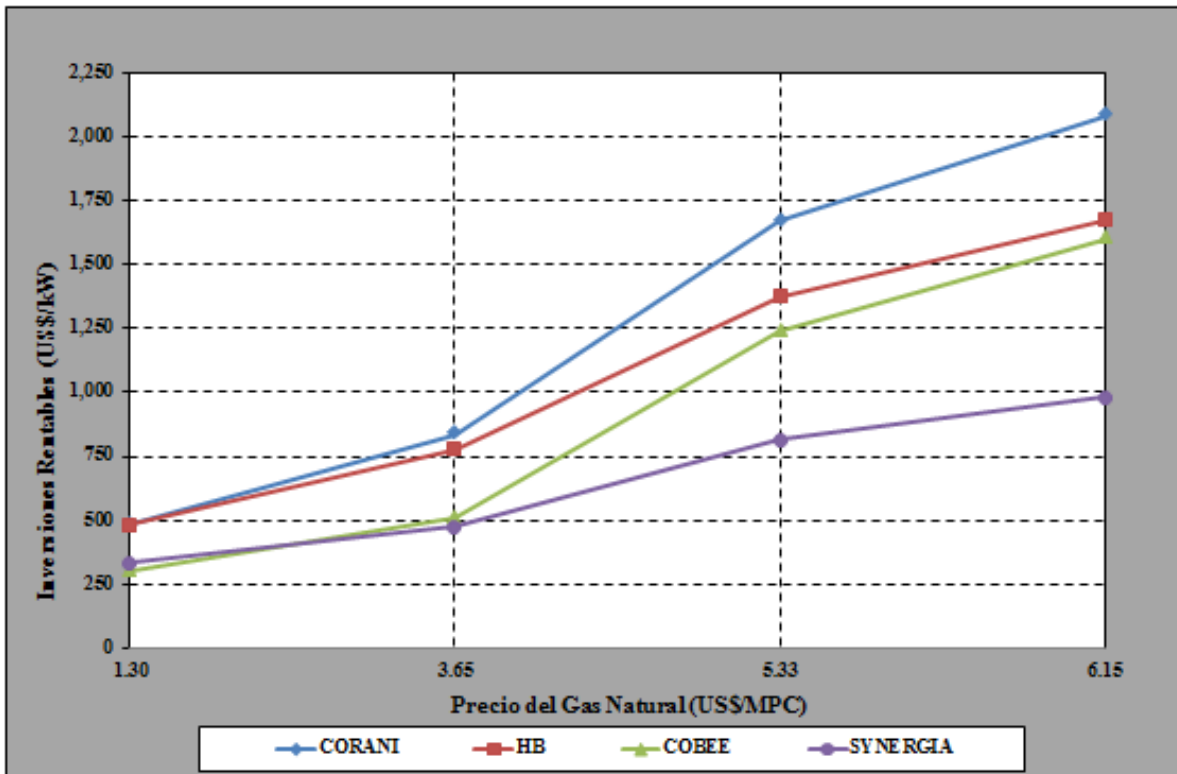
Fuente: Elaborado en base al "Plan de Expansión del Sector Eléctrico 2011-2021" del CNDC.

Por ejemplo si el precio de gas natural fuese de 3,65 US\$/MPC (Escenario 2), CORANI estaría en condiciones de invertir en el proyecto de Misicuni. Si el precio fuese el correspondiente al Escenario 3 (5,33 US\$/MPC), CORANI, HB y COBEE verían con buenos ojos invertir en los proyectos de Misicuni, Unduavi y/o Miguillas. Si el precio de gas natural alcanza un valor igual al de exportación al Brasil (Escenario 4), CORANI podría invertir en el proyecto de Rositas y a esta empresa, como a COBEE y HB, se le haría atractivo invertir en San José. El proyecto Laguna Colorada, que es geotérmico, es demasiado costoso para que pueda financiarse por medio de alguna de las empresas hidroeléctricas que actualmente compiten en el mercado eléctrico mayorista. Note que a medida que aumenta el precio de gas, aumenta la capacidad de

inversión de las empresas en proyectos de generación hidroeléctrica que generen una rentabilidad del 12% bajo las condiciones de producción y relación gastos-ingresos semejantes a las registradas en la gestión 2009, según se muestra en el Grafico 2.3. Es más, es posible advertir que un precio de gas para el sector eléctrico semejante al de exportación al Brasil es el más conveniente.

Grafico 2.3.

Capacidad de Inversión de las Empresas Hidroeléctricas en Bolivia bajo los distintos escenarios de precio de Gas Natural.



Finalmente cabe recalcar que la Tabla 2.6 también representa la cartera de proyectos de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) y bajo las condiciones de mercado que actualmente existen es imposible que la inversión en dichos proyectos genere una rentabilidad adecuada para la empresa Nacional. Si ENDE decide por llevar a cabo estos proyectos la presente situación puede generar problemas financieros para la empresa que a la larga el Estado Boliviano tendrá que hacerse cargo y si no los lleva a cabo pues se estará a las puertas de enfrentar problemas de racionamiento de la demanda de electricidad en el SIN.

Capítulo 3.

IMPACTO DE LA SUBIDA DEL PRECIO DE GAS NATURAL EN LAS TARIFAS A CONSUMIDOR FINAL

3.1. Precios nodales de energía y potencia en el Sistema Interconectado Nacional.

Para determinar el efecto que tendrá un alza en el precio del gas natural en las tarifas a consumidor final se consideró las mismas condiciones de demanda de electricidad, disponibilidad de unidades generadoras y líneas de transmisión, características de hidrología y de eficiencia de turbinas termoeléctricas que las registradas en el 2009. Con esto se hizo que el despacho y los flujos de carga del sistema durante el año mencionado fuera el mismo para todos los escenarios de precio de gas definidos, con la única diferencia que el costo de generación de energía eléctrica de las centrales termos se elevaría en la misma proporción que el precio de gas natural en cada escenario respecto del primero. Por lo tanto, los factores de nodo de energía y potencia y los precios de potencia nodales se mantuvieron iguales a los determinados el 2009, lo único que se modificó fue los precios de energía nodales por bloque de cada nodo del sistema. Con esto se logró definir en cada escenario los diferentes costos de compra de energía para todas las distribuidoras que operan en el MEM.

3.2. Fijación de las Tarifas de distribución.

La distribución de electricidad es considerada en Bolivia como un servicio público que funciona siguiendo un modelo concesionario. Es decir una sola empresa provee el servicio eléctrico dentro de una determinada área, logrando economías de escala en la medida que su costo medio de operación disminuya conforme va aumentando su producción.

En ese sentido la remuneración de este tipo de actividad está fijada por el ente regulador del sector eléctrico y se basa en la remuneración de los costos medios de la empresa distribuidora con el derecho de obtener un cierto nivel de utilidad en un periodo de tiempo dado, en el cual además se indexan las tarifas al Índice de Precios del Consumidor (IPC) menos un factor de eficiencia determinado también por el regulado. Es decir, la metodología de fijación de tarifas es un híbrido entre las metodologías de tasa de retorno y Price-Cap.

Bajo la metodología de la tasa de retorno el regulador fija las tarifas de electricidad de tal forma que estas cubran los costos de producción e incluya una tasa de retorno sobre el capital invertido que sea suficiente para incentivar al inversor a reemplazar o expandir los activos de su empresa. Por otro lado la metodología del Price-Cap introduce un elemento de eficiencia en la actividad de distribución. Permite que las tarifas de las distribuidoras varíen en el año un cierto porcentaje ligado a la variación del nivel de inflación de la economía, es decir al IPC, menos un porcentaje de eficiencia “X”, por lo que el factor (IPC – X) refleja la reducción esperada en las tarifas de distribución. Por ejemplo si el regulador sujeta a una empresa de distribución a un factor X de 5% (IPC – 5), y si la inflación o el IPC el año anterior fuera de 8% entonces el distribuidor puede elevar las tarifas en 3%. La diferencia del 5% puede ser compensada o conseguida por la empresa si esta reduce sus costos, es decir si esta se vuelve más eficiente.

En ese sentido, para saber el nivel de ingresos de una Distribuidora es preciso partir del concepto de la utilidad de la empresa en la siguiente ecuación:

$$U = I - C \quad (13)$$

Donde: I = Ingresos de la distribuidora.

U = Utilidad a la que tiene derecho la distribuidora.

C = Costos en los que incurre la distribuidora para realizar la actividad de distribución.

Entonces los ingresos de una distribuidora deben cubrir la utilidad a la que tiene derecho la misma más los costos en los que incurre para realizar el suministro de electricidad:

$$I = U + C \quad (14)$$

3.2.1. Costos que debe cubrir una empresa distribuidora.

Los costos de suministro de electricidad que una empresa distribuidora debe cubrir se componen de tres costos importantes:

$$C = Ce + Cd + Cc \quad (15)$$

Donde: Ce = Costo de compra de electricidad anual.

Cc = Costo de Consumidores anual.

Cd = Costo de Distribución anual.

a) Costos de compra de electricidad (Ce): Para verificar el efecto que la subida del precio de gas natural en los cuatro escenarios desarrollados tendrá en las tarifas de electricidad a consumidor final es necesario evaluar el efecto en los precios de energía y potencia en los nodos de compra de los distribuidores en el Sistema Troncal de Interconexión (STI). Para el efecto en el Reglamento de Precios y Tarifas se emplea las siguientes expresiones que definen los precios nodales de compra de energía y potencia de las distribuidoras en el STI en la red de sub-transmisión o de alta tensión:

$$PEST_h = \left[\sum_{n=1}^N (Ve_{h,n} * Pe_{h,n}) + \sum_{c=1}^C (Vce_{h,c} * Pe_{h,c}) \right] * (1 + \%CNDC) \quad (16)$$

$$PPST = \left[\sum_{n=1}^N (Vp_n * Pp_n) + \sum_{c=1}^C (Vcp_{h,c} * Pp_c) \right] * (1 + \%CNDC) \\ + \left[\sum_{n=1}^N (Vp_n * Peaj_n) + \sum_{c=1}^C (Vcp_c * Peaj_c) \right] \quad (17)$$

Donde:

$PEST_h$ = Precio de Energía en la red de alta tensión (sub-transmisión) del distribuidor en el bloque “h”.

$Ne_{h,n}$ = Porcentaje de energía comprada en el bloque “h” en el nodo “n”.

$Nce_{h,c}$ = Porcentaje de energía comprada en el bloque “h” en contrato “c”.

$Pe_{h,n}$ = Precio de energía en el bloque “h” en el nodo “n”.

$Pe_{h,c}$ = Precio de energía en el bloque “h” en el contrato “c”.

$\%CNDC$ = Porcentaje de gastos al CNDC respecto al costo de energía y potencia.

$PPST$ = Precio de potencia en la red de alta tensión (sub-transmisión) del distribuidor.

Np_n = Porcentaje de potencia comprada en el nodo “n”.

Ncp_n = Porcentaje de potencia comprada en el contrato “c”.

Pp_n = Precio de Potencia en el nodo “n”.

Pp_c = Precio de Potencia en el contrato “c”.

$Peaj_n$ = Peaje a pagar por la compra de potencia en el nodo “n”.

$Peaj_c$ = Peaje a pagar por la compra de potencia en el contrato “c”.

C = Número total de contratos.

N = Número total de nodos de compra.

Los distintos valores que el $PPST$ puede tener no es función del precio de gas natural, ya que dependen estrictamente del precio de potencia del mercado eléctrico mayorista. Esto no sucede con el $PEST$, que define el precio de energía al cual los distribuidores compran energía del mercado y que es sensible al precio de gas natural al cual los generadores compran este combustible a YPFB.

Note que el gasto que la distribuidora debe realizar para comprar energía y potencia eléctrica y el pago de los respectivos peajes tiene un carácter “pass-through”, es decir representa dinero que pasa del distribuidor a la transmisora y a los generadores, sin beneficio para el primero.

- b) Costo de los Consumidores (Cc):** Cubren los gastos de supervisión, ingeniería, mano de obra, materiales, despacho de carga, alquiler de instalación y otros en los que incurre la empresa distribuidora para suministrar energía a sus clientes.
- c) Costos de Distribución (Cd):** Incluyen los costos de operación y mantenimiento, costos administrativos, financieros, de depreciación y amortización de deudas. En este tipo de costo no se reconocen los costos financieros que excedan lo que indica el regulador como las multas y sanciones y costos relacionados a las instalaciones de generación del distribuidor.

3.2.2. Utilidad a la que tiene derecho una empresa distribuidora.

La utilidad a la que tiene derecho la distribuidora se define como el producto de la tasa de retorno y el patrimonio afecto a la concesión.

$$U = TR * (PAC) \quad (18)$$

Donde: TR = Tasa de Retorno.

PAC = Patrimonio Afecto a la Concesión.

La tasa de retorno la define el ente regulador y se calcula sobre el promedio aritmético de las tasas de retorno anuales sobre el patrimonio de empresas listadas en la Bolsa de Valores de New York e incluidas en el índice Dow Jones en los últimos tres años. Por otro lado el patrimonio afecto a la concesión es la suma del activo fijo neto de la empresa más el capital de trabajo menos el pasivo de largo plazo. El activo fijo se considera deduciendo la respectiva depreciación acumulada. El capital de trabajo representa el monto de dinero suficiente para cubrir las necesidades de una operación normal y continua de la distribuidora en el corto plazo.

$$PAC = AFN + CT - PLP \quad (19)$$

En ese sentido, reemplazando en la ecuación (14) las expresiones (15), (18) y (19) el ingreso anual que debe recibir una distribuidora puede expresarse como:

$$I = TR * (AFN + CT - PLP) + Ce + Cc + Cd \quad (20)$$

Donde: I = Ingreso Anual.

AFN = Activo Fijo Neto anual.

CT = Capital de Trabajo anual.

PLP = Pasivo de Largo Plazo anual.

3.2.3. Determinación de los Ingresos de una empresa distribuidora.

Los ingresos que deben cubrir los costos de suministro de electricidad y la utilidad a la que tiene derecho una empresa distribuidora fija las tarifas de electricidad a consumidor final. Los ingresos de los distribuidores definen las tarifas base, que a su vez establecen las tarifas a consumidor final o la estructura tarifaria de cada empresa distribuidora. En ese sentido las tarifas base están compuestas de cuatro cargos en función a los cuales los distribuidores son remunerados:

a) Cargo por consumidor: Este cargo fijo se determina para cada nivel de tensión con la siguiente expresión:

$$CC_T = \frac{Cc_T}{NC_T} \quad (21)$$

Donde: Cc_T = Cargo por consumidor en el nivel de tensión “T”.

NC_T = Numero de consumidores por nivel de tensión “T”.

b) Cargo por potencia fuera de punta: El cargo por potencia fuera de punta se determina empleando la siguiente ecuación:

$$CFP_T = \frac{Cd_T}{\sum_{n=1}^N D \max_{n,T}} \quad (22)$$

Donde: CFP_T = Cargo por Potencia Fuera de Punta en el nivel de tensión “T”.

$D_{max_{n,T}}$ = Demanda Máxima registrada en el nodo “n” a un nivel de tensión “T”.

c) **Cargo por Energía:** Este cargo por nivel de tensión y por bloque horario se determina empleando las siguientes expresiones:

$$CE_{AT,h} = PEST_h \quad (23.a)$$

$$CE_{MT,h} = CE_{AT,h} * FPE_{MT,h} \quad (23.b)$$

$$CE_{BT,h} = CE_{MT,h} * FPE_{BT,h} \quad (23.c)$$

Donde: $CE_{AT,h}$ = Cargo por Energía en Alta Tensión en el bloque “h”.

$CE_{MT,h}$ = Cargo por Energía en Media Tensión en el bloque “h”.

$CE_{BT,h}$ = Cargo por Energía en Baja Tensión en el bloque “h”.

$FPE_{MT,h}$ = Factor de Perdidas de Energía en Media Tensión en el bloque “h”.

$FPE_{BT,h}$ = Factor de Perdidas de Energía en Baja Tensión en el bloque “h”.

d) **Cargo por Potencia de Punta:** El cargo por potencia de punta por nivel de tensión se determina empleando las siguientes ecuaciones:

$$CP_{AT} = PPST \quad (24.a)$$

$$CP_{MT} = CP_{AT} * FPP_{MT} + CFP_{MT} \quad (24.b)$$

$$CP_{BT} = CP_{MT} * FPP_{BT} + CFP_{BT} \quad (24.c)$$

Donde: CP_{AT} = Cargo por Potencia de punta en Alta Tensión.

CP_{MT} = Cargo por Potencia de punta en Media Tensión.

CP_{BT} = Cargo por Potencia de punta en Baja Tensión.

FPP_{MT} = Factor de Perdidas de Potencia en Media Tensión.

FPP_{BT} = Factor de Perdidas de Potencia en Baja Tensión.

Los dos primeros cargos remuneraran los costos de distribución, de consumidores y la utilidad de las distribuidoras, mientras que los dos últimos remuneraran los costos de compra de energía y potencia eléctrica.

3.3. Procedimiento de Fijación de Tarifas de Electricidad.

De acuerdo a lo establecido en el Artículo 51 de la Ley de Electricidad 1604, la ex Superintendencia de Electricidad, actualmente la Autoridad para el Control Social de la Electricidad (AE), debe aprobar los precios máximos de suministro de electricidad, que comprenden tarifas y fórmulas de indexación de las mismas para cada empresa distribuidora y para períodos de cuatro años. Una vez vencido el período de cuatro años y mientras las tarifas no sean aprobadas para el período siguiente, éstas y sus respectivas fórmulas de indexación continúan vigentes. El Artículo 58 del Reglamento de Precios y Tarifas señala que las tarifas base de distribución, sus fórmulas de indexación, las estructuras tarifarias determinadas en función de las tarifas base, los cargos por conexión y reconexión y los montos de los depósitos de garantía, entraran en vigencia en el mes de Noviembre del año que corresponda y tendrán vigencia por un período de cuatro años, salvo que se produjese una revisión extraordinaria de tarifas.

En la gestión 2007, la AE aprobó por última vez las tarifas base de las empresas distribuidoras Electricidad de La Paz S.A. (ELECTROPAZ), Cooperativa Rural de Electricidad (CRE), Empresa de Luz y Fuerza de Cochabamba (ELFEC S.A.), Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Oruro S.A. (ELFEO), Compañía de Electricidad Sucre S.A. (CESSA) y Servicios Eléctricos de Potosí S.A. (SEPSA) para el período Noviembre 2007 - Octubre 2011. Para esta determinación las distribuidoras presentaron a la reguladora proyecciones de su demanda y del número de clientes para cada tipo de categoría tarifaria así como sus planes de inversión, sus costos de distribución y de compra de electricidad en general para el periodo de tiempo señalado. Posteriormente la AE revisó estas proyecciones y aprobó los costos de suministro, la utilidad y determino los ingresos que requiere cada distribuidora para operar en el sistema. Estos se muestran en el Anexo A.

En todos los casos la tasa de retorno aprobada para el periodo tarifario fue de 10,1%. La AE tiene la obligación de revisar mensualmente el nivel de gastos e ingresos de las distribuidoras, para lo cual estas le remiten mensualmente informes respecto a su operación, nivel de ingresos, gastos y ventas de energía y potencia. Uno de estos informes son los llamados ISE-210 e ISE-220 de los cuales se puede evaluar el desempeño de las empresas distribuidoras en Bolivia. De acuerdo al Artículo 4 del Decreto Supremo No. 28792 si los ingresos del distribuidor en un periodo transcurrido hace variar la tasa de retorno, y por ende la utilidad, incrementándola en un punto porcentual o disminuyéndola en tres puntos porcentuales corresponderá al agente regulador reducir o aumentar, según corresponda, los ingresos reconocidos de manera que la tasa de retorno vuelva a los límites establecidos.

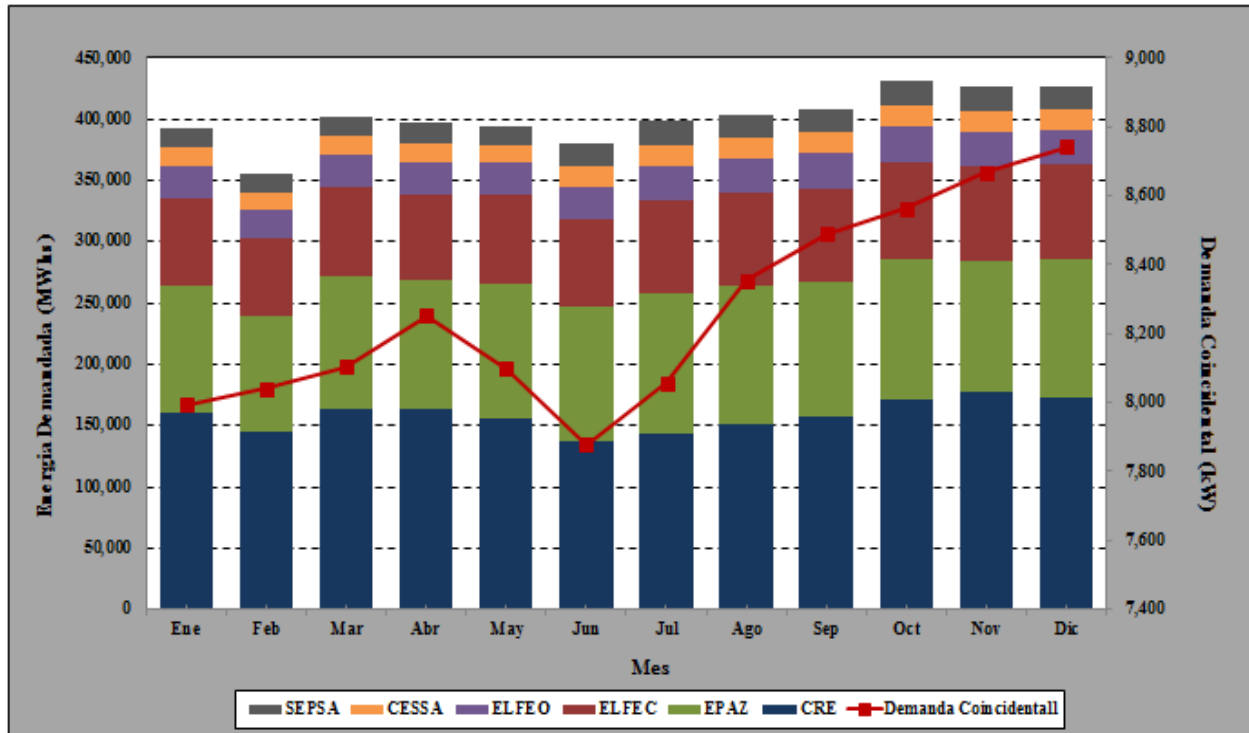
3.4. Características de la Distribución en el Sector Eléctrico de Bolivia.

Antes de determinar el efecto en las tarifas a consumidor final del alza del precio de Gas Natural al cual los generadores compran este combustible a YPFB es necesario establecer las características básicas del sector de distribución en Bolivia. Para tal año se obtuvo información del desempeño financiero y operativo de las empresas distribuidoras analizando los formularios ISE-210 que estas envían a la AE mensualmente. Los resultados se muestran en el Anexo B.

En primer término se evaluó la energía, la potencia demandada por cada distribuidora. Esto se muestra de manera resumida en el Grafico 3.1. Puede advertirse que las distribuidoras CRE, ELFEC y ELECTROPAZ (EPAZ) son las que mayor consumo de energía presentan. Estas empresas operan en las tres ciudades más importantes y desarrolladas del País: Santa Cruz, Cochabamba y La Paz respectivamente. Las empresas que menos demanda de energía presentan son SEPSA y ELFEO, que operan en los departamentos de Potosí y Oruro respectivamente y que se caracterizan por ser los más deprimidos económicamente del País y donde se concentra una importante actividad minera.

Grafico 3.1.

Consumo de Energía y Potencia de las Empresas Distribuidoras del País: 2009.



Fuente: Formularios ISE210/2009 de la Autoridad para el Control Social de la Electricidad (AE).

El monto de dinero pagado por las distribuidoras por concepto de compra energía, potencia y pago de peaje se muestra en Tabla 3.1, el Grafico 3.2 y en el Anexo B. Es posible advertir que las distribuidoras que más pagan por concepto de compra de electricidad son la CRE, ELFEC y EPAZ. Por otro lado, el mes de Noviembre se puede observar un aumento del monto pagado por las distribuidoras a los generadores. Esto se debe principalmente al precio de la potencia. Dicho precio se determina semestralmente por le CNDC para los periodos Noviembre – Abril y Mayo Octubre. Para el periodo Noviembre 2009-Abril 2010 el CNDC determino un precio mayor de la potencia que en el semestre pasado, con lo que se benefició a las empresas generadoras, particularmente a las hidroeléctricas, mejorando su remuneración ya que el precio de la energía se encontraba en niveles muy bajos.

En el Anexo B puede observarse además que todas las distribuidoras que participan del mercado eléctrico mayorista compran energía y potencia del mercado spot, es decir ninguna tiene un contrato vigente con las generadoras. Por otro lado al 2009 solo existen cuatro consumidores no

regulados cuya potencia demandada supera 1 MW y están autorizados por Ley a comprar electricidad del mercado eléctrico si así lo desean. Estos consumidores son la Empresa Minera San Cristóbal con 50 MW de demanda, la Compañía Boliviana de Cemento S.A. (COBOCE) con 7.4 MW, la Empresa Metalúrgica Vinto S.A. (EMVINTO) con 4.4 MW y la Empresa Minera Inti Raymi S.A. (EMIRSA) con 1.3 MW que actualmente está reduciendo operaciones en el País. En el presente solo San Cristóbal mantiene un contrato de suministro de electricidad con COBEE y la Empresa Eléctrica Valle Hermoso (EVH S.A).

Tabla 3.1.

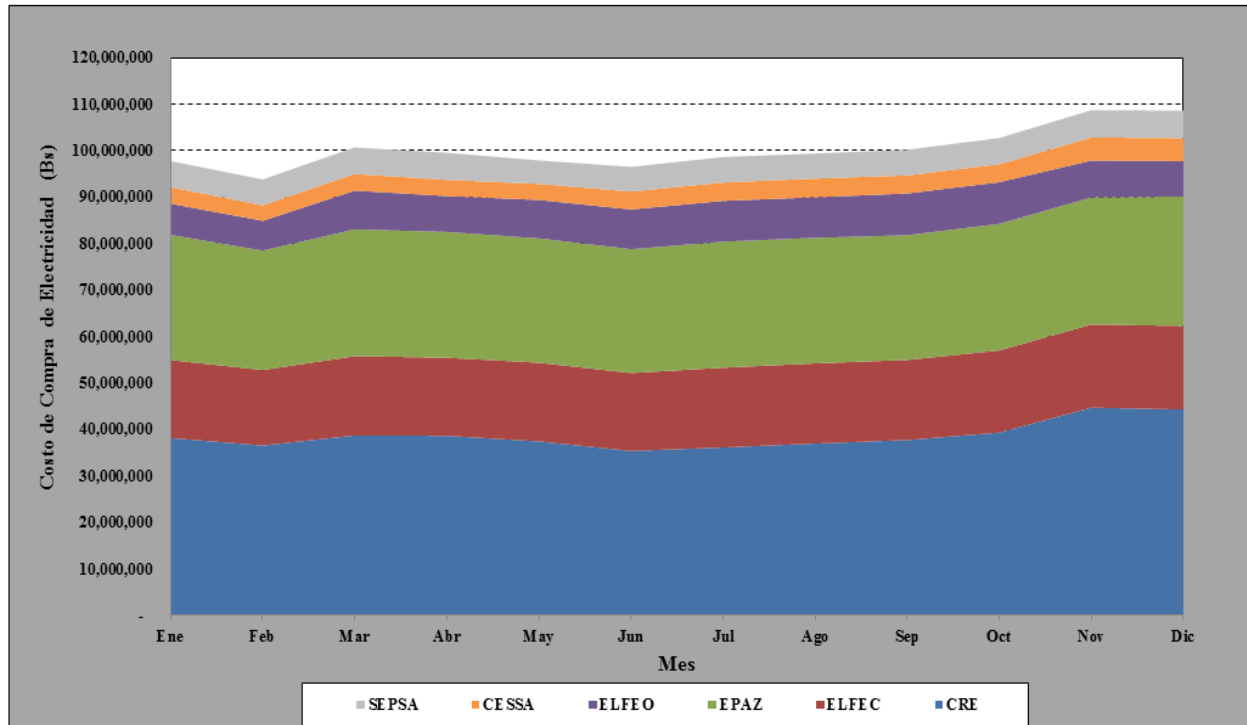
Gastos y Consumo de Electricidad de las Empresas Distribuidoras de Bolivia: 2009

