



Texto de Discussão do Setor Elétrico n.º 43

**Determinación del Precio de Gas Natural
para El Sector Eléctrico Boliviano y su Efecto
en las Tarifas a Consumidor Final**

Luis Salinas San Martin

Rio de Janeiro
Diciembre del 2011

Sumario

1. Resumen	3
2. Antecedentes.....	4
3. Determinación del Precio del Gas Natural para el Sector Eléctrico Boliviano	11
4. Impacto de la Subida del Precio de Gas Natural en las Tarifas a Consumidor Final	21
5. Medidas de mitigación Del Incremento de las Tarifas a Consumidor Final	28
6. Impacto de la Propuesta de Subsidio Discriminatorio de las Tarifas de Electricidad y Barreras Regulatorias para su Implementación	33
8. Conclusiones y Recomendaciones.....	55
8. Bibliografía.....	60

Determinación del Precio de Gas Natural para El Sector Eléctrico Boliviano y su Efecto en las Tarifas a Consumidor Final¹

Luis Salinas San Martín²

1. Resumen

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 generación hidroeléctrica y hace no rentables proyectos termoeléctricos. La causa es el precio al cual compran gas natural las termoeléctricas a YPFB.

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

Los más beneficiados de las tarifas bajas de energía han sido mayormente los consumidores finales, pero también son los más vulnerables a sufrir en el tiempo la escasez del servicio por la insostenibilidad de la situación que los beneficia. 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 del País.

¹ Publicado na Revista Electromundo. La Paz. Colegio de Ingenieros Electricistas y Electronicos n.º 63 p. 51. Octubre 2011

² Ingeniero Electromecánico Graduado de la Universidad Privada Boliviana. Investigador Asociado del GESEL-UFRJ - salinassm@hotmail.com

Se puede ver que el Sector se encuentra entre la espada y la pared. En ese sentido el presente documento pretende establecer 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.

2. Antecedentes

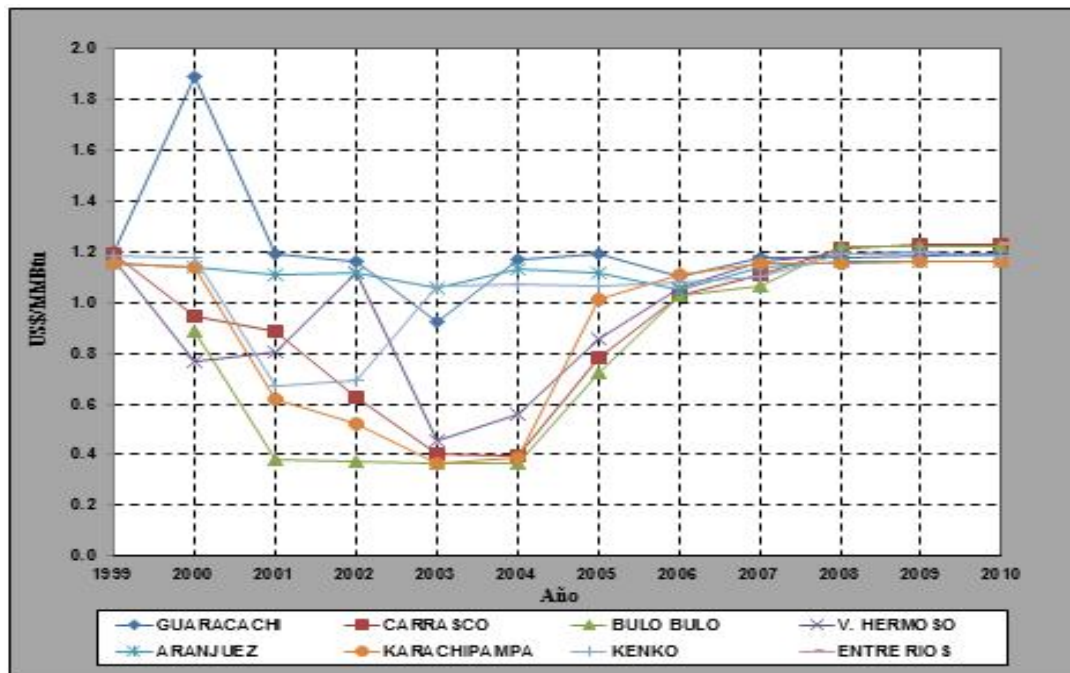
El Mercado Eléctrico Mayorista en Bolivia (MEM) funciona bajo la modalidad de mercado Spot. El 2009 la Capacidad Instalada del mercado fue de 1,165 MW de los cuales 57% correspondió a generación térmica y el restante 43% a generación hidroeléctrica. La demanda máxima para el año señalado fue de 939.4 MW y la producción de energía para satisfacer esta demanda fue de 5,633 GWh, para lo cual el Sector Eléctrico en Bolivia consumió un promedio de 3.21 MMm³/día que representa el 48% del consumo del mercado interno, constituyéndose en el consumidor más importante de ese mercado [1].

A la Generación se la remunera por concepto de energía producida y potencia garantizada. El precio de la energía 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 otro lado 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, costo variable de los generadores térmicos y el precio de potencia remunera la inversión realizada en generación.

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 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 según se puede ver en el Grafico 1.1.