EMPRESA	CONCEPTO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICEMBRE	TOTAL	
CRE	Consumo														
	Energía (MWh)	159,767	144,822	164,157	163,192	155,777	136,901	143,966	151,328	157,457	171,776	177,294	173,146	1,899,585	
	Potencia (kW)	325,281	313,371	319,674	327,250	311,266	282,732	292,889	292,889	338,694	352,880	343,703	359,144	359,144	
	Importe (Bs)														
	Energía	18,118,169	16,469,145	18,628,406	18,544,525	16,859,453	14,815,841	15,586,017	16,429,430	17,186,334	18,763,702	18,768,911	18,340,234	208,510,167	
	Potencia	12,259,581	12,275,208	12,288,971	12,286,247	12,885,506	12,869,007	12,861,460	12,869,277	12,861,460	12,885,506	17,761,668	17,778,901	161,882,792	
	Peaje	7,786,201	7,790,372	7,808,884	7,806,947	7,691,158	7,684,986	7,679,577	7,684,986	7,679,577	7,697,158	8,180,448	8,189,970	93,694,264	
	Total	38,163,951	36,542,725	38,726,261	38,637,719	37,442,117	35,569,834	36,127,054	36,983,693	37,727,871	39,346,265	44,711,027	44,209,105	464,087,223	
	Consumo														
	Energía (MWh)	70,102	64,111	72,637	69,891	72,727	71,224	75,484	76,207	75,735	80,207	76,849	77,838	883,011	
Potencia (kW)	144,660	146,410	148,270	147,750	149,450	152,930	153,390	153,990	155,000	157,390	158,520	158,880	157,260	158,880	
Importe (Bs)															
Energía	6,663,035	6,110,896	6,906,761	6,656,411	6,629,358	6,491,275	6,882,911	6,969,387	6,961,322	7,378,277	6,604,263	6,693,643	80,947,638		
Potencia	6,213,021	6,221,067	6,227,873	6,226,623	6,426,055	6,417,588	6,414,111	6,417,854	6,414,111	6,426,055	7,366,547	7,373,657	78,144,564		
Peaje	3,908,651	3,914,761	3,920,038	3,919,066	3,867,519	3,861,403	3,838,685	3,861,403	3,838,685	3,867,519	3,912,274	3,916,828	46,666,832		
Total	16,784,707	16,246,724	17,054,672	16,802,100	16,929,292	16,770,267	17,185,708	17,248,645	17,234,119	17,671,851	17,883,183	17,984,128	205,759,034		
EPAZ	Consumo														
	Energía (MWh)	104,922	94,062	107,606	105,742	110,341	109,552	113,841	112,413	110,512	113,370	107,755	112,267	1,302,383	
	Potencia (kW)	223,121	229,126	231,152	236,501	235,035	241,255	237,840	234,105	236,671	234,386	234,822	236,496	241,255	
	Importe (Bs)														
	Energía	12,202,214	10,986,147	12,521,296	12,329,689	12,368,124	12,250,639	12,726,290	12,587,091	12,433,457	12,795,077	11,338,161	11,822,131	146,360,515	
	Potencia	8,784,244	8,807,485	8,806,625	8,808,645	8,740,588	8,709,920	8,698,949	8,694,307	8,685,189	8,722,095	10,163,734	10,173,526	107,795,307	
	Peaje	5,934,477	5,904,773	5,951,519	5,938,936	5,644,870	5,682,539	5,698,948	5,726,116	5,729,696	5,695,546	5,820,497	5,831,644	69,559,581	
	Total	26,920,935	25,698,405	27,279,440	27,077,270	26,753,582	26,643,118	27,124,837	27,007,514	26,848,341	27,212,718	27,323,392	27,827,201	323,715,204	
	Consumo														
	Energía (MWh)	26,926	22,855	26,131	26,190	26,507	27,526	28,767	27,682	28,791	29,153	27,734	28,149	326,411	
Potencia (kW)	53,390	52,562	54,505	55,534	56,920	60,646	59,728	59,469	58,941	58,827	57,871	57,617	60,646		
Importe (Bs)															
Energía	2,841,264	2,612,185	3,310,302	3,464,729	3,389,296	3,708,978	3,751,330	3,646,949	3,927,221	3,893,539	3,684,189	3,249,251	41,479,236		
Potencia	2,344,340	2,251,933	3,257,899	2,487,210	3,177,470	3,163,930	3,348,841	3,387,653	3,358,168	3,399,731	2,829,637	2,922,650	35,929,701		
Peaje	1,528,588	1,530,978	1,762,117	1,761,680	1,683,575	1,680,913	1,679,730	1,680,913	1,679,730	1,683,575	1,446,324	1,448,007	19,566,130		
Total	6,714,292	6,395,115	8,330,317	7,713,619	8,250,341	8,553,841	8,779,902	8,715,515	8,965,119	8,976,846	7,960,150	7,619,909	96,975,067		
ELFFO	Consumo														
	Energía (MWh)	26,926	22,855	26,131	26,190	26,507	27,526	28,767	27,682	28,791	29,153	27,734	28,149	326,411	
	Potencia (kW)	53,390	52,562	54,505	55,534	56,920	60,646	59,728	59,469	58,941	58,827	57,871	57,617	60,646	
	Importe (Bs)														
	Energía	2,841,264	2,612,185	3,310,302	3,464,729	3,389,296	3,708,978	3,751,330	3,646,949	3,927,221	3,893,539	3,684,189	3,249,251	41,479,236	
	Potencia	2,344,340	2,251,933	3,257,899	2,487,210	3,177,470	3,163,930	3,348,841	3,387,653	3,358,168	3,399,731	2,829,637	2,922,650	35,929,701	
	Peaje	1,528,588	1,530,978	1,762,117	1,761,680	1,683,575	1,680,913	1,679,730	1,680,913	1,679,730	1,683,575	1,446,324	1,448,007	19,566,130	
	Total	6,714,292	6,395,115	8,330,317	7,713,619	8,250,341	8,553,841	8,779,902	8,715,515	8,965,119	8,976,846	7,960,150	7,619,909	96,975,067	
	Consumo														
	Energía (MWh)	15,644	13,873	15,821	14,834	13,025	16,020	17,079	17,539	16,473	16,207	17,000	17,038	190,625	
Potencia (kW)	31,140	34,009	33,154	33,154	28,026	33,829	34,414	34,414	34,389	34,838	35,123	34,330	35,123		
Importe (Bs)															
Energía	1,953,206	1,736,955	1,976,584	1,856,766	1,563,877	1,923,085	2,049,716	2,110,920	1,992,663	1,961,374	1,973,408	1,974,958	23,073,513		
Potencia	975,641	976,893	977,978	977,769	1,206,396	1,204,821	1,204,127	1,204,868	1,204,127	1,206,396	2,077,173	2,079,151	15,295,338		
Peaje	635,073	636,067	636,924	636,766	706,673	705,555	705,058	705,556	705,058	706,673	897,435	898,479	8,575,317		
Total	3,563,920	3,349,915	3,591,486	3,471,201	3,476,945	3,833,461	3,958,901	4,021,344	3,901,848	3,874,443	4,948,016	4,952,588	46,944,169		
SEPSA	Consumo														
	Energía (MWh)	15,721	15,304	16,361	17,192	16,440	18,489	19,415	19,008	19,706	20,663	19,531	18,797	216,628	
	Potencia (kW)	34,431	35,127	34,678	36,888	37,696	39,449	40,206	39,633	40,383	40,101	40,450	40,444	40,450	
	Importe (Bs)														
	Energía	2,120,887	2,070,188	2,209,054	2,324,463	2,097,829	2,358,259	2,475,332	2,430,230	2,531,584	2,656,101	2,478,578	2,385,573	28,138,078	
	Potencia	2,221,889	2,226,648	2,230,513	2,230,899	1,911,441	1,926,224	1,942,815	1,921,522	1,927,159	1,927,759	2,556,170	2,558,331	25,581,570	
	Peaje	1,259,849	1,262,946	1,265,484	1,265,686	1,031,017	1,039,496	1,049,115	1,039,990	1,040,573	1,040,573	841,652	948,568	13,081,039	
	Total	5,602,624	5,559,782	5,705,051	5,821,048	5,040,286	5,323,979	5,467,262	5,388,455	5,498,694	5,624,434	5,876,400	5,892,472	66,800,487	
	Consumo														
	Energía (MWh)	393,082	355,028	402,713	397,042	394,818	379,712	398,554	404,176	408,675	431,376	426,214	427,255	4,818,644	
Potencia (kW)	790,096	796,805	801,504	816,003	799,358	775,459	794,937	821,539	835,711	842,401	855,080	862,637	613,248		
Importe (Bs)															
Energía	43,898,775	39,985,516	45,552,405	45,176,584	42,907,936	41,548,077	43,471,597	44,174,006	45,032,582	47,448,070	44,847,609	44,465,790	528,508,947		
Potencia	32,798,916	31,759,253	33,789,857	33,017,393	34,347,455	34,291,511	34,470,303	34,495,481	34,450,214	34,567,543	42,754,990	42,886,217	424,629,072		
Peaje	21,052,839	21,047,898	21,344,965	21,329,080	20,630,811	20,654,913	20,671,113	20,695,678	20,692,696	20,691,044	21,098,630	21,233,495	251,143,164		
Total	97,750,530	93,792,666	100,687,227	99,523,057	97,886,203	96,494,501	98,613,013	99,365,165	100,175,493	102,706,657	108,701,168	108,585,502	1,204,281,383		

Fuente: Elaborado en base a datos de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de la Electricidad en los Formularios ISE-210.

Grafico 3.2.

Costo de Compra de Electricidad de las Distribuidoras en Bolivia: 2009.



Fuente: Elaborado en base a datos de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de la Electricidad en los Formularios ISE-210.

3.5. Determinación del impacto en las tarifas a Consumidor Final del alza en el Precio del Gas Natural.

La elevación del precio de gas natural afecta directamente al precio al cual compran energía eléctrica los distribuidores y los consumidores no regulados. Los costos de compra de potencia y peaje no se ven afectados por esta situación, así como los costos de distribución y de consumidores en el cual incurren las distribuidoras. Por lo tanto para determinar el efecto en las tarifas a consumidor final de una elevación en el precio de gas natural se emplearon los costos de compra de potencia y de peaje declarados por los distribuidores al agente regulador durante el 2009. Los costos de distribución y de consumidores utilizados fueron los revisados por el agente regulador de los formularios ISE 220 para el año 2009. El costo de energía empleado para cada escenario de precio de gas natural definido fue el registrado el 2009 por cada distribuidora para el Escenario 1 y para el resto de los escenarios se asumió que en la misma proporción que se

incrementa el precio de gas natural en estos escenarios respecto del primero se incrementaría el costo de compra de energía de las distribuidoras respecto del registrado el 2009. Finalmente el patrimonio afecto a la concesión que se considero fue el revisado por la AE de los formularios ISE-220 para la gestión 2009. Los resultados del Escenario 1 se muestran en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2.

Tasa de Retorno registradas de las Empresas de Distribución en Bolivia: 2009.

CONCEPTO	EMPRESA						TOTAL BOLIVIA
	CRE	ELFEC	EPAZ	ELFEO	CESSA	SEPSA	
INGRESOS (±/IVA) (Bs)							
Cargos Fijos	1,860,510	56,053,857	453,037	13,016,685	8,354,327	-	79,738,417
Energía	867,582,789	348,038,983	539,870,381	75,095,149	66,752,967	70,500,411	1,967,840,680
Potencia de Punta	66,899,397	35,646,821	61,885,158	41,252,200	8,496,287	19,519,205	233,699,068
Potencia Fuera de Punta	3,084,597	1,479,688	1,278,652	1,192,854	-	1,168,919	8,204,711
Bajo Factor de Potencia	5,527,299	1,486,069	-	-	-	971,402	7,984,770
Otros	-	-	-	221,846	490,448	3,090,708	3,803,002
Total	944,954,593	442,705,419	603,487,229	130,778,734	84,094,029	95,250,646	2,301,270,649
COSTOS (Bs)							
Costos de Compra de Electricidad	464,087,223	205,759,034	343,051,410	96,975,067	46,944,169	66,800,487	1,223,617,389
Energía	208,510,167	80,947,638	107,795,307	41,479,236	23,073,513	28,138,078	489,943,939
Potencia	161,882,792	78,144,564	69,559,581	35,929,701	15,295,338	25,581,370	386,393,346
Peaje	93,694,264	46,666,832	165,696,521	19,566,130	8,575,317	13,081,039	347,280,104
Costos de Distribucion	272,957,107	128,007,888	148,678,636	17,598,277	24,872,393	18,268,874	610,383,175
Costos de Consumidores	84,253,969	43,024,395	39,706,655	4,624,127	5,591,651	3,890,393	187,091,190
Total	821,298,299	382,791,317	531,436,701	119,197,471	77,408,212	88,959,753	2,021,091,754
UTILIDAD (Bs)	123,656,294	59,914,102	72,050,527	11,581,262	6,685,817	6,290,892	280,178,895
Patrimonio Afecto a la Concesion (Bs)	1,160,851,025	526,572,539	639,823,555	105,166,784	61,024,307	36,685,050	2,530,123,259
Tasa de Retorno	10.65%	11.38%	11.26%	11.01%	10.36%	17.15%	11.07%

Se puede observar un cargo extra que no fue definido anteriormente y que se trata del cargo por Bajo Factor de Potencia. Dicho cargo cobra la eficiencia con la que el cliente, generalmente de la categoría industrial, consume energía eléctrica de manera que no afecte negativamente los indicadores de calidad del suministro en la red de distribución. Las distribuidoras autorizadas a cobrar este cargo son la CRE, ELFEC y SEPSA.

Por otro lado nótese en la anterior tabla que de las seis empresas distribuidoras, tres presentan tasas de retorno por encima en un punto porcentual al 10.1% establecido por el ente regulador. El caso más notorio es SEPSA que presenta una tasa de retorno del 17.5% el 2009 debido a que sus ingresos por otras actividades relacionadas a su rubro son superiores en comparación a los de las demás empresas. Por consiguiente para continuar con el análisis fue necesario llevar las tasas de retorno de las empresas SEPSA, EPAZ y ELFEC al valor de 10.1% establecido por el regulador.

Para el efecto se procedió a ajustar el nivel de ingresos de las empresas mencionadas. Los resultados se muestran en la Tabla 3.3:

Tabla 3.3.

Tasa de Retorno ajustada de las Empresas de Distribución en Bolivia: 2009.

CONCEPTO	EMPRESA						TOTAL BOLIVIA
	CRE	ELFEC	EPAZ	ELFEO	CESSA	SEPSA	
INGRESOS (±/IVA) (Bs)							
Cargos Fijos	1,860,510	55,201,693	447,460	13,016,685	8,354,327	-	78,880,676
Energía	867,582,789	342,747,884	533,225,095	75,095,149	66,752,967	68,586,586	1,953,990,470
Potencia de Punta	66,899,397	35,104,896	61,123,412	41,252,200	8,496,287	18,989,331	231,865,523
Potencia Fuera de Punta	3,084,597	1,457,193	1,262,913	1,192,854	-	1,137,187	8,134,745
Bajo Factor de Potencia	5,527,299	1,463,477	-	-	-	345,032	7,335,808
Otros	-	-	-	221,846	490,448	3,006,807	3,719,101
Total	344,954,593	435,975,143	596,058,880	130,778,734	84,094,029	32,664,944	2,284,526,323
COSTOS (Bs)							
Costos de Compra de Electricidad	464,087,223	205,759,034	343,051,410	96,975,067	46,344,169	66,800,487	1,223,617,389
Energía	208,510,167	80,947,638	107,795,307	41,479,236	23,073,513	28,138,078	489,943,939
Potencia	161,882,792	78,144,564	69,559,581	35,929,701	15,295,338	25,581,370	386,393,346
Peaje	93,694,264	46,666,832	165,696,521	19,566,130	8,575,317	13,081,039	347,280,104
Costos de Distribución	272,957,107	128,007,888	148,678,636	17,598,277	24,872,393	18,268,874	610,383,175
Costos de Consumidores	84,253,969	49,024,395	39,706,655	4,624,127	5,591,651	3,890,393	187,091,190
Total	821,298,299	382,791,317	531,436,701	119,197,471	77,408,212	88,959,753	2,021,091,754
UTILIDAD (Bs)	123,656,294	53,183,826	64,622,179	11,581,262	6,685,817	3,705,190	263,434,569
Patrimonio Afecto a la Concesion (Bs)	1,160,851,025	526,572,539	639,823,555	105,166,784	61,024,307	36,685,050	2,530,123,259
Tasa de Retorno	10.65%	10.1%	10.1%	11.01%	10.96%	10.1%	10.41%

Con los ajustes realizados, se procedió a determinar el nivel de ingresos que las empresas deberían tener para mantener la utilidad y la tasa de retorno registrada el 2009 (Escenario 1) considerando el aumento del costo de compra de energía eléctrica solamente bajo los diferentes escenarios de precio de gas natural. La diferencia entre los ingresos registrados en cada escenario respecto del primer escenario representa el aumento en las tarifas a consumidor final. Estos valores se muestran de la Tabla 3.4a a la Tabla 3.4f.

Tabla 3.4a.

Incremento Tarifario a Consumidores finales de la CRE para cada Escenario de Precio de Gas Natural.

CONCEPTO	ESCENARIO			
	1	2	3	4
PRECIO DE GAS NATURAL (US\$/MPC)	1.30	3.65	5.33	6.15
INGRESOS (\$/IYA) (Bs)				
Cargos Fijos	1,860,510	2,428,671	2,833,889	3,032,959
Energia	867,582,789	1,132,524,318	1,321,483,266	1,414,312,552
Potencia de Punta	66,899,337	87,329,065	101,899,709	109,057,785
Potencia Fuera de Punta	3,084,537	4,026,568	4,698,332	5,028,436
Bajo Factor de Potencia	5,527,299	7,215,220	8,419,062	9,010,470
Otros	-	-	-	-
Total	944,954,593	1,233,523,843	1,439,334,318	1,540,442,202
COSTOS (Bs)				
Costos de Compra de Electricidad	464,087,223	752,656,473	958,466,948	1,059,574,832
Energia	208,510,167	497,079,417	702,889,892	803,997,776
Potencia	161,882,792	161,882,792	161,882,792	161,882,792
Peaje	93,694,264	93,694,264	93,694,264	93,694,264
Costos de Distribucion	272,957,107	272,957,107	272,957,107	272,957,107
Costos de Consumidores	84,253,969	84,253,969	84,253,969	84,253,969
Total	821,298,299	1,109,867,549	1,315,678,024	1,416,785,908
UTILIDAD (Bs)	123,656,294	123,656,294	123,656,294	123,656,294
Patrimonio Afecto a la Concesion (Bs)	1,160,851,025	1,160,851,025	1,160,851,025	1,160,851,025
Tasa de Retorno	10.65%	10.65%	10.65%	10.65%
INCREMENTO TARIFARIO	0.00%	30.54%	52.32%	63.02%

Tabla 3.4b.

Incremento Tarifario a Consumidores finales de ELFEC para cada Escenario de Precio de Gas Natural.

CONCEPTO	ESCENARIO			
	1	2	3	4
PRECIO DE GAS NATURAL (US\$/MPC)	1.30	3.65	5.33	6.15
INGRESOS (\$/IYA) (Bs)				
Cargos Fijos	55,201,693	69,386,311	79,502,923	84,472,880
Energia	342,747,884	430,820,328	493,634,476	524,492,991
Potencia de Punta	35,104,896	44,125,445	50,558,991	53,719,579
Potencia Fuera de Punta	1,457,193	1,831,633	2,098,688	2,229,883
Bajo Factor de Potencia	1,463,477	1,839,532	2,107,738	2,239,499
Otros	-	-	-	-
Total	435,975,143	548,003,250	627,902,816	667,154,831
COSTOS (Bs)				
Costos de Compra de Electricidad	205,759,034	317,787,140	397,686,706	436,938,722
Energia	80,947,638	192,975,744	272,875,310	312,127,326
Potencia	78,144,564	78,144,564	78,144,564	78,144,564
Peaje	46,666,832	46,666,832	46,666,832	46,666,832
Costos de Distribucion	128,007,888	128,007,888	128,007,888	128,007,888
Costos de Consumidores	49,024,395	49,024,395	49,024,395	49,024,395
Total	382,791,317	494,819,423	574,718,989	613,971,005
UTILIDAD (Bs)	53,183,826	53,183,826	53,183,826	53,183,826
Patrimonio Afecto a la Concesion (Bs)	526,572,539	526,572,539	526,572,539	526,572,539
Tasa de Retorno	10.10%	10.10%	10.10%	10.10%
INCREMENTO TARIFARIO	0.00%	25.70%	44.02%	53.03%

Tabla 3.4c.

Incremento Tarifario a Consumidores finales de EPAZ para cada Escenario de Precio de Gas Natural.

CONCEPTO	ESCENARIO			
	1	2	3	4
PRECIO DE GAS NATURAL (US\$/MPC)	1.30	3.65	5.33	6.15
INGRESOS (\$/IYA) (Bs)				
Cargos Fijos	447,460	559,453	639,327	678,566
Energia	533,225,095	666,682,933	761,866,399	808,626,889
Potencia de Punta	61,123,412	76,421,638	87,332,487	92,692,626
Potencia Fuera de Punta	1,262,913	1,579,001	1,804,437	1,915,187
Bajo Factor de Potencia	-	-	-	-
Otros	-	-	-	-
Total	596,058,880	745,243,025	851,642,649	903,913,268
COSTOS (Bs)				
Costos de Compra de Electricidad	343,051,410	492,235,555	598,635,179	650,905,798
Energia	107,795,307	256,979,452	363,379,077	415,649,695
Potencia	69,559,581	69,559,581	69,559,581	69,559,581
Peaje	165,696,521	165,696,521	165,696,521	165,696,521
Costos de Distribucion	148,678,636	148,678,636	148,678,636	148,678,636
Costos de Consumidores	39,706,655	39,706,655	39,706,655	39,706,655
Total	531,436,701	680,620,846	787,020,470	839,291,089
UTILIDAD (Bs)	64,622,179	64,622,179	64,622,179	64,622,179
Patrimonio Afecto a la Concesion (Bs)	639,823,555	639,823,555	639,823,555	639,823,555
Tasa de Retorno	10.10%	10.10%	10.10%	10.10%
INCREMENTO TARIFARIO	0.00%	25.03%	42.88%	51.65%

Tabla 3.4d.

Incremento Tarifario a Consumidores finales de ELFEO para cada Escenario de Precio de Gas Natural.

CONCEPTO	ESCENARIO			
	1	2	3	4
PRECIO DE GAS NATURAL (US\$/MPC)	1.30	3.65	5.33	6.15
INGRESOS (\$/IYA) (Bs)				
Cargos Fijos	13,016,685	18,740,086	22,822,073	24,827,418
Energia	75,095,149	108,114,281	131,663,856	143,232,984
Potencia de Punta	41,252,200	59,390,680	72,327,225	78,682,522
Potencia Fuera de Punta	1,192,854	1,717,349	2,091,424	2,275,195
Bajo Factor de Potencia	-	-	-	-
Otros	221,846	221,846	221,846	221,846
Total	130,778,734	188,184,241	229,126,424	249,239,964
COSTOS (Bs)				
Costos de Compra de Electricidad	96,975,067	154,380,575	195,322,757	215,436,298
Energia	41,479,236	98,884,744	139,826,926	159,940,467
Potencia	35,929,701	35,929,701	35,929,701	35,929,701
Peaje	19,566,130	19,566,130	19,566,130	19,566,130
Costos de Distribucion	17,598,277	17,598,277	17,598,277	17,598,277
Costos de Consumidores	4,624,127	4,624,127	4,624,127	4,624,127
Total	119,197,471	176,602,979	217,545,161	237,658,702
UTILIDAD (Bs)	11,581,262	11,581,262	11,581,262	11,581,262
Patrimonio Afecto a la Concesion (Bs)	105,166,784	105,166,784	105,166,784	105,166,784
Tasa de Retorno	11.01%	11.01%	11.01%	11.01%
INCREMENTO TARIFARIO	0.0%	43.97%	75.33%	90.74%

Tabla 3.4e.

Incremento Tarifario a Consumidores finales de CESSA para cada Escenario de Precio de Gas Natural.

CONCEPTO	ESCENARIO			
	1	2	3	4
PRECIO DE GAS NATURAL (US\$/MPC)	1.30	3.65	5.33	6.15
INGRESOS (s/IVA) (Bs)				
Cargos Fijos	8,354,327	11,545,300	13,821,134	14,939,176
Energia	66,752,967	92,249,565	110,433,993	119,367,402
Potencia de Punta	8,436,287	11,741,482	14,055,987	15,193,028
Potencia Fuera de Punta	-	-	-	-
Bajo Factor de Potencia	-	-	-	-
Otros	490,448	490,448	490,448	490,448
Total	84,094,029	116,026,795	138,801,563	149,990,054
COSTOS (Bs)				
Costos de Compra de Electricidad	46,944,169	78,876,935	101,651,703	112,840,193
Energia	23,073,513	55,006,279	77,781,047	88,969,538
Potencia	15,295,338	15,295,338	15,295,338	15,295,338
Peaje	8,575,317	8,575,317	8,575,317	8,575,317
Costos de Distribucion	24,872,393	24,872,393	24,872,393	24,872,393
Costos de Consumidores	5,591,651	5,591,651	5,591,651	5,591,651
Total	77,408,212	109,340,978	132,115,746	143,304,237
UTILIDAD (Bs)	6,685,817	6,685,817	6,685,817	6,685,817
Patrimonio Afecto a la Concesion (Bs)	61,024,307	61,024,307	61,024,307	61,024,307
Tasa de Retorno	10.96%	10.96%	10.96%	10.96%
INCREMENTO TARIFARIO	0.0%	38.2%	65.4%	78.8%

Tabla 3.4f.

Incremento Tarifario a Consumidores finales de SEPSA para cada Escenario de Precio de Gas Natural.

CONCEPTO	ESCENARIO			
	1	2	3	4
PRECIO DE GAS NATURAL (US\$/MPC)	1.30	3.65	5.33	6.15
INGRESOS (s/IVA) (Bs)				
Cargos Fijos	-	-	-	-
Energia	68,586,586	98,376,327	119,622,668	130,060,293
Potencia de Punta	18,989,331	27,237,114	33,119,515	36,009,344
Potencia Fuera de Punta	1,137,187	1,631,110	1,983,381	2,156,440
Bajo Factor de Potencia	945,032	1,355,435	1,648,241	1,792,058
Otros	3,006,807	3,006,807	3,006,807	3,006,807
Total	92,664,944	131,606,853	159,380,612	173,024,942
COSTOS (Bs)				
Costos de Compra de Electricidad	66,800,487	105,742,396	133,516,155	147,160,485
Energia	28,138,078	67,079,987	94,853,746	108,498,076
Potencia	25,581,370	25,581,370	25,581,370	25,581,370
Peaje	13,081,039	13,081,039	13,081,039	13,081,039
Costos de Distribucion	18,268,874	18,268,874	18,268,874	18,268,874
Costos de Consumidores	3,890,393	3,890,393	3,890,393	3,890,393
Total	88,959,753	127,901,663	155,675,422	169,319,752
UTILIDAD (Bs)	3,705,190	3,705,190	3,705,190	3,705,190
Patrimonio Afecto a la Concesion (Bs)	36,685,050	36,685,050	36,685,050	36,685,050
Tasa de Retorno	10.10%	10.10%	10.10%	10.10%
INCREMENTO TARIFARIO	0.00%	43.43%	74.41%	89.63%

Es importante volver a mencionar que en las tablas ya mencionadas el aumento tarifario o en las tarifas a consumidor final que cada escenario de gas natural generaría se calculó en base a los costos en los que incurrieron las distribuidoras el 2009 con excepción del costo de compra de energía eléctrica que se modificó para cada escenario. El ingreso total generado por cada las empresas distribuidoras se aumento de manera que se mantenga la tasa de retorno y la utilidad obtenidas el 2009 (Escenario 1) por cada empresa distribuidora. Los distintos cargos de distribución se aumentaron en función a su participación dentro del ingreso total. De esta manera se evitó entrar en detalle al cálculo de la estructura tarifaria de cada empresa distribuidora.

Las empresas distribuidoras cuya área de concesión se encuentra en los tres departamentos más ricos del País (Santa Cruz, Cochabamba y La Paz) presentan aumentos en las tarifas de electricidad 51.65%, 53.03% y 63.02% para el Escenario 4 respectivamente, que a su vez representa un precio de gas natural de 6.15 US\$/MPC y que corresponde al precio de exportación de gas natural al Brasil. Sin embargo las empresas distribuidoras SEPSA y ELFEO que operan en los departamentos más pobres de Bolivia, Potosí y Oruro, presentan aumentos tarifarios de 89.63% y 90.74% respectivamente para el escenario mencionado. El resumen del impacto de las tarifas a consumidor final de un alza en el precio de gas natural para el sector eléctrico de Bolivia se muestra en el Grafico 3.4 y la Tabla 3.5.

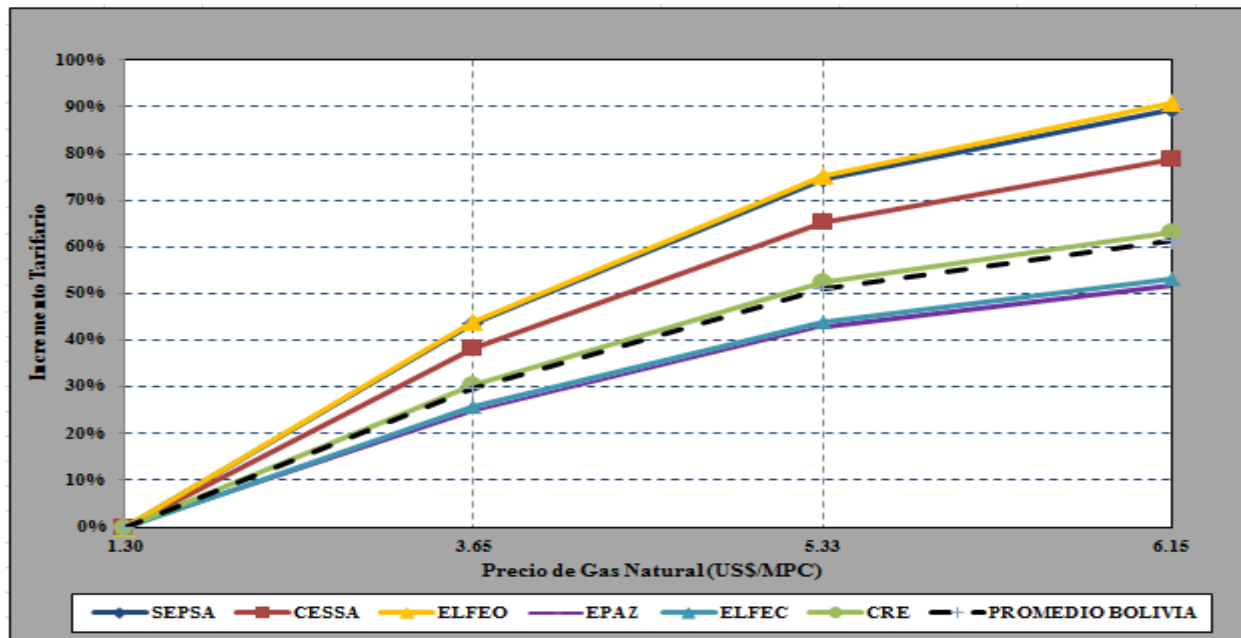
Tabla 3.5.

Incremento Tarifario Promedio a Consumidor Final a Nivel Nacional para cada Escenario de Precio de Gas Natural.

CONCEPTO	ESCENARIO			
	1	2	3	4
PRECIO DE GAS NATURAL (US\$/MPC)	1.30	3.65	5.33	6.15
INGRESOS (s/IVA) (Bs)				
Cargos Fijos	78,880,676	102,659,821	119,619,346	127,951,000
Energia	1,953,990,470	2,528,767,752	2,938,704,659	3,140,093,110
Potencia de Punta	291,865,523	306,245,424	359,293,914	385,354,883
Potencia Fuera de Punta	8,134,745	10,785,662	12,676,322	13,605,141
Bajo Factor de Potencia	7,935,808	10,410,247	12,175,041	13,042,027
Otros	3,719,101	3,719,101	3,719,101	3,719,101
Total	2,284,526,323	2,962,588,007	3,446,188,382	3,683,765,261
COSTOS (Bs)				
Costos de Compra de Electricidad	1,223,617,389	1,901,679,073	2,385,279,448	2,622,856,327
Energia	489,943,939	1,168,005,623	1,651,605,998	1,889,182,877
Potencia	386,393,346	386,393,346	386,393,346	386,393,346
Peaje	347,280,104	347,280,104	347,280,104	347,280,104
Costos de Distribucion	610,383,175	610,383,175	610,383,175	610,383,175
Costos de Consumidores	187,091,190	187,091,190	187,091,190	187,091,190
Total	2,021,091,754	2,699,153,438	3,182,753,813	3,420,330,692
UTILIDAD (Bs)	263,434,569	263,434,569	263,434,569	263,434,569
Patrimonio Afecto a la Concesion (Bs)	2,530,123,259	2,530,123,259	2,530,123,259	2,530,123,259
Tasa de Retorno	10.41%	10.41%	10.41%	10.41%
INCREMENTO TARIFARIO	0.00%	29.73%	50.93%	61.35%

Grafico 3.4.

Incremento de Tarifas a Consumidor Final a Nivel Nacional para cada Escenario de Precio de Gas Natural



Obsérvese que a nivel nacional, con un precio de gas semejante al precio de exportación las tarifas se incrementarían en un 60% en promedio. Es posible advertir que se tiene un gran problema en lo que respecta al efecto del alza de las tarifas en las regiones más deprimidas del País Este punto debe ser atendido con urgencia para poder sincerar el precio del gas natural y hacer atractiva las inversiones en centrales hidroeléctricas.

Capítulo 4.

MEDIDAS DE MITIGACION DEL INCREMENTO DE LAS TARIFAS A CONSUMIDOR FINAL

4.1. Determinación del Excedente de Dinero Generado para YPFB en cada escenario de Precio de Gas Natural.

El consumo de gas natural en el sector eléctrico para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) durante el 2009 fue de 37,669.5 Millones de pies cúbicos (MMPC)¹. Esta cantidad de gas consumido disgregado de manera mensual y por central termoeléctrica se muestra en la Tabla 4.1.y en la Grafico 4.1.

Tabla 4.1.

Volumen de gas consumido por cada central termoeléctrica en Bolivia: 2009.
(MMPC)

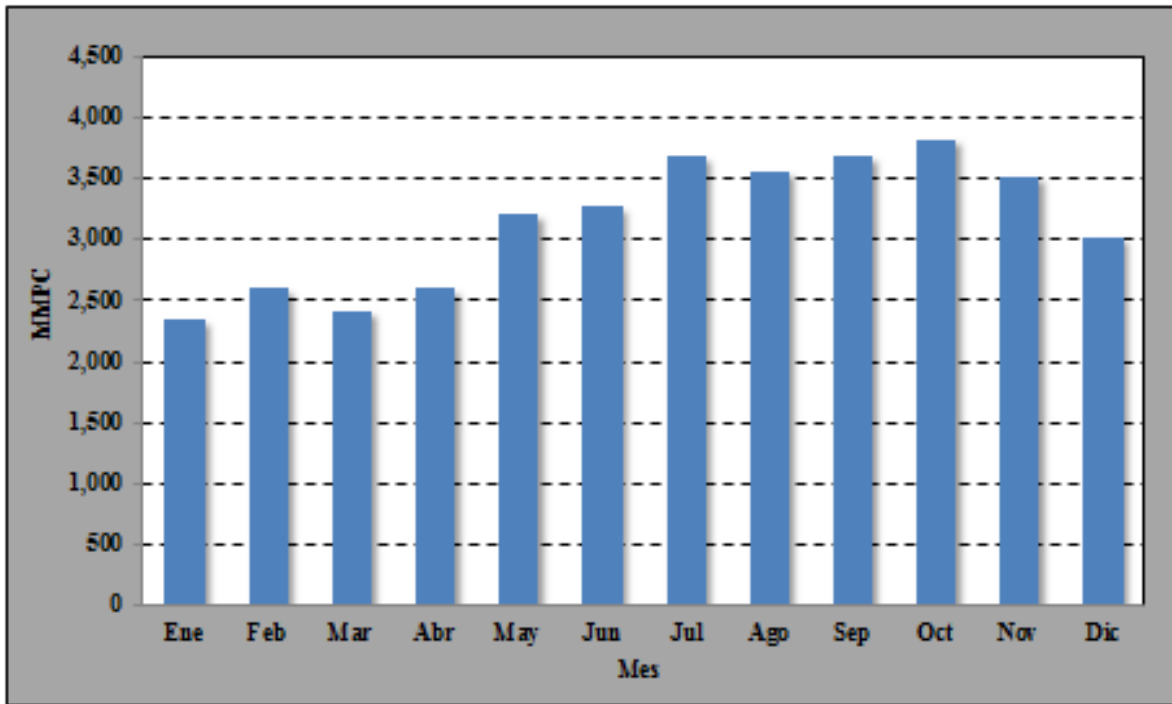
Mes	Guaracachi	Santa Cruz	Bulo Bulo	Carrasco	V Hermoso	Aranjuez	Kenko	Karachipampa	Total
Enero	1,209		483	352	36	164	2	95	2,341.4
Febrero	1,121		469	502	222	165	30	89	2,597.8
Marzo	982		500	490	167	180	4	92	2,414.8
Abril	1,160		479	432	225	178	19	98	2,591.3
Mayo	1,483		513	388	477	186	58	102	3,207.0
Junio	1,540	133	359	386	454	213	74	104	3,264.1
Julio	1,384	231	446	733	448	178	146	109	3,676.0
Agosto	1,235	252	525	753	439	85	155	110	3,553.6
Septiembre	1,254	341	524	710	508	82	151	109	3,678.7
Octubre	1,231	342	535	776	471	207	151	106	3,818.0
Noviembre	1,116	268	512	661	534	191	120	109	3,511.4
Diciembre	1,132	113	498	662	284	188	40	99	3,015.4
Total	14,848	1,680	5,843	6,844	4,267	2,017	949	1,221	37,669.5

Fuente: *Elabora con datos del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).*

¹ *Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC): Estadísticas 2009.*

Grafico 4.1.

Volumen de gas consumido por el SIN de Bolivia: 2009.



Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB): Boletín Estadístico 2009.

El subsidio que da YPFB al sector eléctrico para mantener un precio de 1.3 US\$/MPC se traduce en un ingreso que la Estatal Boliviana del petróleo deja de percibir de parte de las generadoras termoeléctricas en Bolivia. Se sabe que del ingreso bruto que percibe YPFB por la actividad petrolífera a precio internacional el 16% se pierde en subsidios al consumidor en el mercado interno². Se trata de alrededor de 686 millones de dólares americanos que se pierden y no se convierten en excedente del upstream que su vez podría aumentar los recursos obtenidos del impuesto directo a los hidrocarburos (IDH), regalías y participaciones departamentales, los respectivos impuestos de Ley y la utilidad neta de YPFB según se establece en la Ley de Hidrocarburos 3058 y en el Decreto Supremo 28701 de Nacionalización de los Hidrocarburos. Por tanto es necesario reducir el subsidio al gas natural para el sector eléctrico de forma de disminuir los gastos de YPFB y lograr mayores recursos para el Estado en lo que respecta impuestos y regalías que podrían ser invertidos de mejor manera en actividades mucho más provechosas para el País.

² J.C. Guzmán, M. C. Crespo, T. Genuzio: "Uso Productivo del Excedente Hidrocarburífero".

Para el efecto se determinó el monto pagado por las termoeléctricas a YPFB al precio actual de gas natural de 1.3 US\$/MPC. Se repitió el mismo ejercicio para los demás escenarios ya definidos y se encontró el monto de dinero excedente generado para YPFB en cada escenario de precio de gas natural respecto del primero. Los resultados se muestran en la Tabla 4.2. Adviértase por ejemplo que para el Escenario 2, con un precio de 3.18 US\$/MPC (s/IVA) a YPFB se le tendría que pagar un monto de US\$ 119,619,597 que significa un monto extra de US\$ 77,053,027 para la empresa respecto del primer escenario. De la misma forma el Escenario 4 presenta un excedente de US\$ 158,965,423.

Tabla 4.2.

Excedente Generado para YPFB en los cuatro escenarios de Precio de Gas Natural.

Escenario	Precio Gas Natural (US\$/MPC)		Vol. Comercializado (MPC)	Monto Pagado por las Termoelectricas		Excedente Generado para YPFB	
	c/IVA	s/IVA		(US\$)	(Bs)	(US\$)	(Bs)
1	1.30	1.13	37,663,531	42,566,571	300,945,654	-	-
2	3.65	3.18	37,663,531	119,619,597	845,710,551	77,053,027	544,764,898
3	5.33	4.63	37,663,531	174,546,294	1,234,042,301	131,973,724	933,096,647
4	6.15	5.35	37,663,531	201,531,993	1,424,831,192	158,965,423	1,123,885,538

Ahora sería interesante ver si con este excedente logrado para la empresa se podría mitigar de alguna manera el incremento a las tarifas a consumidor final para cada escenario definido de precio de gas natural.

4.2. Propuestas para paliar la subida de las tarifas a consumidor final para cada Escenario de precio de Gas Natural.

Para analizar alguna medida para mitigar el incremento a las tarifas a consumidor final es necesario desglosar el ingreso que reciben las distribuidoras por nivel de tensión y tipo de consumidor. Exactamente lo mismo se debe hacer con la energía que estas empresas venden a sus clientes, información que se muestra en el Anexo C del presente documento. De esta manera es posible calcular una tarifa promedio por tipo de consumidor y evaluar su incremento real bajo cada escenario de precio de gas natural.

4.2.1. Empleo del Excedente logrado para YPFB en el subsidio todas las tarifas de electricidad: Propuesta de Subsidio General.

El incremento tarifario así como los costos de suministro de electricidad y la utilidad a la que tiene derecho todas las empresas distribuidoras a nivel nacional se muestran en la Tabla 4.3. Esta fue elaborada sumando los costos de suministro y la utilidad para hallar los ingresos que requieren las distribuidoras para cubrir sus gastos en cada escenario y hallando la diferencia porcentual de dichos ingresos con el registrado en el primer escenario. Nótese que en promedio las distribuidoras en Bolivia presentaron una tasa de retorno de 10.4% para el año 2009 (Escenario 1). Asimismo el incremento tarifario promedio a consumidor final en Bolivia para mantener una tasa de retorno del 10.4% de las empresas distribuidoras resulto de 29.73%, 50.93% y 61.35% para los Escenarios 2, 3 y 4 respectivamente.

Tabla 4.3.

Incremento Tarifario Promedio a Consumidor Final en cada Escenario de precio de Gas Natural a nivel Nacional.

CONCEPTO	ESCENARIO			
	1	2	3	4
PRECIO DE GAS NATURAL (US\$/MPC)	1.30	3.65	5.33	6.15
INGRESOS (s/IVA) (Bs)				
Cargos Fijos	78,880,676	102,659,821	119,619,346	127,951,000
Energia	1,953,990,470	2,528,767,752	2,938,704,659	3,140,093,110
Potencia de Punta	231,865,523	306,245,424	359,293,914	385,354,883
Potencia Fuera de Punta	8,134,745	10,785,662	12,676,322	13,605,141
Bajo Factor de Potencia	7,935,808	10,410,247	12,175,041	13,042,027
Otros	3,719,101	3,719,101	3,719,101	3,719,101
Total	2,284,526,323	2,962,588,007	3,446,188,382	3,683,765,261
COSTOS (Bs)				
Costos de Compra de Electricidad	1,223,617,389	1,901,679,073	2,385,279,448	2,622,856,327
Energia	489,943,939	1,168,005,623	1,651,605,998	1,889,182,877
Potencia	386,393,346	386,393,346	386,393,346	386,393,346
Peaje	347,280,104	347,280,104	347,280,104	347,280,104
Costos de Distribucion	610,383,175	610,383,175	610,383,175	610,383,175
Costos de Consumidores	187,091,190	187,091,190	187,091,190	187,091,190
Total	2,021,091,754	2,699,153,438	3,182,753,813	3,420,330,692
UTILIDAD (Bs)	263,434,569	263,434,569	263,434,569	263,434,569
Patrimonio Afecto a la Concesion (Bs)	2,530,123,259	2,530,123,259	2,530,123,259	2,530,123,259
Tasa de Retorno	10.41%	10.41%	10.41%	10.41%
INCREMENTO TARIFARIO	0.00%	29.73%	50.93%	61.35%
MONTO A SUBSIDIAR (Bs)	-	678,061,684	1,161,662,059	1,399,238,938
EXCEDENTE DE YPFB (Bs)	-	544,764,898	933,096,647	1,123,885,538
DIFERENCIA (Bs)	-	(133,296,786)	(228,565,412)	(275,353,400)

Las últimas filas de la Tabla 4.3 se muestran el monto de dinero que se debería subsidiar para que las tarifas de electricidad bajen a los niveles registrados en el Escenario 1 y el monto extra con el que contaría YPFB para lograr este acometido y subsidiar estas tarifas en cada escenario. Es evidente que ese excedente de dinero es insuficiente para subsidiar los ingresos de los distribuidores hasta los valores registrados el 2009, por lo cual esta propuesta de Subsidio General es inviable.

Esto se debe a que el 2009 la generación hidroeléctrica alcanzó un valor del 40% y la termoeléctrica el 60% ³. Es decir del total de energía que requiere el sistema eléctrico nacional, poco más de la mitad fue cubierto con energía proveniente del gas natural, y el resto por hidroelectricidad cuyo costo de producción es nulo.

4.2.2. Empleo del Excedente logrado para YPFB en el subsidio a parte de las tarifas de Electricidad: Subsidio Discriminatorio.

Esta propuesta se basa en subsidiar parte de las tarifas de electricidad a consumidor final y no a todas, por lo que es necesario determinar a qué consumidores subsidiar la electricidad y a cuáles no. Para el efecto se volvió a determinar el costo de suministro de electricidad para cada escenario de precio de gas natural y para cada distribuidora modificando solo el costo de compra de energía eléctrica. La utilidad empleada en cada escenario es la misma a la registrada en la gestión 2009 (Escenario 1). Sin embargo esta vez el ingreso que requiere cada distribuidora para cubrir sus costos y su utilidad fue determinado, a partir de los formularios ISE-210, por categoría tarifaria.

Las categorías tarifarias de cada distribuidora en Bolivia se dividen en primer lugar en función al nivel de tensión al cual cada consumidor está conectado. Los niveles de tensión son Alta, Media y Baja Tensión (AT, MT y BT). Posteriormente las categorías tarifarias se dividen en función al tipo de consumo de energía y potencia del cliente: Domiciliaria (o Residencial), General, Industrial, Alumbrado Público, Agricultura, etc. Los resultados se muestran de la Tabla 4.4a a la

³ *Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC). "Memoria Anual 2009- Resultados de la Operación".*

Tabla 4.4f para cada empresa de Distribución. En cada una de estas Tablas es posible ver la cantidad de clientes que cada empresa distribuidora presenta en sus respectivas categorías tarifaria. El aumento en las tarifas se muestra en la última fila de cada tabla y este es prorrateado en forma proporcional a la participación del ingreso que representa cada categoría en el ingreso total.

Tabla 4.4a.

Incremento Tarifario a Consumidor final para cada Escenario de Precio de Gas Natural en la CRE.

CONCEPTO	ESCENARIO				No de Clientes
	1	2	3	4	
INGRESOS (s/IVA) (Bs)					
Alta Tension					
Industrial II	2,732,608	3,567,089	4,162,249	4,454,631	1
Total	2,732,608	3,567,089	4,162,249	4,454,631	1
Media Tension					
Domiciliaria	2,259,053	2,948,920	3,440,940	3,682,653	442
General I	34,199,497	44,643,303	52,091,931	55,751,195	300
General II	32,072,041	41,866,167	48,851,436	52,283,068	369
Industrial I	6,934,539	9,052,201	10,562,539	11,304,518	350
Industrial II	175,359,555	228,910,673	267,103,867	285,866,920	722
Granjero	5,744,211	7,498,372	8,749,457	9,364,074	345
Alumbrado	20	26	30	32	1
Especial	5,687,434	7,424,256	8,662,976	9,271,517	20
Agua Pot.	19,278,696	25,166,004	29,364,891	31,427,665	111
Total	281,535,044	367,509,923	428,828,066	458,951,643	2,660
Baja Tension					
Domiciliaria	386,746,763	504,851,087	589,084,272	630,465,252	337,966
General I	54,555,657	71,215,807	83,097,992	88,935,317	300,798
General II	145,713,188	190,210,929	221,947,164	237,538,127	10,704
Industrial I	7,854,397	10,252,965	11,963,647	12,804,049	22,297
Industrial II	2,267,898	2,960,466	3,454,413	3,697,073	1,059
Granjero	16,443,364	21,464,822	25,046,176	26,805,576	31
Alumbrado	41,513,474	54,190,815	63,232,422	67,674,265	2,715
Especial	1,676,846	2,188,919	2,554,135	2,733,554	154
Agua Pot.	3,915,354	5,111,020	5,963,782	6,382,715	10
Total	660,686,941	862,446,831	1,006,344,003	1,077,035,927	675,734
Otros Ingresos					
Total	-	-	-	-	-
TOTAL	944,954,593	1,233,523,843	1,439,334,318	1,540,442,202	678,395
COSTOS (Bs)					
Costos de Compra de Electricidad	464,087,223	752,656,473	958,466,948	1,059,574,832	
Costos de Distribucion	272,957,107	272,957,107	272,957,107	272,957,107	
Costos de Consumidores	84,253,969	84,253,969	84,253,969	84,253,969	
TOTAL	821,298,299	1,109,867,549	1,315,678,024	1,416,785,908	
UTILIDAD (Bs)	123,656,294	123,656,294	123,656,294	123,656,294	
Patrimonio Afecto a la Concesion	1,160,851,025	1,160,851,025	1,160,851,025	1,160,851,025	
Tasa de Retorno	10.65%	10.65%	10.65%	10.65%	
INCREMENTO TARIFARIO	0.00%	30.54%	52.32%	63.02%	

Tabla 4.4b.

Incremento Tarifario a Consumidor final para cada Escenario de Precio de Gas Natural en ELFEC.

CONCEPTO	ESCENARIO				No de Clientes
	1	2	3	4	
INGRESOS (sin IVA) (Bs)					
Alta Tension					
Industrial II	799,239	1,004,611	1,151,084	1,223,042	1
Total	799,239	1,004,611	1,151,084	1,223,042	1
Media Tension					
Residencial	421,343	529,611	606,829	644,764	131
General I	296,910	373,203	427,617	454,348	66
General II	27,671,467	34,781,923	39,853,172	42,344,508	406
Industrial I	5,938,767	7,464,792	8,553,168	9,087,851	389
Industrial II	55,734,326	70,055,810	80,270,035	85,287,947	221
CF	104,041	130,775	149,843	159,210	20
Agricultura	1,994,419	2,506,905	2,872,415	3,051,978	666
Agua Potable	5,409,061	6,798,973	7,790,272	8,277,264	49
Reventa	2,692,227	3,384,021	3,877,415	4,119,804	1
Total	100,262,561	126,026,014	144,400,766	153,427,674	1,949
Baja Tension					
Domiciliaria	197,324,915	248,029,496	284,192,509	301,958,203	310,689
General I	51,276,610	64,452,640	73,849,916	78,466,487	36,542
General II	28,409,711	35,709,866	40,916,409	43,474,212	2,778
Industrial I	15,153,307	19,047,099	21,824,190	23,188,483	4,879
Industrial II	1,110,661	1,396,057	1,599,604	1,699,599	15
CF	611,811	769,022	881,146	936,229	270
Agricultura	604,313	759,597	870,347	924,755	414
Agua Potable	3,471,103	4,363,037	4,999,173	5,311,686	689
Alumbrado Publico	36,950,912	46,445,813	53,217,671	56,544,461	114
Total	334,913,343	420,972,625	482,350,965	512,504,115	356,390
Otros Ingresos					
Total	-	-	-	-	-
TOTAL	435,975,143	548,003,250	627,902,816	667,154,831	358,340
COSTOS (Bs)					
Costos de Compra de Electricidad	205,759,034	317,787,140	397,686,706	436,938,722	
Costos de Distribucion	128,007,888	128,007,888	128,007,888	128,007,888	
Costos de Consumidores	49,024,395	49,024,395	49,024,395	49,024,395	
TOTAL	382,791,317	494,819,423	574,718,989	613,971,005	
UTILIDAD (Bs)	53,183,826	53,183,826	53,183,826	53,183,826	
Patrimonio Afecto a la Concesion (Bs)	526,572,539	526,572,539	526,572,539	526,572,539	
Tasa de Retorno	10.10%	10.10%	10.10%	10.10%	
INCREMENTO TARIFARIO	0.00%	25.70%	44.02%	53.03%	

Tabla 4.4c.

Incremento Tarifario a Consumidor final para cada Escenario de Precio de Gas Natural en ELECTROPAZ.

CONCEPTO	ESCENARIO				No de Clientes
	1	2	3	4	
INGRESOS (s/IVA) (Bs)					
Alta Tension					
Industrial II	1,140,440	1,425,874	1,629,449	1,729,458	1
SEYSA-EMPRELPAZ	17,729,806	22,167,298	25,332,161	26,886,953	6
SOBOCE	25,533,586	31,924,241	36,482,119	38,721,254	1
Total	44,403,833	55,517,413	63,443,729	67,337,666	8
Media Tension					
Residencial	581,418	726,938	830,724	881,710	50
General I	1,464,314	1,830,809	2,092,196	2,220,607	34
General II	48,926,533	61,172,073	69,905,715	74,196,265	253
Industrial I	1,327,912	1,660,268	1,891,907	2,013,757	63
Industrial II	49,743,393	62,193,380	71,072,836	75,435,019	200
Mineria	336,485	420,702	480,767	510,274	1
GIT	422,796	528,615	604,086	641,163	9
Seyso-Emprelpaz	1,709,921	2,137,887	2,443,117	2,593,066	9
Total	104,512,772	130,670,672	149,326,748	158,491,861	679
Baja Tension					
Residencial	267,980,982	335,052,399	382,888,404	406,388,652	381,838
General I	83,377,335	104,245,368	119,128,657	126,440,326	40,793
General II	44,989,069	56,249,124	64,279,908	68,225,167	918
Industrial I	5,465,313	6,833,195	7,808,782	8,288,056	1,835
Industrial II	7,303,116	9,130,970	10,434,615	11,075,052	94
Mineria	-	-	-	-	0
Alumbrado Publico	38,026,460	47,543,884	54,331,806	57,666,488	6
Total	447,142,275	559,054,940	638,872,173	678,083,741	425,484
Otros Ingresos					
Total	-	-	-	-	
TOTAL	596,058,880	745,243,025	851,642,649	903,913,268	426,171
COSTOS (Bs)					
Costos de Compra de Electricidad	343,051,410	432,235,555	538,635,179	650,905,798	
Costos de Distribucion	148,678,636	148,678,636	148,678,636	148,678,636	
Costos de Consumidores	39,706,655	39,706,655	39,706,655	39,706,655	
TOTAL	531,436,701	680,620,846	787,020,470	839,291,089	
UTILIDAD (Bs)	64,622,179	64,622,179	64,622,179	64,622,179	
Patrimonio Afecto a la Concesion	639,823,555	639,823,555	639,823,555	639,823,555	
Tasa de Retorno	10.100%	10.100%	10.100%	10.100%	
INCREMENTO TARIFARIO	0.00%	25.03%	42.88%	51.65%	

Tabla 4.4d.

Incremento Tarifario a Consumidor final para cada Escenario de Precio de Gas Natural en ELFEO.

CONCEPTO	ESCENARIO				No de Clientes
	1	2	3	4	
INGRESOS (\$/IYA) (Bs)					
Alta Tension					
Total	-	-	-	-	0
Media Tension					
Residencial	-	-	-	-	0
General I	250,377	360,467	438,985	477,557	22
General II	1,792,559	2,580,742	3,142,882	3,419,043	34
Industrial I	31,068	44,729	54,472	59,259	1
Industrial II	19,532,444	28,120,807	34,246,113	37,255,273	77
Mineria	34,750,835	50,030,683	60,928,423	66,282,122	40
TESA	311,919	449,069	546,886	594,940	1
Otros	15,119,717	21,767,816	26,509,306	28,838,644	131
Total	71,788,920	103,354,312	125,867,066	136,926,837	306
Baja Tension					
Residencial	35,298,776	50,819,551	61,889,124	67,327,238	58,860
General I	8,239,771	11,862,776	14,446,739	15,716,155	5,063
General II	5,768,400	8,304,750	10,113,700	11,002,378	532
Industrial I	150,995	217,386	264,738	288,000	77
Industrial II	916,003	1,318,767	1,606,022	1,747,141	12
Mineria	258,941	372,796	453,999	493,891	7
Alumbrado Publico	8,135,084	11,712,058	14,263,191	15,516,479	42
Otros	-	-	-	-	0
Total	58,767,968	84,608,084	103,037,512	112,091,282	64,593
Otros Ingresos					
Total	221,846	221,846	221,846	221,846	
TOTAL	130,778,734	188,184,241	229,126,424	249,239,964	64,899
COSTOS (Bs)					
Costos de Compra de Electricidad	96,975,067	154,380,575	195,322,757	215,436,298	
Costos de Distribucion	17,598,277	17,598,277	17,598,277	17,598,277	
Costos de Consumidores	4,624,127	4,624,127	4,624,127	4,624,127	
TOTAL	119,197,471	176,602,979	217,545,161	237,658,702	
UTILIDAD (Bs)	11,581,262	11,581,262	11,581,262	11,581,262	
Patrimonio Afecto a la Concesion	105,166,784	105,166,784	105,166,784	105,166,784	
Tasa de Retorno	11.01%	11.01%	11.01%	11.01%	
INCREMENTO TARIFARIO	0.00%	43.97%	75.33%	90.74%	

Tabla 4.4e.

Incremento Tarifario a Consumidor final para cada Escenario de Precio de Gas Natural para CESSA.

CONCEPTO	ESCENARIO				No de Clientes
	1	2	3	4	
INGRESOS (s/IVA) (Bs)					
Alta Tension					
GDST	-	-	-	-	0
Total	-	-	-	-	0
Media Tension					
Residencial	92,175	127,382	152,492	164,828	402
General I	71,211	98,411	117,810	127,340	397
General II	743,860	1,027,381	1,230,618	1,330,167	215
Industrial I	-	-	-	-	0
Industrial II	2,448,263	3,383,388	4,050,328	4,377,974	192
FANCESA	24,877,192	34,379,147	41,156,037	44,485,299	12
Alumbrado Publico	-	-	-	-	0
Total	28,232,701	39,016,308	46,707,285	50,485,608	1,218
Baja Tension					
Residencial	28,927,412	39,976,367	47,856,593	51,727,887	638,577
General I	3,444,402	13,051,734	15,624,520	16,888,444	74,733
General II	8,298,820	11,468,591	13,729,304	14,839,918	4,522
Industrial I	795,343	1,099,128	1,315,791	1,422,290	5,681
Industrial II	2,025,917	2,799,725	3,351,613	3,622,737	328
FANCESA	-	-	-	-	0
Alumbrado Publico	5,878,986	8,124,492	9,726,009	10,512,781	252
Total	55,370,880	76,520,039	91,603,830	99,013,998	724,093
Otros Ingresos					
Total	490,448	490,448	490,448	490,448	
TOTAL	84,094,029	116,026,795	138,801,563	149,990,054	725,311
COSTOS (Bs)					
Costos de Compra de Electricidad	46,944,169	78,876,935	101,651,703	112,840,193	
Costos de Distribucion	24,872,393	24,872,393	24,872,393	24,872,393	
Costos de Consumidores	5,591,651	5,591,651	5,591,651	5,591,651	
TOTAL	77,408,212	109,340,978	132,115,746	143,304,237	
UTILIDAD (Bs)	6,685,817	6,685,817	6,685,817	6,685,817	
Patrimonio Afecto a la Concesion	61,024,307	61,024,307	61,024,307	61,024,307	
Tasa de Retorno	10.96%	10.96%	10.96%	10.96%	
INCREMENTO TARIFARIO	0.00%	38.2%	65.4%	78.8%	

Tabla 4.4f.

Incremento Tarifario a Consumidor final para cada Escenario de Precio de Gas Natural en SEPSA.

CONCEPTO	ESCENARIO				No de Clientes
	1	2	3	4	
INGRESOS (\$/IYA) (Bs)					
Alta Tension					
San Bartolome	14,255,382	20,447,033	24,862,979	27,032,388	1
Total	14,255,382	20,447,033	24,862,979	27,032,388	1
Media Tension					
Residencial	-	-	-	-	0
General I	-	-	-	-	0
General II	-	-	-	-	0
Industrial	31,387,267	45,019,341	54,742,300	59,519,468	179
Pozos y Bomvas	-	-	-	-	0
DDI - COMSUR-Caballo Blanco	3,278,704	4,702,769	5,718,426	6,217,385	1
PTS - ARISUR	86,516	124,093	150,893	164,059	1
PTS - COMSUR-COMCO	98,165	140,802	171,211	186,150	1
Total	34,850,652	49,987,604	60,783,429	66,087,062	182
Baja Tension					
Residencial	22,119,283	31,726,521	38,578,500	41,944,651	67,343
General I	7,958,438	11,415,087	13,880,404	15,091,533	7,711
General II	4,889,099	7,012,619	8,527,135	9,271,166	332
Industrial I	-	-	-	-	0
Industrial II	-	-	-	-	0
Alumbrado Publico	5,585,283	8,011,182	9,741,357	10,591,335	13
Total	40,552,102	58,165,409	70,727,396	76,898,685	75,399
Otros Ingresos					
Total	3,006,807	3,006,807	3,006,807	3,006,807	
TOTAL	92,664,944	131,606,853	159,380,612	173,024,942	75,582
COSTOS (Bs)					
Costos de Compra de Electricidad	66,800,487	105,742,396	133,516,155	147,160,485	
Costos de Distribucion	18,268,874	18,268,874	18,268,874	18,268,874	
Costos de Consumidores	3,890,393	3,890,393	3,890,393	3,890,393	
TOTAL	88,959,753	127,901,663	155,675,422	169,319,752	
UTILIDAD (Bs)	3,705,190	3,705,190	3,705,190	3,705,190	
Patrimonio Afecto a la Concesion	36,685,050	36,685,050	36,685,050	36,685,050	
Tasa de Retorno	10.10%	10.10%	10.10%	10.10%	
INCREMENTO TARIFARIO	0.00%	43.43%	74.41%	89.63%	

La empresa distribuidora que más ingresos logra es la CRE. Esto se debe a que tiene más clientes en su área de concesión y a que la remuneración por parte de la categoría Industrial I y II en AT y MT es importante. Caso semejante sucede con EPAZ cuyo cliente más importante es la empresa cementera Sociedad Boliviana de Cemento (SOBOCE), la más grande del País. Las empresas ELFEO y SEPSA, a pesar de presentar una reducida cantidad de clientes en su área de concesión, tienen importantes ingresos por parte de la categoría Industrial II y Minera.

En ese sentido convendría analizar la posibilidad de subsidiar a todos los clientes regulados del sistema eléctrico Boliviano menos a los Industriales II y Mineros en AT y MT. Por el contrario los consumidores en la categoría Domiciliaria, General y Alumbrado Público tanto en BT como MT gozarían de tarifas de electricidad subsidiadas así como los pequeños industriales de la categoría Industrial I y II en BT y I en MT. De esta forma se evitaría perjudicar el desarrollo de la pequeña y mediana industria en el País y a los consumidores residenciales y comercio en general a quienes les afectaría duramente un alza de las tarifas. Los resultados de esta discriminación en el subsidio de las tarifas de electricidad se muestran en la Tabla 4.5.

Tabla 4.5.
Incremento Tarifario a los Usuarios sin Subsidiar para cada Escenario de Precio de Gas Natural.

CONCEPTO		ESCENARIO					No de Clientes
		1	2	3	4	5	
PRECIO GAS NATURAL (c/IVA) (US\$/MPC)		1.30	3.65	5.33	6.15		
INGRESOS (c/IVA) (Bs)							
CRE	Usuarios sin Subsidiar	183,779,597	233,902,018	273,929,091	299,593,069	1,093	
	Usuarios a Subsidiar	761,174,996	993,621,824	1,159,405,227	1,240,849,133	677,302	
	Total	944,954,593	1,233,523,843	1,439,334,318	1,540,442,202	678,395	
ELFEC	Usuarios sin Subsidiar	56,533,565	71,060,421	81,421,120	86,510,989	611	
	Usuarios a Subsidiar	379,441,579	476,942,829	546,481,696	580,643,843	357,728	
	Total	435,975,143	548,003,250	627,902,816	667,154,831	358,339	
ELECTROPAZ	Usuarios sin Subsidiar	76,753,905	95,964,197	109,665,170	116,396,006	265	
	Usuarios a Subsidiar	519,304,975	649,278,828	741,977,479	787,517,262	425,906	
	Total	596,058,880	745,243,025	851,642,649	903,913,268	426,171	
ELFEO	Usuarios sin Subsidiar	54,505,125	78,373,335	95,396,381	103,759,241	118	
	Usuarios a Subsidiar	76,273,609	109,810,906	133,730,043	145,480,724	64,781	
	Total	130,778,734	188,184,241	229,126,424	249,239,964	64,899	
CESSA	Usuarios sin Subsidiar	27,815,902	38,252,983	45,696,813	49,353,721	204	
	Usuarios a Subsidiar	56,278,127	77,773,812	93,104,750	100,636,333	725,107	
	Total	84,094,029	116,026,795	138,801,563	149,990,054	725,311	
SEPSA	Usuarios sin Subsidiar	52,112,841	73,441,443	88,653,216	96,126,257	183	
	Usuarios a Subsidiar	40,552,102	58,165,409	70,727,396	76,898,685	75,399	
	Total	92,664,944	131,606,853	159,380,612	173,024,942	75,582	
TOTAL DISTRIBUIDORAS	Usuarios sin Subsidiar	451,500,934	596,994,398	700,761,792	751,739,282	2,474	
	Usuarios a Subsidiar	1,833,025,388	2,365,593,608	2,745,426,590	2,932,025,979	2,326,223	
	Total	2,284,526,323	2,962,588,007	3,446,188,382	3,683,765,261	2,328,697	
COSTOS (Bs)							
Costos de Compra de Electricidad		1,223,617,389	1,901,679,073	2,385,279,448	2,622,856,327		
Costos de Distribucion		610,383,175	610,383,175	610,383,175	610,383,175		
Costos de Consumidores		187,091,190	187,091,190	187,091,190	187,091,190		
TOTAL DISTRIBUIDORAS		2,021,091,754	2,699,153,438	3,182,753,813	3,420,330,692		
UTILIDAD (Bs)		263,434,569	263,434,569	263,434,569	263,434,569		
Total Patrimonio Afecto a la Concesion		2,530,123,259	2,530,123,259	2,530,123,259	2,530,123,259		
Tasa de Retorno Promedio		10.4%	10.4%	10.4%	10.4%		
INCREMENTO TARIFARIO		-	32.2%	55.2%	66.5%		
MONTO A SUBSIDIAR (Bs)		-	532,568,220	912,401,202	1,099,000,590		
EXCEDENTE DE YPFB (Bs)		-	544,764,898	933,096,647	1,123,885,538		
DIFERENCIA (Bs)		-	12,196,678	20,695,445	24,884,948		

En la tabla mencionada se puede observar que el monto de dinero a subsidiar para hacer que las tarifas de electricidad bajen al nivel registrado el 2009 (Escenario 1) es menor. El excedente generado para YPFB es suficiente para subsidiar las tarifas. El incremento tarifario que se muestra corresponde solo a los usuarios que no gozarían de subsidio alguno. Se genera además un ahorro de dinero en cada escenario para la empresa petrolera Estatal, que si bien no es grande, puede ser utilizado para otros fines más productivos. El Escenario 2 muestra el monto a subsidiar alcanza un valor de Bs. 532,568,220 y el excedente generado para YPFB es de Bs. 544,764,898 que es más que suficiente para cubrir el monto a subsidiar. La diferencia de Bs. 12,196,678 representaría un ahorro que se traduce en un ingreso extra para la empresa que provendría del pago de las termoeléctricas por concepto de gas natural al precio de 3.65 US\$/MPC (c/IVA). El mismo análisis se puede realizar para los escenarios 3 y 4, para los cuales los ingresos extras de YPFB alcanzan un valores de Bs. 20,695,445 y Bs. 24,884,948 respectivamente, con lo que se mejoraría las recaudaciones de los impuestos de Ley de la petrolera, sin mencionar la mejora en la utilidad de la propia empresa.

Bajo esta propuesta, el valor de las tarifas a consumidor final en promedio presentarían los valores que se muestran en el Grafico 4.2 y en la Tabla 4.6. Puede verse que las categorías Industrial en AT y MT, dentro las cuales se encuentran las categorías Minería e Industrial II, llegan a elevarse hasta en un 65% en el Escenario 4, es decir para un precio de gas natural de 6.15 US\$/MPC. El valor del resto de las tarifas se mantiene constante, por lo que la propuesta de subsidio discriminatorio es válida.

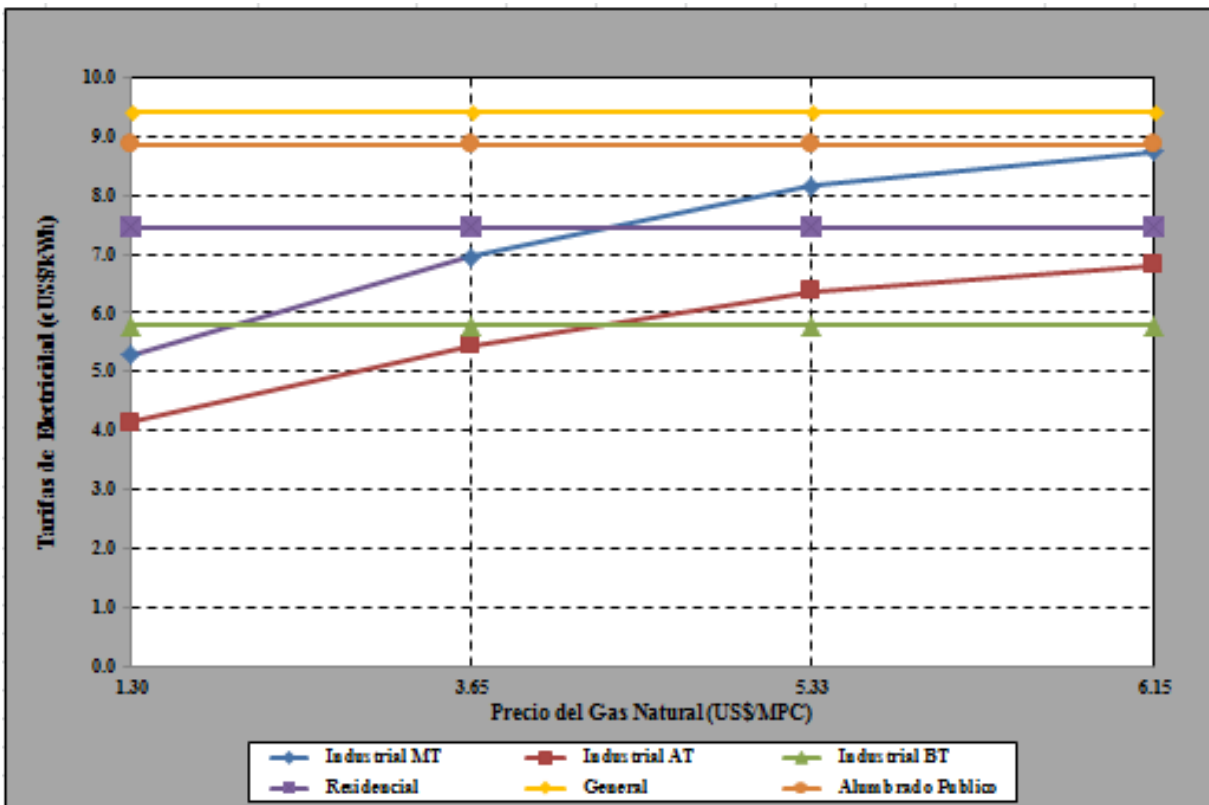
Tabla 4.6.

Tarifas de Electricidad Promedio a Nivel Nacional para cada Escenario de Precio de Gas Natural.
(cUS\$/kWh)

Concepto	ESCENARIO			
	1	2	3	4
PRECIO DE GAS NATURAL (US\$/MPC)	1.30	3.65	5.33	6.15
Tarifas (cUS\$/kWh)				
Industrial AT	4.15	5.44	6.37	6.82
Industrial MT	5.30	6.96	8.16	8.74
Industrial BT	5.78	5.78	5.78	5.78
General	9.41	9.41	9.41	9.41
Residencial	7.45	7.45	7.45	7.45
Alumbrado Publico	8.88	8.88	8.88	8.88

Grafico 4.2.

Tarifas de Electricidad Promedio a Nivel Nacional para cada escenario de Precio de Gas Natural.



Capítulo 5.

IMPACTO DE LA PROPUESTA DE SUBSIDIO DISCRIMINATORIO DE LAS TARIFAS DE ELECTRICIDAD Y BARRERAS REGULATORIAS PARA SU IMPLEMENTACION

5.1. Impacto de la propuesta Subsidio Discriminatorio en sectores estratégicos del País.

La propuesta de Subsidio Discriminatorio establece en líneas generales que los grandes consumidores industriales de la categoría Industrial II y Minería en AT y MT paguen lo que realmente cuesta generar la electricidad y beneficiar a los demás clientes finales con tarifas subsidiadas, especialmente a la categoría domiciliaria y a la pequeña industria. El subsidio correría a cargo de YPFB, pero con el beneficio de que sería menor el monto de dinero que la Estatal gastaría en comparación con lo que gasta actualmente subsidiando el gas natural. Al hacer esto se promovería la instalación de centrales hidroeléctricas en el sistema, se reduciría el riesgo de sufrir racionamientos de electricidad, se disminuiría el consumo de gas natural en el tiempo y así se generarían precios de energía más bajos y por ende tarifas de electricidad módicas, menores y accesibles.

Sin embargo es todavía necesario realizar un análisis del impacto que esta propuesta tendría en grandes sectores productivos, así como en sectores estratégicos del País que últimamente han estado tomando fuerza en el desarrollo de Bolivia. Además es preciso analizar las posibles barreras regulatorias con las que la propuesta podría encontrarse, en caso de aplicarse, para ver qué pasos se podrían seguir para eliminar dichos obstáculos.

5.1.1. Sector Cementero.

Las empresas cementeras más importantes del País son la Sociedad Boliviana de Cemento (SOBOCE), la Fábrica Nacional de Cemento S.A. (FANCESA) y la Compañía Boliviana de Cemento (COBOCE). SOBOCE suministra el 42.8% de la demanda de cemento de Bolivia y cuenta con cuatro plantas productoras: WARNES en Santa Cruz, EMISA en Oruro, VIACHA en La Paz y EL PUENTE en Tarija. Por su parte FANCESA es la segunda mayor productora de cemento en Bolivia satisfaciendo el 27.9% de la demanda nacional. Tanto SOBOCE como FANCESA compran energía eléctrica de empresas de distribución, es decir, son consumidores regulados. COBOCE es la tercera empresa en importancia y opera en Cochabamba, comprando electricidad directamente del MEM.

El 2009 SOBOCE, FANCESA y COBOCE produjeron en total 33,650,171 bolsas de cemento. El costo de la electricidad en el que incurrieron estas empresas por cada bolsa o tonelada de cemento producida se muestra en la Tabla 5.1. Se sabe que la elevación del precio de gas natural generara automáticamente una elevación del precio de energía, por lo que la Tabla mencionada muestra también los costos de electricidad de cada empresa determinados para los escenarios de precio de gas definidos anteriormente.

Tabla 5.1.

Costo de la Electricidad Promedio en la Producción de Cemento en Bolivia: 2009.

Empresa	Cemento Producido 2009		Escenario de Precio de Gas Natural							
	Tons.	Bolsas	1		2		3		4	
			Bs/Bolsa	US\$/Ton	Bs/Bolsa	US\$/Ton	Bs/Bolsa	US\$/Ton	Bs/Bolsa	US\$/Ton
SOBOCE-Viacha	607,014	12,140,283	2.42	6.84	3.02	8.55	3.45	9.77	3.67	10.37
FANCESA	625,578	12,511,568	1.99	5.62	2.75	7.77	3.29	9.31	3.56	10.06
COBOCE	449,916	8,998,320	1.41	3.98	2.03	5.73	2.47	6.97	2.68	7.59
Total	1,682,509	33,650,171								

Fuente: Elaborado con datos del Instituto Boliviano del Cemento y el Hormigón (IBCH) y del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

Puede apreciarse por ejemplo que SOBOCE en VIACHA pago el 2009 Bs. 2.42 en electricidad por cada bolsa de cemento producida o lo que es lo mismo US\$6.84 por tonelada de cemento

producida. Este mismo valor se eleva para los demás escenarios, llegando a Bs 3.67 la bolsa para el Escenario 4, lo que representa un aumento importante. Sin embargo cabe resaltar que en Chile producir una tonelada de cemento requiere un gasto de US\$ 20 dólares de electricidad, en Perú un gasto de US\$ 10¹, por lo tanto una subida en el precio del gas natural en el País no haría que el cemento pierda mucha competitividad frente a sus pares de otros países. Esta afirmación puede ser todavía respaldada con el hecho de que en el proceso de producción de cemento en muchas empresas se emplean hornos a gas, por lo que el costo de producción de algunas cementeras, como SOBOCE, depende más del precio y la disponibilidad del gas natural y no tanto de la electricidad. Valga la pena notar también que COBOCE, consumidor no regulado que compra electricidad en el mercado mayorista, presenta un costo de electricidad por unidad producida de cemento mucho más bajo que los de su competencia.

Convendría entonces evaluar el nivel de eficiencia de estas empresas y las tarifas a las cuales estarían sometidas para cada escenario de precio de gas natural. Los resultados se muestran en la Tabla 5.2.

La Tabla 5.2.

**Tarifas de Electricidad Promedio de Cementeras en cada escenario de precio de Gas Natural (c/IVA).
(Bs/kWh)**

Empresa	Eficiencia (kWh/Ton)	Escenario de Precio de Gas Natural (US\$/MPC)			
		1,30	3,65	5,33	6,15
SOBOCE-Viacha	136,4	0,36	0,71	0,97	1,09
FANCESA	104,6	0,44	0,88	1,20	1,36
COBOCE	110,2	0,29	0,42	0,51	0,56

Fuente: Elaborado con datos del Instituto Boliviano del Cemento y el Hormigón (IBCH), del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) y la Autoridad para la Fiscalización y Control Social de la Electricidad (AE.).

Los valores de eficiencia energética de las cementeras son los correspondientes al 2009. Note que COBOCE presenta una mejor eficiencia de consumo de energía eléctrica que SOBOCE y además tarifas de electricidad más bajas que las de sus competidores, según se resaltó.

¹ *La Tercera de Chile: "Expertos prevén cuarta alza de tarifas eléctricas en el año y firmas piden subsidios permanentes".05/09/2010.*

Por otro lado la subida de precios de gas natural, que representa al mismo tiempo una subida a las tarifas de electricidad afectaría sin duda el precio del cemento en el mercado interno, las tarifas de electricidad para SOBOCE, en el Escenario 4, subiría de 0.36 a 1.09 Bs/kWh, lo que equivale a un aumento de 70 centavos de boliviano. De la misma forma FANCESA tendría un aumento en su tarifa de 90 centavos de boliviano. COBOCE presenta un aumento de tan solo 27 centavos. Si bien los aumentos en las tarifas varían de empresa a empresa estos pueden mitigarse de dos maneras.

La primera es incentivando a que las cementeras en el País se conviertan en consumidores no regulados y así puedan comprar energía del mercado mayorista a un menor precio y haciendo contratos con los generadores Este es precisamente el caso de COBOCE, que consigue buenos precios de energía en el mercado mayorista mientras que las demás empresas mantienen su condición de consumidores regulados y deben estar sujetas a la fijación tarifaria de sus distribuidoras.

Respecto de la segunda medida, se puede observar que SOBOCE y FANCESA vendieron el 2009 casi la misma cantidad de bolsas de cemento, sin embargo la segunda fue mucho más eficiente en el uso de energía eléctrica contando con un consumo de 104.6 kWh/Ton lo cual sin duda le ayudo a mantener una tarifa de electricidad baja. En este marco las empresas de cemento, particularmente SOBOCE, podrían optar por seguir políticas de uso más eficiente de energía con lo que podrían mitigar el impacto del alza del precio del gas en sus tarifas de electricidad.

5.1.2. Sector Minero.

Existen importantes empresas mineras en el País, operando especialmente en Potosí y Oruro, que están experimentando una buena coyuntura económica. Los minerales que se producen y se exportan en Bolivia son el Zinc, Estaño, Plomo, Oro, Plata, Manganeso y Cadmio entre los más importantes. La cotización de estos y otros metales se muestran en la Tabla 5.3.

Tabla 5.3.

Cotización Internacional de los Minerales: 1995-2010.

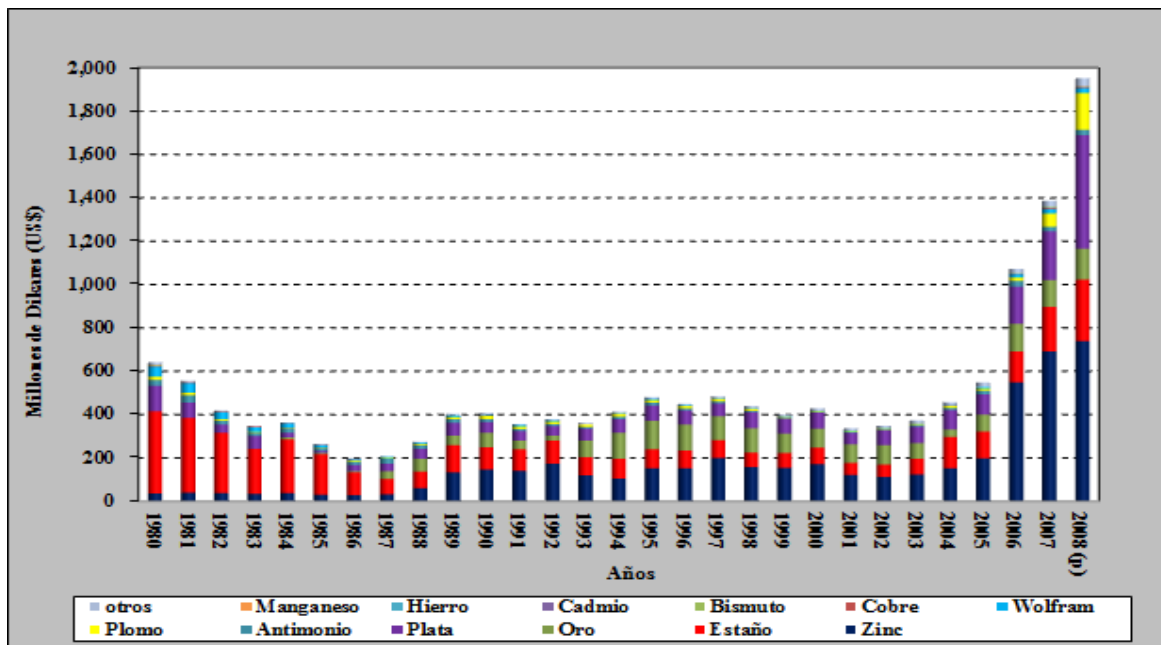
AÑO	COBRE	ORO	ZINC	PLATA	PLOMO	ESTAÑO
	Ctvs.US\$/lb	US\$/OzTr	Ctvs.US\$/lb	US\$/OzTr	Ctvs.US\$/lb	Ctvs.US\$/lb
1995	133.18	384.52	46.78	5.19	28.62	281.82
1996	104.14	388.25	46.52	5.19	35.12	279.62
1997	103.28	331.56	59.75	4.89	28.32	256.09
1998	75.02	294.48	46.46	5.54	23.98	251.30
1999	71.32	279.17	48.82	5.25	22.80	245.07
2000	82.24	279.37	51.16	5.00	20.59	246.57
2001	71.60	271.23	40.17	4.39	21.60	203.40
2002	70.74	310.13	35.32	4.63	20.53	184.18
2003	80.70	363.62	37.54	4.91	23.36	222.03
2004	129.99	409.85	47.53	6.69	40.21	383.13
2005	166.87	445.47	62.68	7.34	44.29	334.84
2006	304.91	604.58	148.56	11.57	58.50	398.29
2007	322.93	697.41	147.07	13.42	117.03	659.47
2008	315.51	872.72	85.04	15.01	94.83	839.60
2009	233.52	973.62	75.05	14.68	77.91	615.83
2010	342.28	1225.29	98.18	20.19	97.61	926.63

Fuente: Ministerio de Minería y Metalurgia de Bolivia.

La excelente coyuntura de precios de los minerales ha hecho que las exportaciones de zinc, plomo, plata y oro se incrementen significativamente en los últimos años, como se puede ver en el Grafico 5.1.

Grafico 5.1.

Exportaciones Bolivianas de Minerales: 1980-2008.



Fuente: "Estadísticas del Sector Minero-Metalúrgico 1980-2008". Ministerio de Minería y Metalurgia de Bolivia.

Esta situación ha generado por ejemplo que la Empresa Minera Huanuni (EMH) lograra 40 millones de dólares de ganancias el 2010, en comparación a los 3 millones de dólares logrados el 2009, lo que ha hecho que sus ejecutivos estén considerando instalar un tercer ingenio que demandaría una inversión de 50 millones de dólares y tendría una capacidad de tratamiento de 3,000 toneladas ². La minera produce actualmente un promedio de 1,400 toneladas por día de estaño.

Por otro lado la mina de plata, zinc y plomo San Cristóbal en Bolivia, controlada por el grupo empresarial japonés SUMITOMO, es una de las explotaciones de plata a cielo abierto más grandes del mundo, procesa diariamente 40,000 toneladas de materiales para producir unas 1,600 toneladas de concentrados minerales, generando anualmente ganancias cercanas a los 1,000 millones de dólares³. Esta empresa opera en el departamento de Potosí, consumió 397.1 GWh de energía el 2009 y es un consumidor no regulado que compra energía del mercado mayorista. La empresa es fuente de cerca de la mitad de las exportaciones mineras del País.

Como puede verse la situación de la minería privada y estatal, esta última manejada por la Corporación Minera de Bolivia (COMIBOL), es actualmente muy buena por lo que este sector debería estar en condiciones de pagar lo que realmente cuesta generar electricidad.

Al igual que con las cementeras se podría facilitar a las empresas mineras a que se hagan consumidores no regulados y concreten contratos de suministro con generadores. Asimismo, un programa agresivo de uso eficiente de energía podría mejorar las instalaciones de las empresas mineras estatales principalmente, de forma que su consumo sea más eficiente.

² *La Prensa de Bolivia: "Huanuni logra \$US. 40 millones de ganancia" 16/02/2011.*

³ *Página Web de la Empresa: http://www.minerasancristobal.com/es/?page_id=32. Accedida el 24/05/2011.*

5.1.3. Sector de Hidrocarburos: YPFB.

Según se mostró en la Tabla 4.5 bajo los tres últimos escenarios de precios de gas natural se lograría generar un ahorro para YPFB ya que la empresa petrolera Estatal recibiría mayores recursos por la venta de gas natural al sector eléctrico de los que recibe actualmente. Si bien este monto no es muy grande, puede aumentar ya que al promover la instalación de centrales hidroeléctricas a futuro menor gas natural se utilizará en el mercado interno y también menor será el subsidio que tendrá que pagar YPFB para mantener las tarifas en niveles aceptables para la población.

Por otro lado las abruptas nacionalizaciones y la falta de seguridad jurídica para el sector han hecho que las inversiones en exploración y desarrollo de campos de gas se reduzcan drásticamente. El reporte elaborado por la empresa D'Golyer & MacNaughton, realizado el 2005, indica que Bolivia poseía 26,7 TCFs de reservas probadas y 22 TCFs de reservas probables ⁴. Esto la situaba como segunda potencia gasífera en la región superada solamente por Venezuela.

Sin embargo, el informe de 2009, a cargo de la compañía Ryder Scott, establece que Bolivia tiene sólo 8,35 TCP reservas probadas, cifra similar a las reservas del Perú en el campo de Camisea que alcanzan un valor de 8,8 TCP⁵. A falta de un nuevo informe oficial el Gobierno ha desarrollado la estrategia de hidrocarburos en base al informe de D'Golyer & MacNaughton. Es más en base a las reservas de dicho informe Bolivia decidió realizar importantes inversiones para la exportación de gas natural, comprometiéndose a vender a Argentina hasta 27 millones de metros cúbicos diarios y planeando mantener los volúmenes de exportación a Brasil, que rondan los 30 millones de metros cúbicos diarios, sin mencionar que ese País está pensando en incrementar los niveles de compra del carburante a Bolivia.

Al 2009 YPFB produjo 34.04 MMm³/día de los cuales 6.21 fueron destinados al mercado interno (3.21 para el sector eléctrico concretamente), 4.66 para la Argentina y 22.38 MMm³/día para Brasil.

⁴ *Plan de Inversiones 2009-2015: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).*

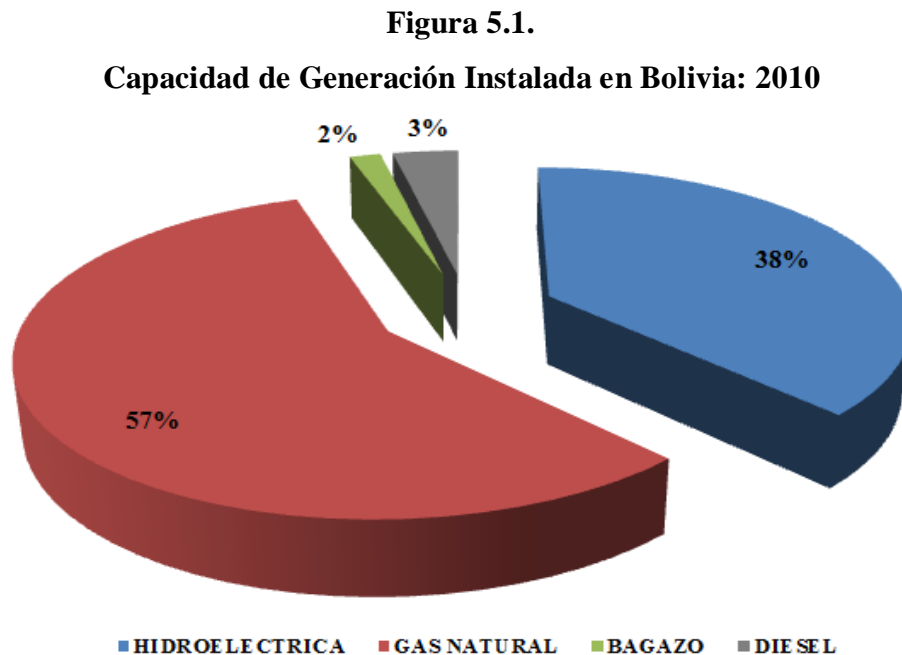
⁵ *BBC News: "Reservas de gas natural de Bolivia se reducen a la tercera parte". 26/10/2010.*

Sin duda esta es una situación preocupante ya que si el nivel de reservas probadas no aumenta difícilmente se podrá cumplir con los contratos de exportación si es que no se quiere racionar el mercado interno del País. Si se libera el precio de gas natural para el sector eléctrico, el incentivo al desarrollo de proyectos hidroeléctricos lograría reducir en gran manera la dependencia que tiene el sector de electricidad del gas natural y más bien utilizar este para cumplir con los compromisos de exportación.

5.1.4. Sector Eléctrico.

a) Matriz de Electricidad en el SIN.

La matriz de electricidad de Bolivia al 2010 presento una capacidad instalada de 1,271.18 MW de los cuales el 57% está representado por turbinas de gas y el 38% por hidroelectricidad, según se puede apreciar en la Figura 5.1. Como puede verse el gas natural es todavía vital para la generación de electricidad.



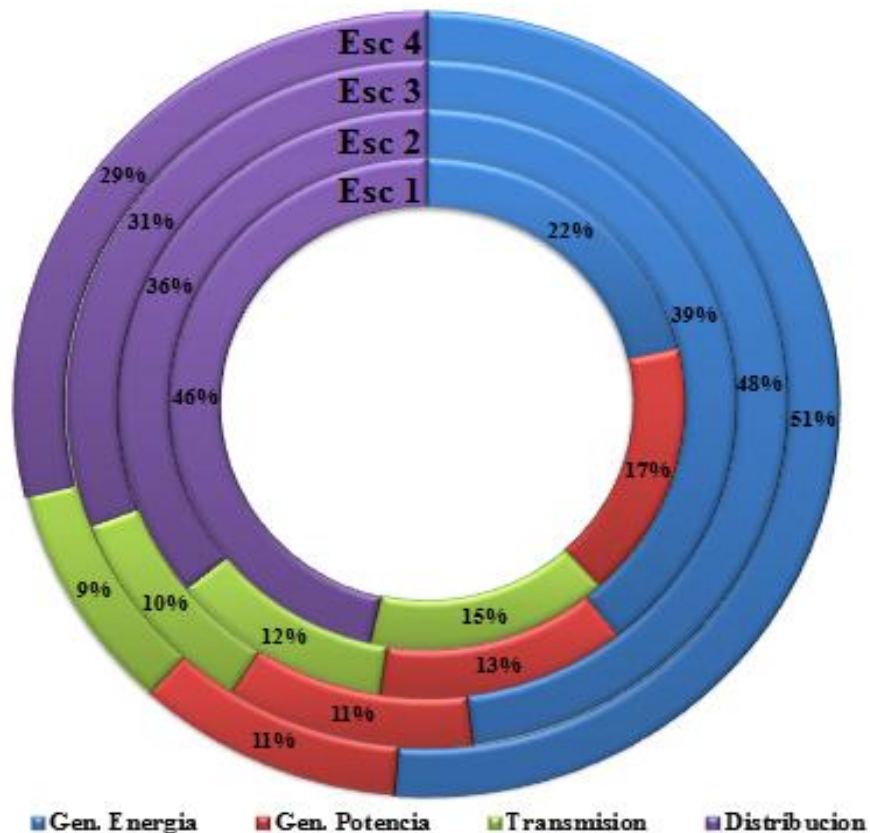
Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

Por otro lado la Figura 5.2 muestra el porcentaje de las tarifas que pagan los consumidores finales en Bolivia que se destina al pago de la generación de potencia y energía, el pago de peaje a los transmisores y el pago al distribuidor. Actualmente, Escenario 1, el 46% de las tarifas de electricidad se destina al pago de las empresas distribuidoras, el 15% al pago de los transmisores y el 39% al pago de los generadores. Respecto a este último pago, el 22% solamente se destina al pago por la energía generada.

Es evidente que las distribuidoras reciben la mayor parte del dinero que pagan los consumidores finales por el suministro de electricidad. Una forma de lograr que las tarifas de electricidad bajen en este escenario implicaría que la AE ejerza un mayor control sobre las empresas distribuidoras ajustando mejor su metodología de tarifación, que se basa en un híbrido entre la tasa de retorno y el Price-Cap.

Figura 5.2.

Porcentaje de las Tarifas a Consumidor Final que se destina al pago de la Generación, Transmisión y Distribución para cada Escenario de Precio de Gas Natural.



Bajo las condiciones actuales esto generaría los siguientes resultados:

- Una mayor regulación implicaría el requerimiento de información extra con más detalle. Las empresas distribuidoras saben mejor que el regulador cómo funciona el negocio de la distribución por lo que cualquier información que este requiera para que ejercer la función reguladora necesariamente debe ser entregada por las empresas que lo harán de la forma y en tiempo que más les convenga. Esta situación puede desembocar en la captura de la AE por parte de las empresas distribuidoras, que al verse en el peligro de realizar su función sin el apoyo de las empresas a las que está regulando, caerá en manos de estas.
- El periodo de revisión ordinaria de tarifas es de cuatro años, después del cual una nueva tasa de retorno es determinada. Una empresa distribuidora, uno o dos años antes que se cumpla el periodo anteriormente mencionado, puede comenzar a inflar sus inversiones en su área de concesión, por ejemplo instalando un transformador de 500 kVA en un punto de su red donde en realidad solo se necesitaba uno de 200 kVA. De esta forma la empresa puede conseguir que para el siguiente periodo tarifario estas inversiones se le reconozcan y por tanto pueda recibir un mayor ingreso, situación que inevitablemente va a afectar a los usuarios que serán los que tienen que pagar estos excesos a pesar de que la metodología de Price-Cap es aplicada. A este fenómeno se lo conoce como el efecto Averch-Johnson y es típico de sectores de servicios que no tienen incentivos para operar eficientemente.
- Si bajo cualquier motivo y en las condiciones presentes del mercado, sea por intervención del gobierno, la empresa privada o ambos, se decide ejecutar un plan agresivo de construcción de centrales hidroeléctricas esto tendría un efecto muy limitado en la reducción de las tarifas a consumidor final. Como puede verse en el anterior grafico la generación de energía solo representa el 22% de las tarifas de electricidad, por lo que la reducción no sería significativa y el esfuerzo seria vano.
- Finalmente debe tomarse en cuenta que cualquier esfuerzo extra de regulación implica mayor gasto por parte del Regulador, y los resultados de dicha regulación no necesariamente justificarían la realización del mencionado esfuerzo.

Sin embargo los anteriores resultados podrían modificarse sustancialmente si se decide elevar el precio de gas natural. Si el precio del combustible para el sector eléctrico sube hasta un nivel tal que iguale al precio de exportación del mismo al Brasil, el 29% de las tarifas de electricidad se destinarían al pago de la distribución y el 51% al pago de la generación de energía, según se puede ver en la Figura 5.2. Esto cambia las cosas pues hace que la variable generación de energía sea determinante para la definición de las tarifas de electricidad. Dicha variable, al ser una variable más manejable que el costo de distribución, reaccionaría de mejor manera a un plan de ejecución de centrales hidroeléctricas ya que se tendría una mayor incidencia en la reducción de las tarifas de electricidad. Si esto se complementa ajustando la metodología de tarifación entonces se lograría realmente bajar las tarifas de los consumidores. Por ejemplo se puede hacer que los periodos de revisión ordinaria sean más largos, digamos cinco años, con lo que se daría más tiempo a los factores de eficiencia “X” de hacer su trabajo de lograr incentivar a las distribuidoras a que bajen sus costos de suministro y por tanto reducir las tarifas a sus clientes finales.

b) Plan de Emergencia 2011 de ENDE.

El 18 de Marzo del 2011 ENDE emitió el Plan de Emergencia, elaborado en coordinación con el CNDC, en el que realiza análisis técnico, financiero y legal de las medidas que la empresa Estatal piensa realizar para evitar los posibles racionamientos previstos para la gestión 2011.

Dicho informe resultó del hecho de que a principios de la mencionada gestión una de las unidades de ciclo combinado sufrió un desperfecto debido a una falla importante registrada al momento de realizar pruebas de operación en la misma. Esto implica que las unidades con esta tecnología estarán disponibles recién el próximo año, con lo que al realizar un balance de demanda-oferta se evidencia un déficit de reserva rotante en el sistema. Se prevé además que otras unidades de grandes del sistema (Carrasco, Guaracachi, Yanacachi) entraran en mantenimiento lo que no solo acentuaría el problema de la reserva rotante, sino ocasionaría déficits en el suministro de electricidad. Ver Tabla 5.4. y Grafico 5.2.

Tabla 5.4.

Balance de Oferta-Demanda en el SIN de Bolivia: 2011.

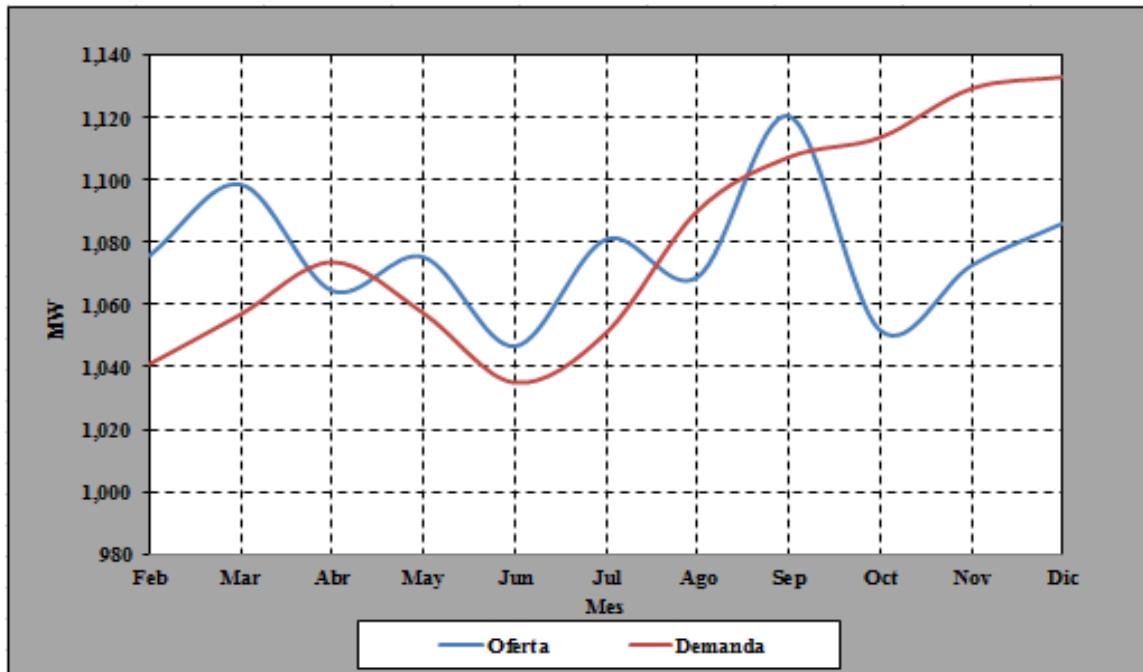
(MW)

Concepto	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Oferta	1,075.7	1,098.6	1,064.5	1,075.3	1,046.7	1,081.0	1,068.9	1,120.5	1,051.7	1,072.7	1,086.2
Demanda	1,040.9	1,056.9	1,073.7	1,057.3	1,035.0	1,051.0	1,090.1	1,107.4	1,113.7	1,129.4	1,133.1
Reserva	34.8	41.7	(9.2)	18.0	11.7	30.0	(21.2)	13.1	(62.0)	(56.7)	(46.9)
Reserva Mínima	107.6	109.9	106.5	107.5	104.7	108.1	106.9	112.1	105.2	107.3	106.6

Fuente: Elaborado en base al Plan de Emergencia. Empresa Nacional de Electricidad (ENDE).

Grafico 5.2.

Balance de Oferta-Demanda en el SIN de Bolivia: 2011.



Fuente: Elaborado en base al Plan de Emergencia. Empresa Nacional de Electricidad (ENDE).

La falta de generación de respaldo para encarar estas exigencias energéticas muestra nuevamente las pocas inversiones en materia de generación que se realizaron en los últimos años. Los racionamientos se podrían dar los meses de Septiembre, Octubre, Noviembre y Diciembre del 2011, llegando a 62 MW en el mes de Octubre. Para evitar esto el plan prevé la instalación de 160 MW adicionales de potencia de generación que deberían entrar en operación inmediatamente. El detalle de las centrales térmicas a instalarse se muestra en la Tabla 5.5.

Tabla 5.5.

Centrales Térmicas a instalarse para evitar los racionamientos de Electricidad: 2011.

Central	Ubicacion	Fuente	Potencia (MW)		Fecha Ingreso
			Efectiva	ISO	
1	Moxos-Trinidad	Diesel	15.0	15.0	Abril 2011
2	El Alto-La Paz	Gas Natural	20.0	33.1	Agosto 2011
3	Cercado-Cochabamba	Gas Natural	40.0	60.4	Octubre 2011
4	Moxos-Trinidad	Diesel	5.0	5.0	Noviembre 2011
5	Tarija	Gas Natural	40.0	48.6	Diciembre 2011
6	Santa Cruz	Gas Natural	40.0	55.4	Diciembre 2011
	Total		160.0	217.5	

Fuente: Plan de Emergencia. Empresa Nacional de Electricidad (ENDE).

Sobre lo que se tiene que reflexionar en esta situación primero, es que actualmente no hay suficiente oferta de generación de energía eléctrica y que si no se adoptan medidas a tiempo y radicales, se terminaran produciendo cortes programados, que ocasionaran gran descontento de la población.

Las medidas adoptadas en el plan son la adquisición de plantas generadoras de segunda mano alimentadas con gas natural y diesel. Ambos combustibles son subvencionados por el Estado con la intención de mantener tarifas bajas de consumo eléctrico a todos los clientes. Estas tarifas son artificialmente sostenidas y no responden a la realidad económica del País, por lo que al instalar estas centrales mayor será la subvención que tendrá que sostener el Estado, particularmente YPFB, lo que no evitara la subida de las tarifas de electricidad en el futuro.

Al analizar la parte financiera del plan se observa que la instalación de estas centrales y de equipos de transmisión demandara una inversión de 175 Millones de dólares americanos. ENDE solicito un préstamo por el monto mencionado al Banco Central de Bolivia (BCB) el cual fue aprobado por la entidad en Abril de la presente gestión a 20 años plazo, con 5 años de gracia y una tasa de interés del 1% anual. La evaluación del proyecto arroja un Valor Actual Neto (VAN) negativo a pesar de las ventajas del crédito. La razón de esto es que el valor de los ingresos por venta de energía es bajo y a que la inversión especifica empleada de 774 US\$/kW es sumamente elevada considerando que los equipos que se planea instalar son de segunda mano. Según el Plan

el mercado eléctrico solo puede financiar 55% del total de la inversión y el restante 45% estaría siendo cubierto por recursos ajenos al mismo, como son los dividendos de las empresas nacionalizadas: CORANI, Guaracachi y Valle Hermoso. Con esta incorporación el VAN recién adquiere valores aceptables. Cabe mencionar que la central termoeléctrica de Entre Ríos de 100 MW, manejada por capitales venezolanos, entro en operación el 2009 y tuvo una inversión específica de 774 US\$/kW con lo que se financio la instalación de equipamiento nuevo.

Es posible advertir entonces que los proyectos del Plan de Emergencia no son rentables y por esa razón ENDE recurre al BCB ya que es poco probable que otra entidad financiera acepte financiar el Plan. El hecho de que la inversión específica sea elevada puede explicarse de alguna manera por la situación de emergencia que se está viviendo actualmente. Es decir es posible razonar que ENDE tendría que incurrir en gastos extras como de transporte por ejemplo, para que los equipos necesarios lleguen a territorio Nacional lo más antes posible y se proceda a su inmediata instalación. Pero el tema de los bajos ingresos es preocupante y representa el segundo aspecto sobre el que hay que reflexionar.

Toda empresa que realiza operaciones en el sector de electricidad en Bolivia requiere generar un ingreso que le permita cubrir sus costos de operación y el capital de inversión en un periodo de tiempo. Es decir un proyecto será financieramente viable si sus ingresos totales superar los costos totales en un determinado periodo de tiempo⁶, digamos un año:

$$I_{Total} \geq G_{total} \quad (25)$$

Como ya se mencionó anteriormente el ingreso de una empresa generadora está dada por la energía y la potencia vendida a sus clientes y al mercado:

$$I_{Total} = I_e + I_p \quad (7)$$

⁶ ¿Es la Hidroelectricidad viable en Bolivia?. A. Zannier.2009

Sabemos de las ecuaciones (5) y (6) que los ingresos por potencia y energía están dados por las siguientes expresiones.

$$I_p = P_{cap} * p_p * 12 * 1000 \quad (5)$$

$$I_e = P_{cap} * FP * 8760 * p_e \quad (6)$$

Donde: I_p = Ingreso Anual por Potencia (US\$).

I_e = Ingreso Anual por Energía (US\$).

P_{cap} = Capacidad Remunerada (MW).

p_p = Precio de la Potencia (US\$/kW-mes).

p_e = Precio de la Energía (US\$/MWh).

FP = Factor de Planta.

I_{Total} = Ingreso Total Anual(US\$).

G_{Total} = Costo de compra de gas natural (US\$).

Los costos en los que incurre una generadora térmica están dados por los costos de compra de gas natural, operación, mantenimiento y los costos de remuneración del capital invertido:

$$G_{Total} = C_g + C_I + C_{OyM} \quad (26)$$

Donde: C_g = Costo de compra de gas natural (US\$).

C_I = Costo de remuneración de capital (US\$).

C_{OyM} = Costo de Operación y Mantenimiento (US\$).

Cada uno de estos costos puede definirse de la siguiente forma:

$$C_g = P_{cap} * FP * 8760 * p_g * HR \quad (27)$$

$$C_I = U + C_{cf} \quad (28)$$

Donde: C_g = Costo de compra de gas natural (US\$).
 C_I = Costo de remuneración de capital (US\$).
 U = Utilidad (US\$)
 HR = Rendimiento de la unidad térmica (Btu/kWh).

El costo de Operación y Mantenimiento incluye conceptos como salarios, pago de las tasas de regulación a la AE y de operación al CNDC, servicios de terceros, materiales, etc. Para efectos de simplificación del análisis este costo puede considerarse fijo e igual a un porcentaje anual de la inversión total:

$$C_{OyM} = I * c \quad (29)$$

El costo de servicio de la deuda puede estimarse como la porción de la inversión financiada con el préstamo multiplicado por el respectivo factor de recuperación de capital y la utilidad de la empresa se puede aproximar como la porción de la inversión realizada con capital propio de la empresa multiplicado por la rentabilidad esperada de la misma. De esta forma tendremos:

$$C_{cf} = I * a * FRC \quad (30)$$

$$U = I * b * ROA \quad (31)$$

Tal que los factores a y b serán complementarios:

$$a + b = 1 \quad (32)$$

Donde: I = Inversión total del Proyecto (US\$).
 FRC = Factor de Recuperación de Capital.
 ROA = Rentabilidad del proyecto sobre la inversión.
 a = Factor de ponderación de la inversión realizada con financiamiento externo.
 b = Factor de ponderación de la inversión realizada con capital propio.
 c = Factor de ponderación del costo de operación y mantenimiento.

Reemplazando las ecuaciones (7) y (26) en la inecuación (25) se tiene la siguiente expresión:

$$I_e + I_p \geq C_g + C_I + C_{OyM} \quad (33)$$

Sustituyendo a su vez las ecuaciones (5), (6), (27), (28) y (29) en la anterior expresión se tiene:

$$P_{cap} * (p_e * FP * 8760 + p_p * 12 * 1000) \geq P_{cap} * FP * 8760 * p_g * HR + I * (a * FRC + b * ROA + c) \quad (34)$$

Haciendo operaciones se logra la siguiente expresión:

$$(FP * 8760 * p_e + p_p * 12 * 1000 - FP * 8760 * p_g * HR) \geq \frac{I}{P_{cap}} (a * FRC + b * ROA + c) \quad (35)$$

Reordenando la inecuación se obtienen que:

$$\frac{I}{P_{cap}} \leq \frac{(p_e * FP * 8760 + p_p * 12 * 1000 - FP * 8760 * HR * p_g)}{a * FRC + b * ROA + c} \quad (36)$$

$$I_{es} \leq \frac{FP * 8760 * (p_e - HR * p_g) + p_p * 12 * 1000}{a * FRC + b * ROA + c} \quad (37)$$

La inecuación (37) expresa una condición para que un proyecto de generación de electricidad logre recibir los ingresos suficientes que le permitan cubrir sus costos de operación y remunerar el capital invertido, tanto propio como financiado. Si esta condición no se cumple se podría afirmar que el proyecto no es rentable.

Es posible relacionar el Plan de Emergencia con la anterior expresión. Los proyectos termoeléctricos en base a gas natural que se describen en el plan pueden caracterizarse según se muestra en la Tabla 5.6. Los valores de Poder Calorífico se estimaron a partir de valores registrados para centrales térmicas de iguales características descritas en el Estudio de Precios de

Nodo Mayo – Noviembre 2010 del CNDC. Los valores de rendimiento de la turbina (Heat Rate - *HR*) se estimaron en función al Manual Gas Turbine Handbook del 2006. Sin embargo los valores de *HR* en la publicación mencionada corresponden a turbinas nuevas operando en condiciones ISO, y como los equipos que se van a comprar son de segunda mano, se elevó el valor del *HR* para que se ajusten un poco más a la realidad. Para el efecto, considerando la altitud (m.s.n.m.) y la temperatura del lugar donde operan las turbinas se determino mediante manuales que la turbina de El Alto La Paz perdería una eficiencia en un 29% mientras que para el resto de las turbinas se calculó una pérdida de eficiencia del 11% en general. Con esto se obtuvo valores de rendimientos más acordes a las turbinas usadas que se comprarán. Finalmente considerando la eficiencia de generación se estimaron los factores de planta que presentarían las unidades del proyecto durante un año.

Tabla 5.6.

Características estimadas de las Unidades Termoeléctricas a Gas comprendidas en el Plan de Emergencia de ENDE.

Proyecto	Pcap (ISO) (MW)	Ie (US\$/kW)	Inversion (US\$)	Modelo	Poder Calorifico Btu/PC	HR (Btu/kWh)		FP
						ISO	Real	
El Alto-La Paz	33.1	774	25,619,400	LM2500+G4	945.2	8,660	12,197	45%
Cercado-Cochabamba	60.4	774	46,749,600	Trent 60 WLE	919.3	8,336	9,262	72%
Tarija	48.6	774	37,616,400	LM6000PC Sprint	950.3	8,434	9,694	68%
Santa Cruz	55.4	774	42,879,600	Trent 60 WLE	950.3	8,336	9,582	72%
Total	197.5		152,865,000					

Fuente: Datos obtenidos a partir del Plan de Emergencia de ENDE, la publicación Gas Turbine Handbook 2006 y el Informe de Mediano Plazo del CNDC.

Se puede observar que todas las inversiones, sin importar el tamaño de la central, presentan el mismo valor de Inversión Especifica (*Ies*) cosa que no ayuda mucho para hacer una correcta evaluación y comparación de los proyectos. Por lo tanto se decidió asumir que todos los proyectos en el Plan de Emergencia representan una sola central termoeléctrica de gas natural de 197,5 MW de potencia con una inversión de US\$ 152,865,000. Los valores de Poder calorífico, eficiencia (*HR*) y Factor de planta (*FP*) se consideraron como un promedio ponderado de los registrados para cada proyecto individualmente. Para tener un punto de comparación, se añadió al análisis la nueva central termoeléctrica de Entre Ríos, de propiedad de ENDE-Andina, que tiene una potencia de 100 MW y una inversión específica de 774 US\$/kW. Las características de

la central se obtuvieron del Informe de Precios de Nodo para el periodo Mayo – Octubre 2010 del CNDC; debido a que la central recién estará cumpliendo un año de operación en el cual fueron entrando en servicio poco a poco cada una de sus 4 turbinas de 25 MW, el factor de planta fue estimado en base a lo que se esperaría de una central de este tipo operando en condiciones normales durante un año.

Por otro lado el año 2009 presento en promedio un costo marginal de energía de 16.96 US\$/MWh y un precio de la potencia de 6.275 US\$/kW-mes⁷. El precio del gas natural para el sector eléctrico se mantuvo en 1.3 US\$/MPC.

Por su parte el Plan indica además que la evaluación del proyecto se realizó para un periodo de 20 años y una tasa de descuento del 12%. Esto generaría un FRC igual a 13%. La rentabilidad (ROA) que se esperaría tenga un proyecto de generación de electricidad en el SIN puede asumirse de 13% también. Con estas consideraciones la inecuación (37) puede reducirse a:

$$I_{es} \leq \frac{FP * 8760 * (p_e - HR * p_g) + p_p * 12 * 1000}{FRC + c} \quad (38)$$

Tal que:

$$I_{es}' = \frac{FP * 8760 * (p_e - HR * p_g) + p_p * 12 * 1000}{FRC + c} \quad (39)$$

Con toda esta información y considerando un porcentaje de factor de operación y mantenimiento del 10% es posible evaluar la condición expresada en la inecuación (38), afirmando que si un proyecto de generación es rentable entonces se cumplirá que $I_{es} \leq I_{es}'$, caso contrario el proyecto resultaría no rentable. Los resultados se muestran en la Tabla 5.7.

⁷ Memoria Anual 2009 del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

Tabla 5.7.

Valores de I_{es} ' del Proyecto del Plan de Emergencia y de la central Entre Ríos bajo las condiciones de mercado del 2009.

Proyecto	Pcap (MW)	Ies (US\$/kW)	pg (US\$/MMBtu)	HR (Btu/kWh)	FP	Ies' (US\$/kW)
Plan de Emergencia	140	774	1,232	9.638	66%	476,9
Entre Rios	100	774	1,230	10.341	70%	460,4

Se pueden extender estos resultados considerando todos los Escenarios de Precio de Gas Natural que se emplearon a lo largo de esta publicación. Los resultados se muestran en la Tabla 5.8.

Tabla 5.8.

Valores de I_{es} ' del Proyecto del Plan de Emergencia y la central Entre Ríos para los distintos Escenarios de Precios de Gas Natural.
(US\$/kW)

Proyecto	Pcap (MW)	Ies (US\$/kW)	Escenarios de Precios de Gas Natural (US\$/MPC)			
			1.30	3.65	5.33	6.15
Plan de Emergencia	140	774	476.9	663.2	796.1	861.4
Entre Rios	100	774	460.4	623.8	740.4	797.7

Es interesante notar que las centrales térmicas del Plan de Emergencia y la Central Entre Ríos, actualmente en operación, no son rentables bajo los precios actuales de gas natural y ni siquiera elevando este precio a 3.65 US\$/MPC debido a que la condición de la inecuación (38) no se cumple. Empieza a cumplirse dicha inecuación para los Escenarios 3 y 4, este último correspondiente a un precio de gas natural igual al de exportación al Brasil.

Ahora si es evidente que esto se debe a los bajos precios de gas natural que se mantiene en el mercado eléctrico y que a su vez genera bajos precios de energía. Este efecto puede verse en la expresión (38). El termino entre paréntesis del numerador expresa la diferencia entre los precios de energía y gas natural. Bajo cada escenario en la misma proporción que el precio de gas natural sube respecto del primer escenario, subirá el precio de la energía eléctrica. Esta situación hace que la mencionada diferencia aumente y por tanto el numerador de la expresión crezca y haga que la inecuación se cumpla, haciendo el proyecto rentable. Bajo las condiciones actuales, si no

se eleva el precio de gas natural, a los generadores térmicos les quedaría recurrir a dos alternativas:

- Solicitar al CNDC y a la AE que se eleve el precio de la potencia (p_p), que se encuentra en el numerador de la inecuación (38).
- Reducir la periodicidad con la que realizan los mantenimientos de sus unidades (c), y por ende, el denominador de la expresión (38).

Al final ambas operaciones generarían que el valor de I_{es} se eleve para cumplir con la condición de rentabilidad. Se puede pensar que en el futuro, a medida que la demanda de energía eléctrica crezca, los precios de energía tenderán también a crecer, con lo que el panorama mejoraría de alguna forma. Sin embargo en cinco años (2006-2010) el consumo de energía eléctrica en el SIN creció en un 35% y en el mismo periodo el precio de la energía creció apenas en un 14%. Se podría esperar que en los siguientes cinco años el precio de energía crezca en un 20%, pero para lograr hacer rentable la instalación de centrales hídricas, obtener tarifas más justas de distribución y reducir la dependencia del gas natural que tiene el sector eléctrico se exigen elevaciones del precio de energía del 181%, 310% y 373% según se vio para cada escenario. Por lo tanto este tema no pasa por el crecimiento de la demanda.

Finalmente cabe mencionar que sería conveniente realizar el mismo análisis considerando las empresas termoeléctricas de Guaracachi y Valle Hermoso que, al igual que CORANI, fueron nacionalizadas y son operadas actualmente por ENDE. Después de lo constatado sobre Entre Ríos, valdría la pena verificar si efectivamente estas empresas estarían en condiciones de generar los suficientes dividendos a futuro para hacer que los proyectos del Plan de Emergencia se hagan rentables.

5.2. Modificaciones necesarias a realizar al Marco Regulatorio para aplicar la Propuesta.

La propuesta de subsidio parcial de las tarifas de electricidad, que beneficia como se indicó a los usuarios domiciliarios, generales y parte de los industriales, enfrenta obstáculos legales que

impedirían su aplicación. Para solucionar este problema se sugiere tener en cuenta los siguientes detalles:

5.2.1. Resolución de la ex - Superintendencia de Electricidad SSDE 183/01.

La resolución del ente regulador SSDE 183/01 tiene el objeto de establecer la metodología de remuneración del servicio de transporte en instalaciones de una empresa Distribuidoras por parte de un consumidor no regulado.

Dicha metodología establece que el consumidor no regulado que requiera del uso de instalaciones de distribución debe presentar al Distribuidor una solicitud detallando los requerimientos técnicos del servicio que solicita y las características de su demanda en periodos diarios, semanales y anuales. Si las instalaciones no están en capacidad de atender la solicitud el distribuidor puede rechazar la solicitud de forma fundamentada.

En la fundamentación del rechazo el distribuidor puede argumentar que se precisa de instalaciones adicionales para atender el requerimiento del consumidor no regulado. En caso que proceda la solicitud el gasto en estas instalaciones de distribución extra debe correr por cargo exclusivamente del solicitante y ejecutadas por la empresa de distribución, bajo previa supervisión y aprobación del ente regulador.

Si el consumidor no regulado acepta esa condición entonces deberá pagar al distribuidor un peaje de distribución por concepto de uso de las instalaciones y un costo de adecuación determinado mensualmente como la diferencia entre el ingreso calculado con tarifas de distribución de régimen y las de transición.

Esta resolución es una de las causas por las que empresas como SOBOCE, FANCESA o la Empresa Minera MANQUIRI, propietaria de la mina San Bartolomé, no hayan podido convertirse en consumidores no regulados. Es indudable que el pago de un peaje por uso de instalaciones de distribución es un derecho que tienen las empresas de distribución, pero no es coherente que estas tengan poder exclusivo en aceptar o denegar solicitudes de ampliación de

instalaciones a empresas que necesitan convertirse en no reguladas. El hecho de que las instalaciones requeridas sean financiadas enteramente por el consumidor no regulado y además del peaje se le cobre un costo de adecuación lo único que hace es encarecer el costo de compra de electricidad de los potenciales consumidores no regulados, razón por la cual preferirán seguir comprando energía de sus distribuidores.

Para solucionar este inconveniente es necesario establecer una nueva metodología de remuneración de los peajes de distribución para Consumidores no Regulados que indique la forma de financiar nuevas instalaciones de distribución y la metodología de pago de peaje por uso de la red de distribución.

5.2.2. Artículo 31 de la Ley de Electricidad 1604.

El Artículo 31 de la Ley de Electricidad 1604 establece que los Distribuidores deberán comprar por medio de contratos al menos el 80% de la potencia de punta bajo su responsabilidad en su zona de concesión, pudiendo comprar el remanente del mercado Spot.

Como se ha visto una de las principales deficiencias del mercado ha sido la ausencia de contratos entre Agentes. A tal punto llegó el problema que a partir de año 2002 se crean los Fondos de Estabilización para el MEM con el objeto de evitar incrementos o decrementos mayores al 1% o menores al 3% en la tarifa final a los Consumidores Regulados.

El Artículo 31 de la Ley establece dicha obligación en el entendido que éstos son necesarios para cubrir riesgos de volatilidad de precios mediante contratos por diferencias, con precios fijos u opciones de precio que cubran a los generadores ante descensos de precios y a los compradores ante aumentos.

La realidad ha mostrado que esta lógica no ha funcionado por el hecho que los Generadores optaron por operar con precios spot que generalmente han sido superiores a los precios de nodo referenciales. Consiguientemente por conveniencia no suscribieron contratos que garanticen a las distribuidoras el suministro a mediano o largo plazo.

En ese sentido es necesario modificar el Artículo en cuestión obligando a las empresas distribuidoras no solo a cubrir su demanda de potencia sino también de energía. Por otro lado conviene analizar la razón por la que los precios spot están siendo mayores a los precios nodales de referencia de tal forma que se elimine el grado de incertidumbre de los Agentes del MEM al momento de realizar contratos

5.2.3. Artículo 87 de la Ley de Hidrocarburos 3058.

En el Título VI, Capítulo I referido a la comercialización de la producción de campo, el Artículo 87 de la Ley de Hidrocarburos establece que bajo ningún caso los precios del mercado interno para el Gas Natural podrán sobrepasar el 50% del precio mínimo del contrato de exportación.

El precio de gas natural de 3.65 US\$/MPC utilizado en el Escenario 2 del presente documento viola este artículo pero muestra una serie de ventajas en lo que respecta a incremento de la capacidad de inversión de las empresas hidroeléctricas en Bolivia y ahorro en el subsidio del gas natural que actualmente viene dando YPFB al sector eléctrico. Estas ventajas son mayores todavía si el precio sube y alcanza precisamente el valor del precio de exportación, que representa el Escenario 4.

Por consiguiente es necesario modificar este Artículo, indicando que el sector eléctrico está excluido de la consideración del mismo y que se definirá una nueva metodología de determinación de precio de gas natural para el sector vía Decreto Supremo.

5.2.4. Decreto Supremo DS 29510 del 9 de Abril del 2008.

El Artículo 2 del DS 29510 establece que el precio del gas natural en punto de entrega al ingreso a la planta termoeléctrica será único y corresponderá al valor máximo de todos los precios declarados para dicho hidrocarburo por los agentes generadores al CNDC para la fijación de Precios de Nodo del período Noviembre 2007– Abril 2008, que de hecho alcanzo un valor de 1.3 US\$/MPC.

Este decreto es el que ha generado una distorsión significativa en el mercado eléctrico, haciendo que los precios de energía se derrumben y las empresas de generación, principalmente hidroeléctricas, tengan dificultades en remunerar sus inversiones. Asimismo ha hecho inviable el desarrollo de importantes proyectos hidroeléctricos, muchos de los cuales están en la cartera de proyectos de ENDE. Por lo tanto es conveniente eliminar este decreto supremo y establecer una metodología de determinación de precio del gas natural para el sector eléctrico. Esta metodología puede ser la basada en el costo de oportunidad o puede ser la detallada en el presente documento; es necesario por lo tanto evaluar las ventajas y desventajas de ambas para tomar una definición al respecto. Por ejemplo la metodología del costo de oportunidad es buena para tener una idea de lo que realmente cuesta producir gas natural, pero es vulnerable a eventos internacionales que al hacer que el precio internacional del petróleo suba, hacen que automáticamente suban los precios de otros combustibles, tal como sucedió a principios de año debido a la convulsión política que se vivió en el medio oriente. La metodología de competencia con centrales hidroeléctricas es excelente a la hora de fijar un precio de gas en función a las necesidades de un sector eléctrico determinado, pero no implica dentro su estructura el costo de producción del gas natural.

5.2.5. Programa Tarifa Dignidad.

El Gobierno de Bolivia, mediante el Decreto Supremo 28653, creo la Tarifa Dignidad, con el propósito de favorecer el acceso y uso del servicio público de electricidad a las familias de menores recursos económicos de todo el País. Se trata de un subsidio a los consumidores de electricidad que tienen bajos ingresos, consistiendo en una reducción del 25% de la tarifa de electricidad a los clientes de la categoría residencial que consumen menos de 70 kWh - 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 (SSAA) con consumos de hasta 30 kWh - mes.

El costo del subsidio es asumido por las empresas generadoras, transportadoras y distribuidoras del SIN, que pagan el monto del subsidio en proporción al cargo que pagan para cubrir sus costos

del CNDC, cargo que es a su vez proporcional al monto de las compras o ventas de electricidad de los agentes. En este esquema no entran los consumidores no regulados.

El 2009 el monto pagado por todos los agentes del mercado alcanzo a Bs. 48,737,009 ⁷. Debido a que los distribuidores tienen clientes que están siendo beneficiados con el programa estas empresas no solo aportan dinero para subsidiar a los sectores de la población favorecidos con el programa, sino que también reciben dinero de otros agentes para que puedan cubrir sus gastos de suministro generados por los clientes que se enmarcan dentro de la tarifa dignidad. Esto hace que en general las distribuidoras reciban dinero, con la excepción de la CRE que el 2009 presento un gasto de Bs. 1,828,779 por concepto de tarifa dignidad según se puede apreciar en la Tabla 5.9. A su vez esta situación es totalmente desventajosa para los generadores, particularmente hidroeléctricos CORANI, HB y COBEE que presentaron egresos por concepto del programa por el valor de Bs. 3,402,415, Bs. 1,554,207, Bs. 4,573,512 respectivamente el 2009. Esto representa para estas empresas el alrededor del 2% de los ingresos que generaron durante esa gestión. Sin duda no es un monto despreciable y representa una carga más a estas generadoras que afecta su competitividad frente a sus contrapartes térmicas y les impide mejorar sus rentabilidades.

Para tomar en cuenta el efecto de la tarifa dignidad, en la determinación del costo medio de generación hidroeléctrica calculado en el Capítulo 2 se incluyó el costo de la tarifa dignidad en los costos de operación y mantenimiento. De esta manera se buscó generar escenarios de gas natural que les permita a estas empresas seguir prestando este subsidio. En el caso de la distribución el costo o ingreso que represento esta tarifa no se incluyó en la estructura tarifaria pues es un costo que no se reconoce para el cálculo de la tarifas a consumidor final. Por lo tanto la propuesta de Subsidio Discriminatorio de tarifas implica que el programa Tarifa Dignidad siga funcionando. Sin embargo es posible liberar a las empresas, generadoras principalmente, de esta carga considerando que al haber una elevación del precio de gas natural y del precio de la energía, estas empresas presentarían un aumento considerable en sus ingresos, con lo que el monto de sus tributaciones al Estado aumentaría y con ese incremento, sumado a los excedentes generados para YPFB, podrían subsidiarse incluso el costo del programa.

⁷ Reportes de la Autoridad para el Control Social de la Electricidad (AE)

Tabla 5.9.
Monto de dinero pagado y recibido por los Agentes del Mercado Eléctrico por concepto de Tarifa Dignidad durante la gestión 2009 (Bs)

Monto	Mes	Empresas												Transportadoras			
		Distribuidoras						Generadoras						TDE	ISA		
		EPAZ	ELFEC	ELFED	SEPSA	CESSA	CRE	COBEE	HB	CORAMI	Guaracachi	Bulo Bulo	Yalle Hermoso	Smergia	Río	TDE	ISA
	Enero	407,714	274,669	106,309	93,479	62,855	582,767	422,017	179,050	269,056	468,333	161,521	171,794	9,307	25,455	372,959	210,916
	Febrero	428,616	292,102	108,607	102,424	54,650	625,310	440,009	176,388	186,340	504,562	177,414	262,382	8,884	27,413	405,036	229,582
	Marzo	432,310	292,965	103,166	99,098	55,630	629,656	419,768	186,392	297,406	443,220	173,576	232,763	9,667	28,070	391,429	222,096
	Abril	423,309	293,989	146,164	101,698	62,730	628,674	416,181	103,532	340,299	476,200	167,888	227,368	7,876	30,067	345,439	211,558
	Mayo	411,626	299,709	117,837	96,883	57,611	611,467	343,581	96,656	278,850	596,385	183,933	281,323	8,069	30,636	396,562	222,037
	Junio	463,193	314,115	129,994	111,516	62,162	614,361	343,105	108,594	308,070	626,118	149,644	287,477	9,475	31,526	377,061	210,144
	Julio	449,128	307,431	125,172	109,164	61,301	598,802	342,209	99,905	308,070	579,988	160,900	338,942	9,020	30,167	364,194	203,820
	Agosto	461,988	318,952	127,234	111,812	64,499	636,029	346,391	101,346	320,668	557,978	184,993	361,524	9,644	28,902	378,773	211,914
	Septiembre	437,886	304,961	123,968	108,698	59,462	621,066	320,845	99,289	307,685	544,019	176,570	338,645	9,324	29,106	362,588	202,377
	Octubre	451,366	319,713	126,867	113,005	59,901	662,265	340,168	110,479	313,012	563,081	181,425	340,801	9,624	28,611	363,971	207,010
	Noviembre	425,502	299,254	109,307	101,643	65,693	668,205	390,910	117,635	249,331	508,402	166,802	321,306	8,730	26,943	363,924	198,465
	Diciembre	447,226	310,133	113,390	103,893	67,660	669,397	441,247	165,041	255,969	499,571	170,697	293,149	9,327	28,764	376,404	205,397
	Total	5,239,867	3,618,393	1,443,015	1,253,073	714,154	7,547,808	4,578,431	1,544,207	3,402,415	6,372,847	2,055,363	3,445,454	108,947	346,460	4,503,340	2,535,316
	Enero	1,222,953	840,717	218,908	229,653	112,688	414,311	369									
	Febrero	1,325,187	905,695	232,636	233,034	119,730	445,795	444									
	Marzo	1,331,394	904,591	221,313	238,282	128,955	452,013	413									
	Abril	1,279,779	893,665	226,634	239,671	120,556	473,010	446									
	Mayo	1,285,428	928,115	230,189	252,241	125,562	465,283	473									
	Junio	1,321,772	958,544	234,863	247,828	124,871	551,696	451									
	Julio	1,286,798	938,796	231,749	253,885	131,827	520,074	466									
	Agosto	1,288,720	935,464	232,403	254,055	124,315	515,302	454									
	Septiembre	1,344,898	941,085	239,447	260,164	131,649	495,671	469									
	Octubre	1,309,493	914,090	236,990	264,069	127,824	493,377	443									
	Noviembre	1,326,198	909,554	231,302	265,720	120,529	439,374	501									
	Diciembre	1,311,204	938,691	237,113	266,827	133,024	461,923	.									
	Total	15,633,684	11,009,277	2,773,547	3,005,329	1,501,530	5,719,029	4,919									
	Diferencia	10,393,817	7,390,984	1,330,532	1,752,256	787,376	(1,828,779)	(4,573,512)	(1,544,207)	(3,402,415)	(6,372,847)	(2,055,363)	(3,445,454)	(108,947)	(346,460)	(4,503,340)	(2,535,316)

Fuente: Autoridad para el Control Social de la Electricidad (AE).

Capítulo 6.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Las conclusiones y recomendaciones que se destacan del presente trabajo se describen en los siguientes puntos:

- La metodología usada, en el presente trabajo, para determinar el precio de gas natural para el sector eléctrico permite apreciar la condición adversa bajo la cual las empresas hidroeléctricas en Bolivia han estado compitiendo contra sus contrapartes termoeléctricas. La razón de este desequilibrio en el mercado es el bajo de precio de gas natural para el sector eléctrico que se encuentra actualmente en un valor de 1.3 US\$/MPC subsidiado por YPFB.
- La mencionada metodología no presenta un cálculo del precio del gas natural en base al costo de Oportunidad que es lo que generalmente se hace. Al emplear esta metodología se pone a disposición del precio internacional del petróleo el precio del gas natural en el mercado interno. En ese sentido, crisis como las que actualmente están ocurriendo en el Medio Oriente, concretamente en Egipto, Libia, Túnez y otros países productores de petróleo, ha hecho que el precio del barril de petróleo se situara por encima de los 105 US\$/BI, lo que a su vez eleva el precio de gas natural y del diesel que se destinaria al sector eléctrico de países que emplean la metodología. Sin embargo al determinar el precio de gas natural empleando el método utilizado en el presente informe hace que el sector eléctrico sea inmune a subidas del precio de petróleo debido a factores externos, además de estimular la competencia en el sector de electricidad a nivel de generación.
- El mejor escenario de precio de gas natural resulta el precio de exportación al Brasil. En ese sentido es necesario elevar el precio del gas natural para el sector eléctrico Boliviano ya que de esa forma los proyectos de generación hidroeléctrica que ENDE desea realizar pueden ser

desarrollados por empresas privadas que tienen mucha más experiencia que la Estatal de electricidad y por tanto estarían mejor preparadas para asumir el reto. Es posible que ENDE pueda entrar en sociedad con estas empresas de manera que su participación en la sociedad ayude a conseguir financiamientos internacionales para el desarrollo de estos proyectos. El Gobierno Boliviano debe focalizar esfuerzos no en nacionalizar empresas privadas de electricidad, sino en hacer que ENDE se encargue de proyectos más importantes para el sector eléctrico como la construcción de líneas de transmisión en Alta y Media Tensión y el desarrollo de proyectos de generación que sean para la exportación.

- La subida del precio de gas natural para el sector eléctrico sería fuertemente sentida por los consumidores finales, especialmente de los departamentos más pobres del País como Potosí y Oruro, donde la elevación de las tarifas a consumidor final alcanzan valores de hasta el 91%. Esto es inaceptable tanto desde el punto de vista político como económico, especialmente para las categorías domiciliaria, general y la industrial en Media y Baja Tensión, que representa a la pequeña y mediana industria. Sin embargo la categoría Industrial II y la Minería en MT y AT deberían pagar lo que realmente cuesta generar electricidad en Bolivia. Estas categorías abarcan grandes empresas mineras, cementeras y otras que no deberían comprar electricidad subsidiada ya sea por la buena coyuntura económica que están viviendo o por las posibilidades que existen de mitigar el efecto adverso que esta medida tendría en sus finanzas. De todas maneras se recomendaría verificar el impacto que tendría la elevación en las tarifas de electricidad en el precio del producto final de las industrias mencionadas y no mencionadas en el presente documento y así ver el efecto que tendría en la población Boliviana.
- Actualmente existen solo cuatro consumidores no regulados que compran energía eléctrica directamente del mercado Spot. Por otro lado ninguna empresa distribuidora ha firmado un contrato de suministro de electricidad con algún generador el 2009. Esta situación se sigue repitiendo actualmente y ha generado una extrema volatilidad en los precios de energía y potencia en el mercado que se ha traducido en distorsiones financieras en los pagos que deben realizar los agentes deudores (distribuidoras) a los acreedores (generadoras) y que se traduce en los fondos de estabilización. Al elevar el precio de gas natural, y por ende el de

energía, se estimularía a que más clientes regulados de las empresas distribuidoras en las categorías Industriales II en AT y MT se hagan consumidores no regulados y compren energía directamente de los generadores firmando contratos de suministro de largo plazo que ayudarían a estabilizar los precios de energía y potencia en el mercado.

- Una elevación en los precios de gas natural para el sector eléctrico haría que YPFB reciba mayores recursos del sector que podrían ayudar a subsidiar la elevación de las tarifas de electricidad a consumidor final. Se establecieron dos propuestas de subsidio en el presente trabajo, la primera de Subsidio General y la segunda de Subsidio Discriminatorio, que implica subsidiar las tarifas de todos los consumidores con excepción de los Industriales II y Mineros en AT y MT. La segunda propuesta resulto viable ya que los recursos excedentes que recibiría YPFB son suficientes para aplicar los subsidios a las categorías indicadas y además generan un ahorro para la empresa petrolera Estatal. Sin embargo estos ahorros no son significativos y esto se debe en parte a la poca industrialización que presenta el País que hace que el grueso de los ingresos de las distribuidoras venga de sectores sociales de la población que realmente necesitan un subsidio en sus tarifas, tal es el caso de las categorías domiciliaria, general, alumbrado público y otros. Se recomienda tratar de seguir este plan de discriminación de subsidios y extenderlo a una parte de la categoría residencial y general, haciendo que los que más consumen, paguen más electricidad y viceversa. De esta forma con seguridad se lograrían mayores ahorros para YPFB.
- El porcentaje del costo de la distribución en las tarifas de electricidad es elevado, llegando a representar casi el 50% de las mismas. Una de las explicaciones de este hecho es la metodología de tarifación que se basa en la tasa de retorno y el Price-Cap que se usa actualmente en Bolivia. Como ya se indicó anteriormente cualquier empresa que opere como monopolio natural tendera a elevar sus gastos e inversiones innecesariamente especialmente al final del periodo tarifario para que en la siguiente revisión de tarifas, todos sus gastos sean reconocidos y así tenga derecho a una mayor utilidad. Uno de los beneficios de instalar centrales hidroeléctricas es que a la larga se logra bajar las tarifas de electricidad, pero bajo las condiciones actuales del mercado eléctrico en Bolivia, este hecho no se cumpliría ya que el costo de la generación de energía solo representa el 22% de las tarifas. Al elevar el precio

de gas natural este costo llega a representar el 51% de las tarifas, con lo que la construcción de más centrales hidroeléctricas tendría un mayor y mejor efecto en las tarifas a consumidor final. Paralelamente a esta medida es posible mejorar la metodología de tarifación, haciendo por ejemplo que los periodos tarifarios sean mucho más largos, de forma de dar tiempo al factor de eficiencia “X” de lograr que las tarifas vayan bajando o se podría analizar otras opciones de tarifación como el método de Benchmark y Yardisk.

- Se ha evidenciado con preocupación que lo que queda del año 2011 será decisivo para el sector eléctrico debido a la falta de capacidad de generación suficiente para suministrar la demanda. Para mitigar el efecto ENDE elaboro un Plan de Emergencia que implica la instalación de centrales térmicas a gas natural y diesel. El plan es inviable financieramente, ni siquiera las ventajosas condiciones del préstamo realizado por el BCB puede solventarlo. Por tal motivo se recurre a proyecciones de dividendos que las empresas nacionalizadas podrían generar para que estos puedan hacer rentable el plan. Las razones de la inviabilidad financiera del plan es el bajo precio de la energía y la elevada inversión inicial. Especialmente el precio de energía está afectando según los cálculos a la rentabilidad de centrales térmicas en operación como la central Entre Ríos, manejada por ENDE. Es decir este precio está afectando negativamente al parque generador Boliviano en su conjunto y por tanto utilizar los dividendos de otras empresas generadoras para financiar el Plan de Emergencia es riesgoso, irresponsable y podría generar más pérdidas para el Estado y mayores recortes del suministro eléctrico.
- Existen barreras legales que hacen que la propuesta detallada en el presente informe no pueda aplicarse. Entre estas está el Decreto Supremo DS 29510 que congela el precio de Gas Natural al sector eléctrico en 1.3 US\$/MPC, por lo que convendría eliminar este decreto y lanzar uno nuevo que establezca una verdadera metodología de determinación del precio de este combustible. La resolución SSDE 183/01 es definitivamente un instrumento de desincentivo para que industrias de gran capacidad puedan optar a convertirse en Consumidores no Regulados, que merece ser revisada completamente. En conversaciones con personal de la AE se ha determinado la existencia de subsidios cruzados entre consumidores industriales y residenciales dentro de algunas compañías distribuidoras. El

caso más notorio es el de la distribuidora CESSA que al tener como cliente importante a FANCESA ha tratado a toda costa de mantenerla como tal, ya que es consiente que si la cementera deja de ser cliente se elevarían automáticamente las tarifas de sus clientes residenciales. Lastimosamente por falta de información no se ha podido cuantificar este efecto, sin embargo esta situación no debería representar un problema para la presente propuesta. Según los cálculos detallados en el documento existe todavía un excedente que YPFB logra al subir el precio del gas al sector eléctrico con el cual se podría financiar estos subsidios. Otra fuente de recursos podría ser el mismo Gobierno ya que al aumentar el precio de gas natural se incrementara los ingresos por concepto de venta de energía de las empresas generadoras y por tanto de su nivel de tributación. Por lo tanto estos tributos podrían utilizarse para subsidiar a los consumidores residenciales que así requieran.

- **El sector eléctrico está en crisis y para salvarlo se precisa de la participación del sector público y privado para tomar decisiones extremas, responsables y viables técnica y económicamente.** Los problemas con los que se enfrenta actualmente el sector eléctrico pueden ser resueltos en base a la colaboración y voluntad de las partes involucradas, especialmente el Gobierno, y al trabajo de personas interesadas en atender dichos problemas. Es evidente que muchos de estos problemas surgen de aspectos dentro del marco legal del sector, hablese de la Ley de Electricidad 1604, pero que para solucionarlos no es necesario hacer un viraje de 180 grados en este marco legal para volver a lo que más o menos indicaba el Código de Electricidad de 1967. Suficiente es realizar los cambios y ajustes necesarios dentro de la Ley 1604, siguiendo criterios técnicos y económicos, más no políticos, que levanten el sector de electricidad y lo hagan autosustentable. Existe un viejo adagio inglés que reza “Si no está roto, no lo repares”. La única forma de lograr esto es teniendo un Gobierno que respete las inversiones privadas que son necesarias en el sector, una ENDE capaz que se enfoque en el sector estratégico de la transmisión y la exportación de electricidad a otros países, una AE autárquica, independiente de decisiones políticas y que se encargue verdaderamente de fiscalizar y regular el sector eléctrico, un CNDC independiente y respetado por los demás agentes que se encargue de la planificación del sector en el corto, mediano y largo plazo como hasta ahora ha estado haciendo, Agentes del mercado dispuestos a respetar las reglas del sector y a los cuales se les respete el derecho de recibir una adecuada

remuneración de su inversión, y un Ministerio de Hidrocarburos y Energía enfocado en el desarrollo de políticas adecuadas para el sector, mirando no solo lo que sucede en Bolivia sino en el mundo, ya que el gas como tal, dentro de menos tiempo de lo que esperamos, dejara de ser un combustible necesario y fácilmente disponible, no solo en el País, sino también en el Orbe...

Bibliografía.

[1] **YPFB.** “*Boletín Estadístico de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)*”. Año 2009.

[2] **Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).** “*Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011-2021*”. Cochabamba-Bolivia.

[3] **M. Garrón, P. Cisneros.** “*Metodologías para la determinación de Precios de Gas Natural en la Región*”. OLADE Enero 2007.

[4] **P. Molina.** “*Tarifación Eléctrica Chilena a Nivel de Distribución*” Pontificia Universidad Católica de Chile. Escuela de Ingeniería. Facultad de Ingeniería Eléctrica.

[5] **J.C. Guzmán, M. C. Crespo, T. Genuzio.** “*Uso Productivo del Excedente Hidrocarburiífero*”. Programa de Investigación Estratégica en Bolivia (PIEB). Embajada del Reino de los Países Bajos. La Paz 2010.

[6] **Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).** “*Memoria Anual 2009- Resultados de la Operación*”. Cochabamba-Bolivia.

[7] **Empresa Corani SAM.** “*Memoria Anual 2009*”. Cochabamba-Bolivia.

[8] **Empresa Hidroeléctrica Boliviana S.A.** “*Memoria Anual 2009*”. La Paz-Bolivia.

[9] **Compania Boliviana de Energía Eléctrica S.A. (COBEE BPC).** “*Memoria Anual 2009*”. Paz-Bolivia.

[10] **La Sociedad Industrial Energética y Comercial Andina (SYNERGIA S.A.).** “*Memoria Anual 2009*”. La Paz-Bolivia.

- [11] **República de Bolivia.** “*Ley de Hidrocarburos 3058*”. 2007 La Paz-Bolivia.
- [12] **Dr. E. Gómez D’Angelo.** “*Tendencias y desafíos del sector eléctrico boliviano*”. Plataforma Energética. Julio del 2010.
- [13] **R Baldwin, M. Cave.** “*Understanding Regulation. Theory, Strategy and Practice*”. OXFORD, University Press. 1999.
- [14] **Superintendencia de Electricidad.** “*Ley de Electricidad No 1604*”. Sector Eléctrico Boliviano. La Paz-Bolivia. Año 2007
- [15] **A. Iporre Salguero:** “*Fondos de Estabilización en el Mercado Eléctrico Mayorista Boliviano*”. Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC). Año 2006.
- [16] **E. Álvarez Pelegrý, J. Balbas Peláez.** “*El Gas Natural del Yacimiento al Consumidor*”. CIE Inversiones Editoriales Dossat. Año 2000.
- [17] **A. Zannier.** “*¿Es la Hidroelectricidad viable en Bolivia?*”. Año 2009.
- [18] **La Tercera de Chile.** “*Expertos prevén cuarta alza de tarifas eléctricas en el año y firmas piden subsidios permanentes*”. 05/09/2010.
- [19] **La Prensa de Bolivia:** “*Huanuni logra \$US. 40 millones de ganancia*” 16/02/2011.
- [20] **Minera San Cristóbal:** http://www.minerasancristobal.com/es/?page_id=32. Accedida el 24/05/2011.
- [21] **Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB):** “*Plan de Inversiones 2009-2015*”.
- [22] **BBC News:** “*Reservas de gas natural de Bolivia se reducen a la tercera parte*”. 26/10/2010.
- [23] **Autoridad para el Control Social de la Electricidad (AE).** *Reportes Generales.*

ANEXO A

**COSTOS DE SUMINISTRO E INGRESOS APROBADOS POR LA EX
SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD PARA CADA EMPRESA DE
DISTRIBUCION EN BOLIVIA.**

Tabla A-1.
Costos de Suministro e Ingresos aprobados para la CRE: 2008-2011.
(Valores en Bs).

ITEM	Ano Base	2008	2009	2010	2011
Costos de Compra	417,696,952	472,555,610	506,873,312	543,640,547	526,534,085
Costos de Compra de Energia	165,654,614	189,012,492	203,069,874	218,166,782	211,160,932
Costos de Compra de Potencia	252,042,338	283,543,118	303,803,438	325,473,765	315,373,153
Costos de Distribucion	145,389,475	163,856,472	174,638,968	182,901,843	178,059,462
Operacion y Mantenimiento	47,589,129	53,629,883	57,272,095	61,113,067	59,302,265
Administracion y Generales	37,190,278	44,214,914	47,513,688	51,066,628	49,420,777
Incobrables	968,865	1,082,858	1,143,972	1,207,746	1,177,248
Cuota anual de Depreciacion	59,111,398	64,591,836	68,389,828	69,212,461	67,848,459
Cuota Annual de Amortizacion	280,314	280,314	280,314	280,314	280,314
Costos Financieros	249,491	56,667	39,071	21,627	30,399
Costos de Consumidores	47,584,163	53,182,756	56,184,229	59,316,372	57,818,544
Utilidad	88,074,683	92,577,466	99,909,624	99,396,845	97,019,338
Patrimonio Afecto a la Concesion	872,026,564	916,608,574	989,204,198	984,127,178	960,587,505
Tasa de Retorno	10.1%	10.1%	10.1%	10.1%	10.1%
Ingreso	698,745,273	782,172,304	837,606,133	885,255,607	859,431,429

Tabla A-2.
Costos de Suministro e Ingresos aprobados para ELFEC: 2008-2011.
(Valores en Bs).

ITEM	Ano Base	2008	2009	2010	2011
Costos de Compra	222,083,684	243,543,537	255,668,884	267,579,583	278,483,701
Costos de Compra de Energia	91,010,629	99,481,318	104,467,853	109,358,347	114,328,853
Costos de Compra de Potencia	91,369,265	100,428,607	105,404,165	110,297,548	114,429,930
Peaje	38,578,648	42,400,388	44,502,178	46,568,641	48,313,717
Gastos del CNDC	1,125,142	1,233,224	1,294,688	1,355,047	1,411,201
Costos de Distribucion	38,199,947	85,287,955	88,703,965	87,842,815	88,675,386
Operacion y Mantenimiento	17,525,268	20,792,964	22,806,118	23,630,599	24,456,789
Administracion y Generales	19,369,081	21,244,673	22,310,693	23,352,123	24,410,250
Incobrables	1,305,598	1,432,228	1,503,095	1,554,641	1,601,351
Cuota anual de Depreciacion		33,685,059	34,906,353	35,660,789	35,619,626
Cuota Annual de Amortizacion		580,962	364,648	269,058	192,203
Costos Financieros		7,552,069	6,813,058	3,375,605	2,395,167
Costos de Consumidores	28,437,084	32,177,576	33,981,352	35,229,071	36,316,982
Utilidad	52,545,062	41,520,412	44,265,887	46,536,543	46,893,745
Patrimonio Afecto a la Concesion		411,093,188	438,276,109	460,757,851	464,294,505
Tasa de Retorno		10.1%	10.1%	10.1%	10.1%
Ingreso	341,265,777	402,529,480	422,620,088	437,188,012	450,369,814

Tabla A-3.

Costos de Suministro e Ingresos aprobados para ELECTROPAZ: 2008-2011.

(Valores en Bs).

ITEM	Ano Base	2008	2009	2010	2011
Costos de Compra	359,278,407	365,586,280	377,620,084	390,583,937	404,253,151
Costos de Compra de Energia	122,908,279	127,034,376	131,213,319	135,714,354	140,460,194
Costos de Compra de Potencia	171,743,333	173,300,668	179,007,001	185,155,003	191,637,587
Peaje	62,968,342	63,539,326	65,631,508	67,885,625	70,262,413
Gastos del CNDC	1,658,453	1,711,910	1,768,256	1,828,955	1,892,957
Costos de Distribucion	65,801,234	124,865,695	127,336,601	129,955,271	132,034,641
Operacion y Mantenimiento	24,411,091	26,061,593	26,908,985	27,800,653	28,726,460
Administracion y Generales	41,390,143	43,692,757	45,009,934	46,612,556	48,120,928
Cuota anual de Depreciacion		41,533,657	42,383,931	42,503,172	42,143,156
Cuota Annual de Amortizacion		261,060	256,775	252,560	248,414
Costos Financieros		13,316,628	12,776,976	12,786,330	12,795,683
Costos de Consumidores	30,055,257	32,264,713	33,339,384	34,386,236	35,399,589
Utilidad	52,545,062	52,545,062	55,243,592	54,705,234	52,222,838
Patrimonio Afecto a la Concesion		520,248,139	546,966,257	541,635,980	517,057,802
Tasa de Retorno		10.1%	10.1%	10.1%	10.1%
Ingreso	507,679,960	575,261,750	593,539,661	609,630,678	623,910,219

Tabla A-4.

Costos de Suministro e Ingresos aprobados ELFEO: 2008-2011.

(Valores en Bs).

ITEM	Ano Base	2008	2009	2010	2011
Costos de Compra	76,303,808	86,431,102	91,646,683	97,385,784	102,986,785
Costos de Compra de Energia	29,883,562	33,861,160	35,904,378	38,152,217	40,347,075
Costos de Compra de Potencia	32,533,000	36,838,097	39,061,183	41,508,095	43,894,517
Peaje	13,506,530	15,300,579	16,223,832	17,239,546	18,231,319
Gastos del CNDC	380,716	431,266	457,290	485,926	513,874
Costos de Distribucion	22,008,541	22,903,443	22,904,841	23,149,406	23,796,647
Operacion y Mantenimiento	6,895,496	7,754,831	8,085,111	8,440,572	8,784,841
Administracion y Generales	6,243,330	7,299,460	7,730,606	8,204,912	8,668,058
Cuota anual de Depr. y Amort.	5,624,382	6,174,646	6,200,031	6,299,652	6,343,748
Costos Financieros	3,245,333	1,674,506	889,093	204,270	-
Costos de Consumidores	5,376,031	6,032,196	6,162,800	6,470,928	6,603,455
Utilidad		7,658,220	9,016,193	9,756,092	10,030,118
Patrimonio Afecto a la Concesion		75,823,960	89,269,238	96,594,970	99,308,099
Tasa de Retorno		10.1%	10.1%	10.1%	10.1%
Ingreso	103,688,380	123,024,961	129,730,517	136,762,210	143,417,005

Tabla A-5.

Costos de Suministro e Ingresos aprobados para CESSA: 2008-2011.

(Valores en Bs).

ITEM	Ano Base	2008	2009	2010	2011
Costos de Compra	44,463,598	49,029,795	50,429,407	52,468,717	54,875,163
Costos de Compra de Energia	18,404,796	20,326,064	20,914,963	21,773,021	22,785,555
Costos de Compra de Potencia	18,031,216	19,913,486	20,490,432	21,331,073	22,323,054
Peaje	8,027,586	8,790,245	9,024,012	9,364,623	9,766,554
Costos de Distribucion	15,814,423	17,499,294	18,204,836	18,906,991	19,450,539
Operacion y Mantenimiento	3,390,199	4,140,872	4,229,552	4,352,560	4,494,213
Administracion y Generales	4,956,495	5,691,358	5,856,251	6,096,510	6,380,023
Otros Ingresos	(1,933,528)	(2,251,629)	(2,312,900)	(2,401,387)	(2,505,362)
Cuota anual de Depreciacion	6,513,196	6,691,440	7,104,037	7,416,751	7,528,476
Cuota Annual de Amortizacion	-	87,501	87,501	87,501	87,501
Costos Financieros	93,951	74,679	65,043	55,407	45,771
Impuestos y Tasas	2,794,110	3,065,073	3,175,352	3,299,649	3,419,917
Costos de Consumidores	3,740,750	4,381,885	4,586,110	4,791,254	4,998,365
Utilidad	5,833,988	5,715,851	6,163,455	6,324,271	6,173,857
Patrimonio Afecto a la Concesion		56,592,584	61,024,307	62,616,545	61,127,297
Tasa de Retorno		10.1%	10.1%	10.1%	10.1%
Ingreso	69,852,759	76,626,825	79,383,808	82,491,233	85,497,924

Tabla A-6

Costos de Suministro e Ingresos aprobados para SEPSA: 2008-2011.

(Valores en Bs).

ITEM	Ano Base	2008	2009	2010	2011
Costos de Compra	44,263,741	52,155,936	55,932,254	59,691,271	63,435,807
Costos de Compra de Energia	18,350,027	21,657,233	23,239,690	24,814,898	26,384,037
Costos de Compra de Potencia	18,269,400	21,562,075	23,137,579	24,705,865	26,268,110
Peaje	7,170,401	8,462,715	9,081,072	9,696,595	10,309,747
Alquiler de Equipos	473,913	473,913	473,913	473,913	473,913
Costos de Distribucion	10,577,240	13,005,055	13,895,861	14,454,149	15,122,349
Operacion y Mantenimiento	4,624,997	6,313,768	6,984,442	7,640,988	8,289,879
Administracion y Generales	4,069,287	5,193,585	5,573,072	5,950,820	6,327,112
Otros Ingresos	(2,975,734)	(5,503,056)	(6,091,423)	(6,730,023)	(7,130,192)
Cuota anual de Depr. y Amort.	4,858,690	7,000,758	7,429,770	7,592,364	7,635,550
Costos Financieros	-	-	-	-	-
Costos de Consumidores	3,214,699	4,004,604	4,229,258	4,446,090	4,657,125
Utilidad	3,782,708	4,225,819	4,667,415	4,494,920	4,126,777
Patrimonio Afecto a la Concesion		41,839,792	46,212,030	44,504,158	40,859,178
Tasa de Retorno		10.1%	10.1%	10.1%	10.1%
Ingreso	61,838,388	73,391,414	78,724,788	83,086,430	87,342,058

ANEXO B

GASTOS POR CONCEPTO DE COMPRA DE ELECTRICIDAD REALIZADOS LA GESTION 2009 POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS EN BOLIVIA .

Tabla B-1

Gastos de Compra de Electricidad efectuados por la CRE.

NODO	CONCEPTO	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL	
GUARACACHI 69 kV	Energía (MWh)														
	Bloque Alto	31,674	29,170	31,123	32,605	32,824	31,683	32,832	32,770	33,619	35,012	33,721	32,739	389,774	
	Bloque Medio	65,662	60,548	62,737	65,679	69,147	62,833	66,254	65,836	69,336	72,351	72,332	67,785	800,499	
	Bloque Bajo	27,940	26,136	25,456	27,730	31,167	28,402	29,906	28,671	29,934	30,606	29,962	29,875	345,786	
	Total	125,277	115,854	119,316	126,015	133,137	122,918	128,992	127,276	132,889	137,970	136,015	130,399	1,536,059	
	Potencia (kW)														
	Maxima	243,299	254,375	241,173	261,909	243,036	236,503	249,994	249,994	249,994	267,648	260,293	265,028	270,278	270,278
	Coincidental	256,901	231,615	242,330	266,182	244,474	248,506	263,595	254,002	265,204	266,375	272,750	269,122	269,122	272,750
	Importe (Bs)														
	Energía	14,193,027	13,163,035	13,522,908	14,304,786	14,407,428	13,301,698	13,963,833	13,816,248	14,503,169	15,068,686	14,421,793	13,835,577	168,502,187	
	Potencia	9,237,622	9,249,307	9,259,740	9,257,654	10,519,468	10,506,004	10,499,824	10,506,224	10,499,824	10,519,468	14,267,328	14,281,180	128,603,641	
	Peaje	5,873,384	5,882,365	5,890,494	5,889,034	6,281,221	6,271,289	6,266,875	6,271,289	6,266,875	6,281,221	6,565,741	6,573,384	74,513,372	
	Total	29,304,034	28,294,907	28,673,143	29,451,473	31,208,116	30,078,991	30,730,531	30,593,762	31,269,867	31,869,375	35,254,862	34,690,140	371,419,201	
URUBO 69 kV	Energía (MWh)														
	Bloque Alto	4,512	3,825	6,286	5,128	3,072	899	1,892	3,098	2,884	4,218	5,714	6,126	47,655	
	Bloque Medio	11,096	8,309	14,787	12,278	3,661	678	1,854	4,883	4,842	9,487	12,134	14,276	98,289	
	Bloque Bajo	5,013	4,073	7,885	5,932	1,213	239	488	2,649	2,655	4,140	6,415	5,598	46,299	
	Total	20,621	16,206	28,959	23,338	7,947	1,817	4,234	10,635	10,380	17,845	24,263	25,999	192,244	
	Potencia (kW)														
	Maxima	55,463	31,557	48,269	34,220	39,426	20,369	17,567	17,567	41,155	60,371	45,308	54,032	60,371	
	Coincidental	29,132	45,825	43,222	23,012	34,776	-	9,717	25,277	38,432	48,249	29,589	53,754	53,754	
	Importe (Bs)														
	Energía	2,347,463	1,850,080	3,297,942	2,662,175	861,038	196,864	458,845	1,155,829	1,134,102	1,931,013	2,554,729	2,739,431	21,209,511	
	Potencia	1,885,184	1,887,640	1,889,714	1,889,333	1,278,089	1,276,454	1,275,731	1,276,481	1,275,731	1,278,089	1,982,578	1,984,501	19,179,525	
	Peaje	1,191,623	1,193,486	1,195,094	1,194,798	762,561	761,355	760,819	761,355	760,819	762,561	911,517	912,577	11,168,564	
	Total	5,424,270	4,931,206	6,382,750	5,746,307	2,901,688	2,234,673	2,495,395	3,193,665	3,170,651	3,991,662	5,448,824	5,636,509	51,557,600	
ARBOLEDA 115 kV	Energía (MWh)														
	Bloque Alto	3,500	3,278	4,053	3,581	3,792	3,223	2,845	3,551	3,637	4,118	4,301	4,276	44,157	
	Bloque Medio	7,172	6,544	8,161	7,111	7,552	6,186	5,492	6,829	7,320	8,236	8,756	8,529	87,889	
	Bloque Bajo	3,196	2,940	3,668	3,147	3,349	2,757	2,403	3,038	3,230	3,607	3,959	3,943	39,237	
	Total	13,868	12,762	15,882	13,839	14,693	12,166	10,740	13,417	14,187	15,961	17,017	16,748	171,283	
	Potencia (kW)														
	Maxima	26,519	27,439	30,232	31,121	28,804	25,860	25,329	25,329	29,891	32,216	33,367	34,835	34,835	
	Coincidental	27,027	27,265	30,629	30,978	28,701	24,702	7,784	27,027	30,058	31,819	33,613	34,763	34,763	
	Importe (Bs)														
	Energía	1,577,679	1,456,030	1,807,557	1,577,563	1,590,988	1,317,278	1,163,339	1,457,352	1,549,063	1,744,003	1,792,389	1,765,227	18,798,468	
	Potencia	1,136,775	1,138,261	1,139,516	1,139,260	1,087,949	1,086,549	1,085,906	1,086,572	1,085,906	1,087,949	1,511,762	1,513,220	14,099,625	
	Peaje	721,194	722,321	723,295	723,116	653,376	652,343	651,883	652,343	651,883	653,376	703,190	704,009	8,212,329	
	Total	3,435,647	3,316,612	3,670,368	3,439,939	3,332,313	3,056,170	2,901,128	3,196,267	3,286,853	3,485,328	4,007,342	3,982,456	41,110,422	
TOTAL	Energía (MWh)														
	Bloque Alto	39,686	36,273	41,463	41,315	39,688	35,806	37,570	39,419	40,140	43,349	43,737	43,141	481,586	
	Bloque Medio	83,931	75,400	85,685	85,068	80,360	69,697	73,600	77,553	81,498	90,074	93,222	90,590	986,677	
	Bloque Bajo	36,149	33,149	37,009	36,809	35,729	31,399	32,797	34,357	35,820	38,354	40,335	39,415	431,322	
	Total	159,767	144,822	164,157	163,192	155,777	136,901	143,966	151,328	157,457	171,776	177,294	173,146	1,899,585	
	Potencia (kW)														
	Maxima	325,281	313,371	319,674	327,250	311,266	282,732	292,889	292,889	338,694	352,880	343,703	359,144	359,144	
	Coincidental	313,060	304,704	316,181	320,172	307,951	273,208	281,096	306,306	333,694	346,443	335,952	357,639	357,639	
	Importe (Bs)														
	Energía	18,118,169	16,469,145	18,628,406	18,544,525	16,859,453	14,815,841	15,586,017	16,429,430	17,186,334	18,763,702	18,768,911	18,340,234	208,510,167	
	Potencia	12,259,581	12,275,208	12,288,971	12,286,247	12,885,506	12,869,007	12,861,460	12,869,277	12,861,460	12,885,506	17,761,668	17,778,901	161,882,792	
	Peaje	7,786,201	7,798,372	7,808,884	7,806,947	7,697,158	7,684,986	7,679,577	7,684,986	7,679,577	7,697,158	8,180,448	8,189,970	93,694,264	
	Total	38,163,951	36,542,725	38,726,261	38,637,719	37,442,117	35,369,834	36,127,054	36,983,693	37,727,371	39,346,365	44,711,027	44,309,105	464,087,223	
Total Compras en el Mercado Spot		38,163,951	36,542,725	38,726,261	38,637,719	37,442,117	35,369,834	36,127,054	36,983,693	37,727,371	39,346,365	44,711,027	44,309,105	464,087,223	
Total Compras en el Mercado de Contratos															

Tabla B-2
Gastos de Compra de Electricidad efectuados por ELFEC.

NODO	ITEM	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL	
AROCAGUA 115KV	Energía (MWh)	13,003	12,066	13,773	13,559	14,255	14,049	14,701	14,698	14,283	14,997	14,362	14,250	167,997	
	Bloque Alto	25,662	23,464	26,610	25,702	26,639	26,475	28,166	28,047	27,908	29,627	28,412	28,042	324,754	
	Bloque Medio	11,328	10,425	11,640	11,222	11,652	11,260	11,838	12,124	12,016	12,905	12,452	12,330	141,190	
	Bloque Bajo	49,993	45,954	52,023	50,483	52,545	51,784	54,705	54,868	54,209	57,528	55,226	54,622	633,942	
	Potencia (kW)														
	Maxima	100,390	103,180	104,010	103,480	105,610	108,310	108,200	107,990	110,960	110,010	112,200	107,690	112,200	112,200
	Coincidental	98,340	103,120	101,790	101,980	103,470	100,940	106,710	106,540	106,610	106,650	109,790	105,800	109,790	109,790
	Importe (Bs)														
	Energía	4,756,996	4,385,149	4,952,188	4,813,360	4,802,205	4,732,345	5,001,001	5,029,944	4,995,599	5,305,168	4,753,811	4,704,966	58,232,732	
	Potencia	4,185,138	4,190,551	4,195,123	4,194,283	4,237,349	4,231,716	4,239,481	4,231,895	4,229,481	4,237,349	4,960,752	4,965,530	52,088,649	
Peaje	2,626,664	2,630,770	2,634,316	2,633,663	2,544,179	2,540,156	2,538,368	2,540,156	2,538,368	2,544,179	2,627,158	2,630,215	31,028,195		
Total	11,568,798	11,206,470	11,781,628	11,641,307	11,583,733	11,504,217	11,768,851	11,801,996	11,763,449	12,086,696	12,341,720	12,300,712	141,349,577		
VALLE HERMOSO 115KV	Energía (MWh)	4,636	4,212	4,849	4,619	4,833	4,694	4,945	5,015	5,016	5,186	4,886	5,283	58,173	
	Bloque Alto	8,661	7,649	8,637	7,935	8,313	8,139	8,737	8,871	9,042	9,503	8,926	9,951	104,364	
	Bloque Medio	3,620	3,314	3,701	3,399	3,549	3,389	3,772	3,829	4,029	3,855	4,140	4,424	44,284	
	Bloque Bajo	16,917	15,175	17,187	15,953	16,695	16,222	17,369	17,657	17,887	18,718	17,667	19,373	206,821	
	Potencia (kW)														
	Maxima	37,260	35,750	36,570	36,690	36,810	37,180	37,610	38,470	38,960	39,830	38,070	41,180	41,180	
	Coincidental	37,460	35,760	34,840	35,720	36,430	39,830	37,440	37,900	37,390	37,380	38,500	40,620	40,620	
	Importe (Bs)														
	Energía	1,607,542	1,446,080	1,633,973	1,519,095	1,514,364	1,470,121	1,575,789	1,608,122	1,636,503	1,714,709	1,515,714	1,663,325	18,905,897	
	Potencia	1,703,420	1,705,636	1,707,508	1,707,164	1,831,470	1,829,100	1,828,051	1,829,178	1,828,051	1,831,470	1,888,735	1,890,566	23,580,551	
Peaje	1,075,546	1,077,228	1,078,680	1,078,412	1,105,713	1,103,964	1,103,187	1,103,964	1,103,187	1,105,713	1,096,710	1,097,882	12,960,187		
Total	4,386,508	4,228,944	4,420,161	4,304,672	4,451,547	4,403,186	4,507,027	4,541,265	4,567,742	4,651,963	4,411,186	4,561,734	53,435,935		
IRPA IRPA 115KV	Energía (MWh)	188	177	204	208	219	214	225	235	234	224	234	219	2,576	
	Bloque Alto	315	288	318	356	390	402	412	444	432	446	420	375	4,599	
	Bloque Medio	183	169	185	194	201	200	206	220	211	223	223	211	2,434	
	Bloque Bajo	686	634	707	759	810	816	843	899	868	902	872	814	9,609	
	Potencia (kW)														
	Maxima	1,550	1,670	1,690	1,610	1,710	1,660	1,720	1,860	1,670	1,870	1,900	1,800	1,900	
	Coincidental	1,610	1,670	1,660	1,650	1,600	1,670	1,750	1,860	1,860	1,860	1,880	1,720	1,880	
	Importe (Bs)														
	Energía	66,530	61,616	68,526	73,682	73,294	76,065	78,574	84,003	81,517	84,836	76,130	254,296	1,243,069	
	Potencia	94,448	94,571	94,674	94,655	264,597	92,518	92,468	92,522	92,468	92,640	94,803	422,664	1,623,029	
Peaje	58,283	58,374	58,453	58,439	162,911	54,630	54,591	54,630	54,591	54,716	49,510	229,162	948,290		
Total	219,261	214,561	221,653	226,776	664,802	223,213	225,634	231,155	228,577	232,192	220,443	906,123	3,814,389		
CHIMORE 115KV	Energía (MWh)	707	669	783	792	788	730	780	827	810	901	878	860	9,256	
	Bloque Alto	1,218	1,144	1,324	1,296	1,273	1,114	1,193	1,304	1,322	1,462	1,501	1,471	15,622	
	Bloque Medio	580	526	613	609	616	556	593	651	639	696	704	696	7,492	
	Bloque Bajo	2,508	2,348	2,721	2,697	2,677	2,401	2,567	2,782	2,772	3,058	3,083	3,029	32,639	
	Potencia (kW)														
	Maxima	5,460	5,810	6,000	5,970	5,320	5,780	5,860	6,680	5,800	6,810	6,710	6,590	6,810	
	Coincidental	5,600	5,770	6,020	6,020	5,990	5,910	6,200	6,400	6,920	7,050	7,080	6,870	7,080	
	Importe (Bs)														
	Energía	231,968	218,051	252,074	250,273	75,495	212,744	227,547	247,317	247,702	273,493	258,682	71,095	2,566,440	
	Potencia	230,015	230,310	230,568	230,520	92,640	264,253	264,110	264,259	264,110	264,597	422,256	94,897	2,852,534	
Peaje	148,157	148,389	148,589	148,552	54,716	162,653	162,539	162,653	162,539	162,911	228,896	49,568	1,740,160		
Total	610,140	596,749	631,231	629,345	222,850	639,650	654,196	674,229	674,251	701,000	909,834	215,559	7,159,134		
TOTAL	Energía (MWh)	18,534	17,123	19,610	19,177	20,096	19,688	20,651	20,774	20,336	21,316	20,355	20,611	238,272	
	Bloque Alto	35,857	32,544	36,889	35,289	36,615	36,130	38,508	38,666	38,705	41,037	39,260	39,839	449,340	
	Bloque Medio	15,711	14,443	16,139	15,425	16,017	15,405	16,325	16,666	16,694	17,853	17,234	17,388	195,400	
	Bloque Bajo	70,102	64,111	72,637	69,891	72,727	71,224	75,484	76,207	75,735	80,207	76,849	77,838	883,011	
	Potencia (kW)														
	Maxima	144,660	146,410	148,270	147,750	149,450	152,950	155,390	155,000	157,390	158,520	158,880	157,260	162,090	
	Coincidental	145,010	146,320	144,310	145,370	147,310	148,370	152,100	152,620	152,780	152,940	157,250	155,010	159,370	
	Importe (Bs)														
	Energía	6,663,035	6,110,896	6,906,761	6,656,411	6,629,358	6,491,275	6,882,911	6,969,387	6,961,322	7,378,277	6,604,363	6,693,643	80,947,638	
	Potencia	6,213,021	6,221,067	6,227,873	6,226,623	6,426,055	6,417,588	6,414,111	6,417,854	6,414,111	6,426,055	7,366,547	7,373,657	78,144,564	
Peaje	3,908,651	3,914,761	3,920,038	3,919,066	3,967,519	3,961,403	3,958,685	3,961,403	3,958,685	3,967,519	3,912,274	3,916,828	46,666,832		
Total	16,784,707	16,246,724	17,054,672	16,802,100	16,922,932	16,770,267	17,155,708	17,248,645	17,234,119	17,671,851	17,883,183	17,984,128	205,759,034		
Total Compras en el Mercado Spot		16,784,707	16,246,724	17,054,672	16,802,100	16,922,932	16,770,267	17,155,708	17,248,645	17,234,119	17,671,851	17,883,183	17,984,128	205,759,034	
Total Compras en el Mercado de Contratos		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Tabla B-3
Gastos de Compra de Electricidad efectuados por ELECTROPAZ.

NODO	CONCEPTO	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL	
KENKO 115 kV	Energía (MWh)														
	Bloque Alto	28,084	25,636	29,685	29,423	30,924	30,625	31,672	31,399	30,223	30,917	29,454	30,508	358,550	
	Bloque Medio	56,616	50,122	57,508	55,890	58,299	58,387	60,698	59,703	58,936	60,073	56,927	59,724	692,882	
	Bloque Bajo	20,223	18,304	20,413	20,429	21,118	20,540	21,472	21,310	21,354	22,379	21,374	22,035	250,952	
	Total	104,922	94,062	107,606	105,742	110,341	109,552	113,841	112,413	110,512	113,370	107,755	112,267	1,302,383	
	Potencia (kW)														
	Maxima	223,121	229,126	231,152	236,501	235,035	241,255	237,840	237,200	236,671	234,386	234,822	236,496		
	Coincidental	217,947	229,126	223,396	229,188	232,404	229,585	235,720	234,105	222,569	220,090	234,042	232,456		
	Importe (Bs)														
	Energía	12,202,214	10,986,147	12,521,296	12,329,689	12,368,124	12,250,639	12,726,290	12,587,091	12,433,457	12,795,077	11,338,161	11,822,131	146,360,315	
	Potencia	8,784,244	8,807,485	8,806,625	8,808,645	8,740,588	8,709,920	8,698,949	8,694,307	8,685,189	8,722,095	10,163,734	10,173,526	107,795,307	
	Peaje	5,934,477	5,904,773	5,951,519	5,938,936	5,644,870	5,682,559	5,698,948	5,726,116	5,729,696	5,695,546	5,820,497	5,831,644	69,559,581	
	Total	26,920,935	25,698,405	27,279,440	27,077,270	26,753,582	26,643,118	27,124,187	27,007,514	26,848,341	27,212,718	27,322,392	27,827,301	323,715,204	
Total Compras en el Mercado Spot		26,920,935	25,698,405	27,279,440	27,077,270	26,753,582	26,643,118	27,124,187	27,007,514	26,848,341	27,212,718	27,322,392	27,827,301	323,715,204	
Total Compras en el Mercado de Contratos		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Tabla B-4
Gastos de Compra de Electricidad efectuados por ELFEO.

NODO	CONCEPTO	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL	
VINTO 69kV	Energía (MWh)														
	Bloque Alto	5,323	4,708	5,344	4,983	5,350	5,655	5,916	5,666	5,591	5,622	5,479	5,627	65,263	
	Bloque Medio	10,621	9,147	10,233	9,799	9,135	9,620	10,397	9,733	9,937	10,006	10,163	10,822	119,615	
	Bloque Bajo	5,451	4,760	5,241	5,303	4,449	4,565	4,840	4,640	4,846	4,948	5,118	5,577	59,838	
	Total	21,395	18,615	20,818	20,085	18,935	19,840	21,253	20,039	20,374	20,575	20,760	22,026	244,716	
	Potencia (kW)														
	Maxima	40,113	40,149	41,200	41,681	42,721	46,016	45,300	44,147	44,023	43,707	43,557	43,764	46,016	
	Coincidental	39,906	41,420	40,317	41,293	38,360	45,666	43,952	43,941	42,798	42,758	43,527	39,782	45,666	
	Importe (Bs)														
	Energía	2,242,458	2,111,271	2,618,606	2,639,522	2,413,413	2,668,226	2,762,346	2,631,551	2,771,667	2,737,869	2,741,434	2,520,784	30,859,148	
	Potencia	1,604,978	1,540,684	2,235,584	1,700,596	2,122,545	2,113,411	2,238,797	2,265,096	2,245,116	2,272,714	1,960,119	2,025,346	24,324,987	
	Peaje	1,061,098	1,062,757	1,223,206	1,222,903	1,142,355	1,140,549	1,139,746	1,140,549	1,139,746	1,142,355	1,014,603	1,015,784	13,445,651	
	Total	4,908,534	4,714,712	6,077,396	5,563,021	5,678,314	5,922,186	6,140,890	6,037,196	6,156,530	6,152,938	5,716,156	5,561,914	68,629,786	
CATAVI 69kV	Energía (MWh)														
	Bloque Alto	1,484	1,179	1,468	1,437	1,834	1,824	1,788	1,832	1,950	1,991	1,706	1,591	20,084	
	Bloque Medio	2,834	2,153	2,734	3,075	3,833	3,886	3,716	3,786	4,243	4,299	3,487	3,101	41,147	
	Bloque Bajo	1,214	908	1,110	1,594	1,905	1,975	2,011	2,025	2,225	2,288	1,780	1,431	20,464	
	Total	5,531	4,240	5,313	6,105	7,572	7,686	7,515	7,643	8,417	8,577	6,974	6,123	81,695	
	Potencia (kW)														
	Maxima	13,277	12,413	13,306	13,853	14,198	14,630	14,429	15,322	14,918	15,120	14,314	13,853	15,322	
	Coincidental	13,450	11,981	12,211	12,787	12,326	12,557	13,709	14,832	13,018	14,486	14,314	13,046	14,832	
	Importe (Bs)														
	Energía	598,806	500,913	691,696	825,207	975,883	1,040,752	988,984	1,015,399	1,155,554	1,155,670	942,755	728,468	10,620,088	
	Potencia	739,562	711,269	1,022,315	786,614	1,054,924	1,050,539	1,110,044	1,122,556	1,113,052	1,127,018	869,518	897,304	11,604,714	
	Peaje	467,490	468,221	538,911	538,777	541,220	540,364	539,984	540,364	539,984	541,220	431,721	432,223	6,120,479	
	Total	1,805,858	1,680,403	2,252,921	2,150,598	2,572,027	2,631,656	2,639,012	2,678,319	2,808,590	2,823,908	2,243,994	2,057,995	28,345,281	
TOTAL	Energía (MWh)														
	Bloque Alto	6,807	5,887	6,812	6,420	7,185	7,479	7,703	7,499	7,540	7,613	7,185	7,218	85,347	
	Bloque Medio	13,455	11,900	12,968	12,874	12,969	13,507	14,113	13,519	14,180	14,305	13,650	13,924	160,762	
	Bloque Bajo	6,665	5,668	6,351	6,897	6,354	6,540	6,951	6,664	7,071	7,236	6,898	7,008	80,302	
	Total	26,926	22,855	26,131	26,190	26,507	27,526	28,767	27,682	28,791	29,153	27,734	28,149	326,411	
	Potencia (kW)														
	Maxima	53,390	52,562	54,505	55,534	56,920	60,646	59,728	59,469	58,941	58,827	57,871	57,617	60,646	
	Coincidental	53,355	53,401	52,528	54,080	50,687	58,223	57,660	58,773	55,816	57,244	57,871	52,829	58,773	
	Importe (Bs)														
	Energía	2,841,264	2,612,185	3,310,302	3,464,729	3,389,296	3,708,978	3,751,330	3,646,949	3,927,221	3,893,539	3,684,189	3,249,251	41,479,236	
	Potencia	2,344,540	2,251,953	3,257,899	2,487,210	3,177,470	3,163,950	3,348,841	3,387,653	3,358,168	3,399,731	2,829,637	2,922,650	35,929,701	
	Peaje	1,528,588	1,530,978	1,762,117	1,761,680	1,683,575	1,680,913	1,679,730	1,680,913	1,679,730	1,683,575	1,446,524	1,448,007	19,566,130	
	Total	6,714,392	6,395,115	8,330,317	7,713,619	8,250,341	8,553,841	8,779,902	8,715,515	8,965,119	8,976,846	7,960,150	7,619,909	96,975,067	
Total Compras en el Mercado Spot		6,714,392	6,395,115	8,330,317	7,713,619	8,250,341	8,553,841	8,779,902	8,715,515	8,965,119	8,976,846	7,960,150	7,619,909	96,975,067	
Total Compras en el Mercado de Contratos		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Tabla B-5

Gastos de Compra de Electricidad efectuados por CESSA.

NODO	CONCEPTO	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL	
ARANJUEZ 69kV	Energía (MWh)														
	Bloque Alto	4,011	3,606	4,239	4,018	3,762	4,341	4,542	4,699	4,410	4,378	4,471	4,409	50,884	
	Bloque Medio	7,897	6,969	7,938	7,384	6,441	7,952	8,501	8,679	8,206	8,051	8,510	8,566	95,095	
	Bloque Bajo	3,720	3,284	3,625	3,413	2,806	3,708	4,017	4,141	3,844	3,760	4,053	4,066	44,437	
	Total	15,627	13,859	15,802	14,815	13,009	16,001	17,059	17,519	16,459	16,190	17,033	17,041	190,415	
	Potencia (kW)														
	Maxima	31,117	33,992	33,139	33,139	28,008	33,779	34,359	34,359	34,328	34,809	35,070	34,315		
	Coincidental	30,783	29,230	33,139	33,139	27,531	30,064	32,205	32,205	33,741	30,767	33,358	33,883		
	Importe (Bs)														
	Energía	1,951,054	1,735,149	1,974,223	1,854,239	1,561,909	1,920,694	2,047,258	2,108,403	1,990,919	1,959,226	1,971,418	1,972,947		23,047,441
Potencia	973,950	973,199	976,282	976,074	1,204,070	1,202,499	1,201,805	1,202,545	1,201,805	1,204,070	2,074,181	2,076,156		15,268,637	
Peaje	634,094	635,086	635,942	635,784	705,435	704,319	703,823	704,320	703,823	705,435	896,239	897,281		8,561,581	
Total	3,559,098	3,345,434	3,586,447	3,466,096	3,471,414	3,827,512	3,952,887	4,015,268	3,896,548	3,868,731	4,941,838	4,946,385		46,877,658	
MARIACA 69kV	Energía (MWh)														
	Bloque Alto	4	3	5	6	4	6	6	6	4	5	5	5	60	
	Bloque Medio	7	6	8	8	6	9	9	9	6	7	6	7	87	
	Bloque Bajo	5	4	5	6	6	5	6	6	4	5	5	5	63	
	Total	17	14	18	20	16	20	20	20	14	17	17	17	210	
	Potencia (kW)														
	Maxima	23	18	15	15	17	30	35	35	61	28	34	15		
	Coincidental	38	38	15	15	16	60	65	65	39	39	16	41		
	Importe (Bs)														
	Energía	2,151	1,806	2,361	2,527	1,968	2,391	2,458	2,517	1,744	2,148	1,990	2,011		26,073
Potencia	1,691	1,693	1,695	1,695	2,326	2,323	2,321	2,323	2,321	2,326	2,992	2,995		26,702	
Peaje	980	981	982	982	1,238	1,236	1,235	1,236	1,235	1,238	1,196	1,197		13,736	
Total	4,822	4,481	5,039	5,205	5,532	5,949	6,015	6,075	5,300	5,711	6,178	6,203		66,511	
TOTAL	Energía (MWh)														
	Bloque Alto	4,015	3,609	4,244	4,024	3,766	4,346	4,547	4,704	4,414	4,383	4,476	4,414	50,944	
	Bloque Medio	7,904	6,976	7,946	7,391	6,447	7,961	8,510	8,688	8,212	8,058	8,516	8,573	95,182	
	Bloque Bajo	3,725	3,289	3,630	3,419	2,812	3,713	4,022	4,147	3,848	3,766	4,058	4,071	44,500	
	Total	15,644	13,873	15,821	14,834	13,025	16,020	17,079	17,539	16,473	16,207	17,050	17,058	190,625	
	Potencia (kW)														
	Maxima	31,140	34,009	33,154	33,154	28,026	33,829	34,414	34,414	34,389	34,838	35,125	34,330		
	Coincidental	30,841	29,287	33,154	33,154	27,547	30,124	32,270	32,270	33,780	30,806	33,374	33,924		
	Importe (Bs)														
	Energía	1,953,206	1,736,955	1,976,584	1,856,766	1,563,877	1,923,085	2,049,716	2,110,920	1,992,663	1,961,374	1,973,408	1,974,958		23,073,513
Potencia	973,641	976,893	977,978	977,769	1,206,396	1,204,821	1,204,127	1,204,868	1,204,127	1,206,396	2,077,173	2,079,151		15,295,338	
Peaje	635,073	636,067	636,924	636,766	706,673	705,555	705,058	705,556	705,058	706,673	897,435	898,479		8,575,317	
Total	3,563,920	3,349,915	3,591,486	3,471,301	3,476,945	3,833,461	3,958,901	4,021,344	3,901,848	3,874,443	4,948,016	4,952,588		46,944,169	
Total Compras en el Mercado Spot		3,563,920	3,349,915	3,591,486	3,471,301	3,476,945	3,833,461	3,958,901	4,021,344	3,901,848	3,874,443	4,948,016	4,952,588		46,944,169
Total Compras en el Mercado de Contratos		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-

Tabla B-6

Gastos de Compra de Electricidad efectuados por SEPSA.

NODO	CONCEPTO	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL	
POTOSI 69kV (SIN SAN BARTOLOME)	Energía (MW)														
	Bloque Alto	2,444	2,218	2,593	2,653	2,811	2,865	3,006	2,971	2,993	3,052	2,866	3,014	33,486	
	Bloque Medio	4,366	3,980	4,548	4,641	4,863	4,999	5,136	5,137	5,293	5,328	5,120	5,214	60,889	
	Bloque Bajo	2,400	2,338	2,552	2,633	2,813	2,850	3,004	2,934	3,169	3,150	3,087	3,303	34,433	
	Total	9,210	8,536	9,693	9,929	10,488	10,708	11,146	11,142	11,458	11,889	11,073	11,531	126,908	
	Potencia (kW)														
	Maxima	19,203	19,203	20,369	20,951	21,450	22,365	22,697	22,697	22,697	22,780	22,349	22,363	22,947	
	Cuicidencental	18,123	19,203	19,203	19,122	20,369	20,868	21,700	21,230	21,284	21,949	22,363	22,363	22,947	
	Importe (Bs)														
	Energía	1,243,389	1,130,010	1,309,626	1,344,457	1,336,135	1,363,483	1,419,239	1,422,804	1,470,244	1,526,607	1,409,368	1,506,253	1,641,824	16,481,824
Potencia	1,004,833	1,045,773	1,046,924	1,046,694	1,089,756	1,088,314	1,087,225	1,088,382	1,087,725	1,089,756	1,079,839	1,041,263	1,076,613	13,676,613	
Peaje	589,200	590,121	590,916	590,769	583,804	582,811	582,471	582,811	582,471	583,804	544,614	545,248	6,494,811	64,948,811	
Total	2,877,321	2,766,903	2,947,466	2,981,929	2,989,699	3,029,108	3,084,708	3,089,468	3,094,067	3,140,440	2,933,820	3,052,768	3,197,628	37,107,628	
SAN BARTOLOME	Energía (MW)														
	Bloque Alto	862	968	945	980	713	1,087	1,130	1,025	1,074	1,213	1,199	893	12,070	
	Bloque Medio	1,810	2,080	2,020	2,103	1,494	2,069	2,113	2,113	2,113	2,619	2,669	1,729	25,800	
	Bloque Bajo	1,400	1,586	1,571	1,641	1,046	1,672	1,833	1,605	1,765	1,966	1,907	1,331	19,324	
	Total	4,072	4,633	4,536	4,724	3,253	4,808	5,276	4,746	4,968	5,798	5,718	3,949	56,774	
	Potencia (kW)														
	Maxima	7,686	7,969	7,889	7,547	7,633	8,481	8,334	8,172	8,677	8,516	8,996	8,996	8,996	
	Cuicidencental	7,167	7,663	7,351	7,441	7,242	7,885	7,818	7,885	7,818	8,362	7,993	8,440	8,440	
	Importe (Bs)														
	Energía	549,820	627,361	612,872	639,432	414,401	612,381	684,563	686,036	662,877	744,478	727,405	502,765	7,384,411	
Potencia	455,800	456,385	456,887	456,787	482,260	484,630	484,356	484,630	484,356	484,260	482,403	482,000	6,099,822		
Peaje	257,132	257,534	257,881	257,817	259,964	259,533	259,370	259,533	259,370	259,964	251,139	251,432	3,090,708		
Total	1,262,752	1,341,229	1,327,640	1,354,036	1,189,628	1,356,594	1,428,289	1,429,939	1,402,607	1,494,603	1,460,792	1,004,199	1,437,287	16,574,928	
DON DIEGO 69kV	Energía (MW)														
	Bloque Alto	400	375	324	428	433	504	485	535	523	498	453	491	8,449	
	Bloque Medio	563	519	330	499	499	633	714	709	633	605	605	734	7,130	
	Bloque Bajo	492	488	328	490	470	579	623	509	618	593	509	627	6,377	
	Total	1,455	1,381	983	1,416	1,401	1,716	1,827	1,862	1,874	1,849	1,748	1,867	21,956	
	Potencia (kW)														
	Maxima	4,333	4,536	2,937	4,711	4,812	4,766	4,783	4,977	4,982	5,000	4,883	4,883	8,000	
	Cuicidencental	4,215	4,536	2,880	4,681	4,781	4,633	4,633	4,633	4,633	4,633	4,633	4,633	4,633	
	Importe (Bs)														
	Energía	195,283	186,048	132,097	193,406	177,700	219,980	211,436	231,172	236,290	222,995	197,918	234,103	2,448,432	
Potencia	240,706	241,014	241,277	241,277	241,277	241,277	241,277	241,277	241,277	241,277	241,277	241,277	2,412,732		
Peaje	137,382	137,597	137,782	137,748	109,680	109,507	109,429	109,507	109,429	109,680	1,196	1,072	1,316,214		
Total	873,371	864,668	811,166	872,388	808,158	850,994	822,287	840,180	847,111	834,448	486,449	628,088	6,510,859		
OCURI 118kV	Energía (MW)														
	Bloque Alto	47	48	58	71	81	72	75	77	84	79	75	70	807	
	Bloque Medio	25	28	33	40	49	78	67	78	61	80	76	82	874	
	Bloque Bajo	43	43	45	61	66	54	57	62	70	62	61	66	683	
	Total	148	148	161	209	228	193	209	206	248	221	212	220	2,564	
	Potencia (kW)														
	Maxima	538	581	586	723	763	690	733	803	823	806	819	804	822	
	Cuicidencental	459	459	459	459	459	459	459	459	459	459	459	459	459	
	Importe (Bs)														
	Energía	18,172	18,602	20,108	26,101	26,838	23,049	24,812	24,812	24,812	24,812	24,812	24,812	24,812	280,213
Potencia	24,331	24,363	24,389	24,384	27,420	27,384	27,384	27,384	27,384	27,384	27,384	27,384	27,384	282,703	
Peaje	14,203	14,236	14,245	14,241	13,103	13,103	13,103	13,103	13,103	13,103	13,103	13,103	13,103	174,218	
Total	66,706	67,191	68,741	64,817	68,065	65,811	65,811	65,811	65,811	65,811	65,811	65,811	65,811	786,132	
SACACA 118kV	Energía (MW)														
	Bloque Alto	35	37	46	48	53	52	51	54	51	52	49	43	608	
	Bloque Medio	35	37	44	49	49	49	44	44	48	49	47	47	619	
	Bloque Bajo	30	31	35	36	36	39	42	40	42	40	40	34	443	
	Total	98	105	122	124	134	136	134	146	146	141	132	122	1,670	
	Potencia (kW)														
	Maxima	364	385	433	446	459	475	475	485	489	475	491	475	484	
	Cuicidencental	329	351	397	406	382	438	438	438	438	438	438	438	438	
	Importe (Bs)														
	Energía	11,745	12,282	14,651	14,896	15,344	15,405	15,279	16,386	15,932	16,267	15,005	13,805	177,887	
Potencia	21,426	21,453	21,476	21,472	21,013	20,986	20,986	20,974	21,013	21,013	20,174	20,203	272,181		
Peaje	13,324	13,245	13,262	13,259	12,132	12,132	12,132	12,132	12,132	12,132	11,959	11,973	149,618		
Total	46,504	47,280	49,390	49,627	48,489	48,489	48,489	48,489	48,489	48,489	48,489	48,489	48,489	609,326	
KARACHIPAMPA 69kV	Energía (MW)														
	Bloque Alto	4	4	5	3	3	3	3	4	4	4	4	4	41	
	Bloque Medio	11	11	13	12	14	14	14	11	10	9	9	9	138	
	Bloque Bajo	6	7	7	8	7	8	7	8	7	6	6	6	81	
	Total	21	22	25	23	26	26	26	22	20	19	19	19	267	
	Potencia (kW)														
	Maxima	71	120	86	101	137	94	75	68	105	109	77	66	137	
	Cuicidencental	41	28	41	28	23	23	23	26	19	26	19	23	47	
	Importe (Bs)														
	Energía	2,889	3,293	3,340	3,110	3,264	3,324	3,410	2,863	2,542	2,422	2,367	2,287	34,964	
Potencia	359,536	360,000	360,398	360,319	3,653	3,650	3,650	3,648	3,648	3,653	3,614	3,217	1,468,890		
Peaje	203,991	204,310	204,586	204,353	1,981	1,978	1,978	1,978	1,978	1,981	1,196	1,197	13,814		
Total	666,116	667,244	665,224	664,962	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	2,352,227	
CARACOTA	Energía (MW)														
	Bloque Alto	29	41	50	44	56	57	60	57	53	53	53	42	601	
	Bloque Medio	89	94	116	134	130	135	132	129	107	113	118	102	1,376	
	Bloque Bajo	24	31	30	29	32	30	31	31	31	31	31	31	399	
	Total	182	196	226	222	268	268	268	268	267	267	267	267	2,776	
	Potencia (kW)														
	Maxima	640	673	640	669	648	744	682	665	665	703	678	640	744	
	Cuicidencental	333	378	337	370	412	382	403	387	395	387	387	337	412	
	Importe (Bs)														
	Energía	25,155	27,196	32,528	30,723	36,600	38,038	38,094	37,180	31,554	33,916	30,982	26,607	388,435	
Potencia	21,287	22,444	21,306	22,257	21,942	28,795	25,656	26,051	27,217	26,396	26,396	26,396	262,373		
Peaje	12,759	13,269	12,299	13,161	13,850	16,809	15,019	15,252	15,933	15,400	14,808	14,238	182,148		
Total	60,001	62,909	66,423	66,144	68,000	68,000	68,000	68,000	68,000	68,000	68,000	68,000	68,000	852,966	
TUP_RURAL	Energía (MW)														
	Bloque Alto	70	66	86	73	93	90	97	96	96	93	80	79	1,019	
	Bloque Medio	162	153	184	180	173	180	173	182	129	107	113	102	1,376	

ANEXO C
ENERGIA VENDIDA POR CADA EMPRESA DISTRIBUIDORA A SUS
RESPECTIVOS CLIENTES DURANTE EL AÑO 2009.

Tabla C-1
Energía Vendida por la CRE a sus Consumidores Finales.
(MWh)

CATEGORIAS	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL
ALTA TENSION													
Industrial II	748	727	660	734	717	691	573	607	637	634	717	798	8,242
Total	748	727	660	734	717	691	573	607	637	634	717	798	8,242
MEDIA TENSION													
Domiciliaria	414	399	393	409	402	374	384	350	386	388	438	432	4,770
General I	4,634	4,621	4,961	4,981	5,059	4,259	3,583	3,612	4,172	4,373	5,056	5,312	54,623
General II	4,042	3,827	3,888	3,764	3,797	3,329	3,139	3,158	3,556	4,113	4,511	4,700	45,824
Industrial I	1,375	1,298	1,331	1,680	1,699	1,524	1,266	1,319	1,347	1,400	1,471	1,523	17,234
Industrial II	33,362	34,838	33,761	36,840	38,833	39,118	37,218	38,225	38,767	38,907	41,655	40,372	451,897
Granjero	1,005	933	880	899	875	718	810	807	1,021	1,023	1,140	1,089	11,200
Alumbrado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Especial	1,119	1,028	1,004	995	970	769	614	661	729	867	1,042	1,144	10,944
Agua Pot.	3,375	3,357	3,590	3,180	3,188	3,531	3,142	3,305	3,329	3,612	3,606	3,414	40,629
Total	49,327	50,302	49,809	52,748	54,822	53,622	50,156	51,437	53,307	54,683	58,920	57,987	637,120
BAJA TENSION													
Domiciliaria	66,152	61,958	61,190	59,980	60,582	54,071	54,121	54,817	58,898	59,511	68,510	97,569	757,360
General I	6,004	5,841	6,086	6,431	6,319	5,567	4,892	4,933	5,739	5,863	6,815	67,657	132,148
General II	15,077	13,937	13,861	13,993	13,937	12,575	11,467	11,611	12,952	13,187	15,282	7,585	155,464
Industrial I	1,691	1,598	1,634	1,612	1,610	1,532	1,548	1,529	1,623	1,679	1,820	14,441	32,317
Industrial II	461	367	455	478	444	385	358	375	405	422	452	2,007	6,609
Granjero	2,543	2,309	2,270	2,240	2,232	2,041	2,239	2,278	2,520	2,715	2,961	448	26,796
Alumbrado	5,266	4,760	5,273	5,111	5,335	5,165	5,322	5,368	5,278	5,511	5,341	2,303	60,034
Especial	303	283	300	277	260	193	152	159	211	219	285	5,778	8,420
Agua Pot.	795	810	793	760	764	705	712	723	790	818	875	165	8,711
Total	98,293	91,864	91,864	90,883	91,483	82,233	80,810	81,793	88,416	89,926	102,340	197,953	1,187,859
TOTAL	148,368	142,893	142,333	144,365	147,022	136,546	131,540	133,837	142,360	145,242	161,977	256,738	1,833,221

Tabla C-2
Energía Vendida por ELFEC a sus Consumidores Finales.
(MWh)

CATEGORIAS	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL
ALTA TENSION													
GDST	9	9	9	12	42	9	12	12	12	6	15	9	156
Total	9	9	9	12	42	9	12	12	12	6	15	9	156
MEDIA TENSION													
Residencial	59	67	71	69	76	76	85	68	46	55	72	63	806
General I	20	22	31	25	24	28	28	23	31	29	29	30	321
General II	3,603	3,274	3,830	3,693	3,855	3,544	3,622	3,554	3,929	3,993	3,909	3,924	44,730
Industrial I	1,062	1,154	1,258	1,189	1,292	1,225	1,359	1,293	1,244	1,352	1,320	1,329	15,076
Industrial II	14,462	12,466	15,436	12,947	13,815	13,840	14,756	14,314	15,879	15,972	15,061	15,311	174,261
CF	45	29	41	37	47	20	36	35	41	37	39	36	443
Agricultura	-180	234	279	214	518	583	762	988	1,195	1,603	1,256	778	8,229
Agua Potable	1,167	1,044	1,197	1,036	1,161	1,074	1,068	1,037	1,132	1,110	1,068	1,108	13,201
Reventa	688	688	802	727	843	807	866	906	910	1,030	918	891	10,076
Total	20,926	18,978	22,945	19,937	21,631	21,198	22,582	22,218	24,407	25,180	23,671	23,470	267,144
BAJA TENSION													
Domiciliaria	27,427	24,387	26,732	27,030	27,401	26,191	28,007	28,312	27,173	29,580	29,473	30,480	332,194
General I	4,102	3,924	4,268	4,618	4,266	4,386	4,277	4,486	4,324	4,697	4,657	4,845	52,850
General II	2,601	2,636	2,947	3,057	2,925	2,967	2,961	2,963	2,910	3,162	3,152	3,162	35,445
Industrial I	2,192	2,320	2,280	2,411	2,385	2,325	2,570	2,573	2,439	2,598	2,597	2,657	29,345
Industrial II	194	200	253	210	244	191	240	234	251	250	227	233	2,726
CF	200	205	203	197	224	184	168	189	196	222	207	183	2,378
Agricultura	104	104	114	108	107	212	226	242	252	276	269	263	2,278
Agua Potable	630	593	633	605	684	621	687	661	658	711	681	708	7,871
Alumbrado Publico	4,799	4,575	4,889	5,225	5,159	5,407	5,553	5,654	5,333	5,375	5,352	5,739	63,062
Total	42,250	38,943	42,318	43,462	43,397	42,484	44,689	45,313	43,537	46,871	46,615	48,271	48,271
TOTAL	63,184	57,930	65,272	63,411	65,070	63,691	67,283	67,542	67,956	72,058	70,301	71,750	315,570

Tabla C-3
Energía Vendida por EPAZ a sus Consumidores Finales.
(MWh)

CATEGORIAS	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL
ALTA TENSION													
Industrial II	297	282	302	303	292	330	289	336	306	322	307	296	3,663
Seysa-Emprepaz	4,689	4,318	4,935	4,981	5,118	4,965	5,254	5,411	5,272	5,533	5,531	5,663	61,670
SOBOCE	7,228	5,729	5,981	6,943	7,558	6,913	6,896	6,298	7,417	7,678	7,072	7,101	82,813
Total	12,213	10,330	11,218	12,227	12,968	12,208	12,439	12,046	12,994	13,532	12,910	13,061	148,146
MEDIA TENSION													
Residencial	97	85	96	91	104	127	138	125	118	105	93	104	1,284
General I	163	160	170	170	178	191	187	184	188	189	180	192	2,152
General II	5,507	5,107	5,640	5,593	5,756	5,761	5,750	5,747	6,184	5,865	5,730	5,936	68,574
Industrial I	260	247	259	251	248	246	273	258	262	268	236	258	3,067
Industrial II	10,980	9,760	11,890	11,091	10,577	10,758	11,121	11,320	11,892	12,247	11,813	11,826	135,275
Mineria	0	0	0	0	0	5	52	140	141	131	114	123	707
GI7	59	61	82	54	66	67	67	58	56	55	51	63	738
Seysa-Emprepaz	494	456	494	566	480	542	588	518	522	577	489	616	6,342
Total	17,560	15,876	18,631	17,816	17,410	17,697	18,176	18,351	19,363	19,436	18,706	19,117	218,139
BAJA TENSION													
Residencial	45,070	40,408	40,668	43,528	44,613	43,824	46,400	46,099	43,321	44,578	43,234	44,483	526,227
General I	9,699	9,183	9,061	10,032	10,127	9,802	10,112	10,340	9,952	10,269	9,928	10,049	118,555
General II	4,486	4,300	4,571	4,716	4,942	4,974	5,053	4,975	4,979	4,964	4,909	4,970	57,840
Industrial I	1,114	1,070	1,016	1,103	1,143	1,113	1,123	1,148	1,139	1,158	1,161	1,190	13,479
Industrial II	1,038	897	1,173	1,117	1,154	1,195	1,208	1,253	1,348	1,323	1,303	1,370	14,379
Mineria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Alumbrado Publico	5,072	4,597	5,123	5,825	6,023	5,858	6,067	6,080	5,898	5,205	5,051	5,237	66,037
Total	66,480	60,455	61,612	66,321	68,003	66,766	69,964	69,895	66,637	67,498	65,585	67,300	796,517
TOTAL	96,253	86,660	91,461	96,365	98,381	96,671	100,579	100,292	98,994	100,467	97,201	99,478	1,162,802

Tabla C-4
Energía Vendida por ELFEO a sus Consumidores Finales.
(MWh)

CATEGORIAS	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL
ALTA TENSION													
Total	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MEDIA TENSION													
Residencial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
General I	33	28	29	43	42	46	45	42	63	47	52	49	519
General II	244	234	238	214	298	261	269	270	254	243	279	267	3,069
Industrial I	7	8	8	9	12	11	11	11	9	9	10	9	114
Industrial II	4,912	4,539	4,711	4,563	4,932	4,496	5,245	4,688	5,041	5,250	5,247	5,773	59,397
Mineria	8,686	6,513	7,470	8,114	7,442	8,382	8,466	8,132	9,109	9,280	8,284	7,973	97,851
TESA	36	49	43	42	49	43	39	42	42	35	41	43	503
Otros	3,499	3,569	3,691	3,887	3,980	4,111	4,266	4,295	4,221	4,193	4,092	3,682	47,487
Total	17,417	14,940	16,190	16,871	16,755	17,351	18,341	17,479	18,739	19,056	18,004	17,796	208,940
BAJA TENSION													
Residencial	5,066	4,684	5,088	5,020	5,083	5,121	5,436	5,434	5,202	5,177	5,307	5,215	61,833
General I	838	813	867	876	886	894	948	946	939	912	906	911	10,738
General II	618	582	672	651	671	692	710	727	732	689	680	662	8,086
Industrial I	17	19	21	26	27	30	30	29	30	32	29	28	318
Industrial II	128	162	136	152	144	165	186	138	129	132	146	142	1,762
Mineria	46	47	32	48	47	38	39	41	47	48	50	63	545
Alumbrado Publico	839	835	863	855	1,020	1,004	1,022	978	997	988	977	1,009	11,389
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	7,553	7,144	7,679	7,629	7,877	7,944	8,372	8,295	8,077	7,977	8,095	8,030	94,670
TOTAL	24,970	22,084	23,869	24,500	24,632	25,294	26,713	25,774	26,815	27,034	26,099	25,825	303,610

Tabla C-5
Energía Vendida por CESSA a sus Consumidores Finales.
(MWh)

CATEGORIAS	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL
ALTA TENSION													
Total	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MEDIA TENSION													
Residencial	18.80	14.23	15.21	16.69	15.21	17.55	17.21	18.13	15.04	13.65	15.48	11.17	188
General I	8.88	6.41	5.92	6.57	8.30	6.69	7.45	7.60	9.59	8.21	9.35	6.03	91
General II	60.73	60.49	56.31	63.67	62.79	62.35	63.65	67.51	64.62	65.29	68.73	61.28	757
Industrial I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Industrial II	432.75	454.91	371.54	442.04	432.05	398.31	423.17	394.57	431.86	404.47	379.26	389.96	4,955
FANCESA	5,764.26	5,209.24	5,307.32	5,068.18	2,391.12	5,426.22	6,357.77	6,598.95	6,006.55	4,840.58	6,148.52	6,290.59	65,409
Alumbrado Publico	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	6,285.41	5,745.27	5,756.30	5,597.15	2,909.49	5,911.11	6,869.24	7,086.76	6,527.66	5,332.20	6,621.34	6,759.02	71,401
BAJA TENSION													
Residencial	5,395.43	4,977.57	4,655.39	5,232.13	5,225.06	5,364.97	5,203.13	5,620.01	5,292.71	5,535.12	6,010.58	5,312.45	63,825
General I	967.90	945.81	869.44	993.36	851.91	1,043.64	1,034.82	1,108.49	1,058.19	1,116.55	1,219.40	1,061.96	12,271
General II	666.51	679.39	638.70	735.19	731.56	744.86	752.92	767.01	760.10	708.91	772.07	658.53	8,616
Industrial I	96.44	83.26	77.17	103.68	86.09	88.01	90.82	90.41	82.95	84.80	87.47	85.87	1,057
Industrial II	266.03	258.43	227.90	288.89	266.41	283.20	298.10	300.43	321.39	319.91	317.63	301.72	3,450
FANCESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alumbrado Publico	718.47	746.57	732.13	796.53	877.81	871.73	810.68	818.08	828.30	732.84	740.72	669.60	9,343
Total	8,111	7,691	7,201	8,150	8,039	8,396	8,190	8,704	8,344	8,498	9,148	8,090	98,562
TOTAL	14,396	13,436	12,957	13,747	10,948	14,308	15,060	15,791	14,871	13,830	15,769	14,849	169,963

Tabla C-6
Energía Vendida por SEPSA a sus Consumidores Finales.
(MWh)

CATEGORIAS	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL
ALTA TENSION													
San Bartolome	4,072	4,633	4,536	4,724	3,253	4,808	5,376	4,746	5,165	5,798	5,715	3,949	
Total	4,072	4,633	4,536	4,724	3,253	4,808	5,376	4,746	5,165	5,798	5,715	3,949	
MEDIA TENSION													
Residencial													-
General I													-
General II													-
Industrial	4,392	4,403	4,774	4,984	5,291	5,911	4,700	5,834	6,926	6,897	6,497	6,823	67,431
Pozos y Bomvas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DDI - COMSUR-Caballo Blanco	420	832	55	482	392	664	731	676	829	837	598	703	7,220
PTS - ARISUR	8	10	8	8	8	8	8	9	8	8	8	9	101
PTS - COMSUR-COMCO	3	6	6	9	14	10	10	15	15	20	19	5	
Total	4,823	5,250	4,844	5,483	5,705	6,594	5,448	6,534	7,777	7,762	7,121	7,540	74,884
BAJA TENSION													
Residencial	2,908	2,850	2,835	3,127	2,797	3,050	3,039	3,257	3,202	3,097	3,143	3,209	36,515
General I	718	753	739	834	760	870	843	891	888	840	847	845	9,827
General II	400	434	410	446	416	490	462	485	520	483	458	469	5,474
Industrial I													-
Industrial II													-
Alumbrado Publico	553	509	557	552	567	538	600	603	597	642	630	644	7,012
Total	4,579	4,547	4,541	4,959	4,540	4,969	4,943	5,236	5,207	5,062	5,077	5,167	58,827
TOTAL	13,474	14,431	13,921	15,166	13,498	16,370	15,768	16,516	18,149	18,622	17,914	16,656	190,485