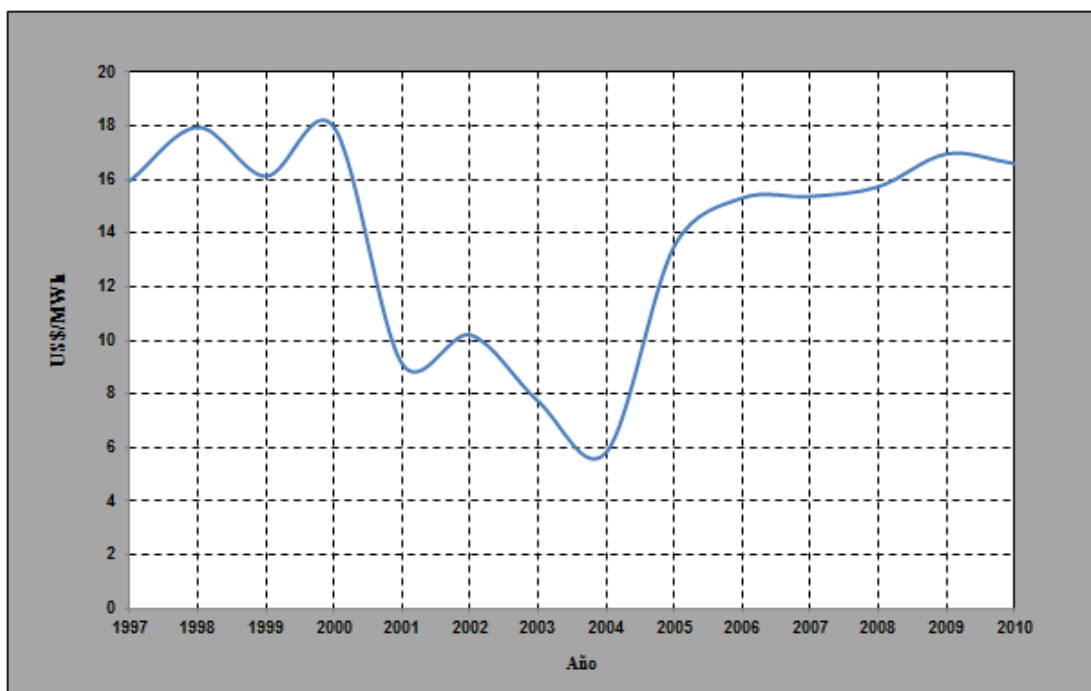
Gráfico 1.1 – Precios de Gas Natural (s/IVA) declarados por los Generadores Eléctricos



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 termoeléctrica en el punto de ingreso a la planta termoeléctrica sería único y corresponderá al valor máximo de todos los precios declarados para dicho hidrocarburo por los agentes generadores al CNDC en 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 esta forma 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.

Gráfico 2.2 – Costo Marginal de Energía en el SIN

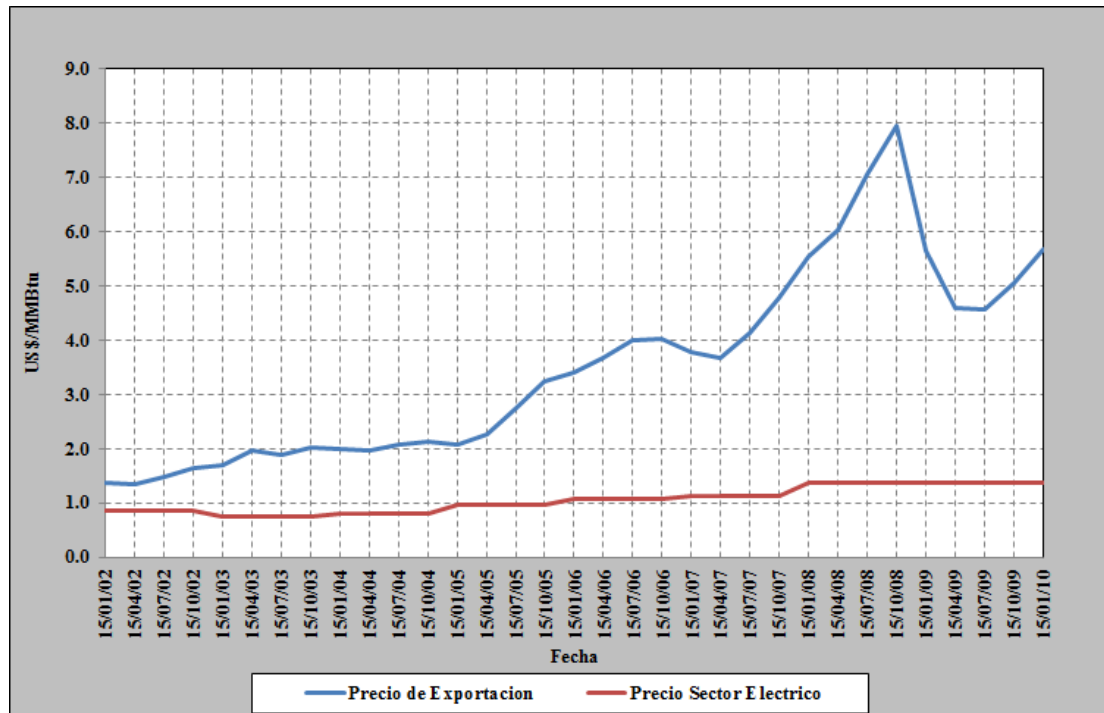


Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga CNDC.

Este bajo precio de la energía se ha traducido entre otras cosas en tarifas bajas de distribución y además en un desincentivo para la instalación de centrales generadoras, especialmente hidroeléctricas.

Hasta el año 2000 el precio del gas natural para el sector eléctrico dependía del precio de exportación. El Decreto Supremo N° 26037 marca el inicio de la desvinculación de ambos precios, haciendo que estos presenten diferencias significativas hasta el día de hoy, según se aprecia en el Gráfico 1.3.

Gráfico 3.3 – Precio del Gas Natural boliviano para la Exportación y para el Sector Eléctrico del País



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

Esta situación ha generado 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.

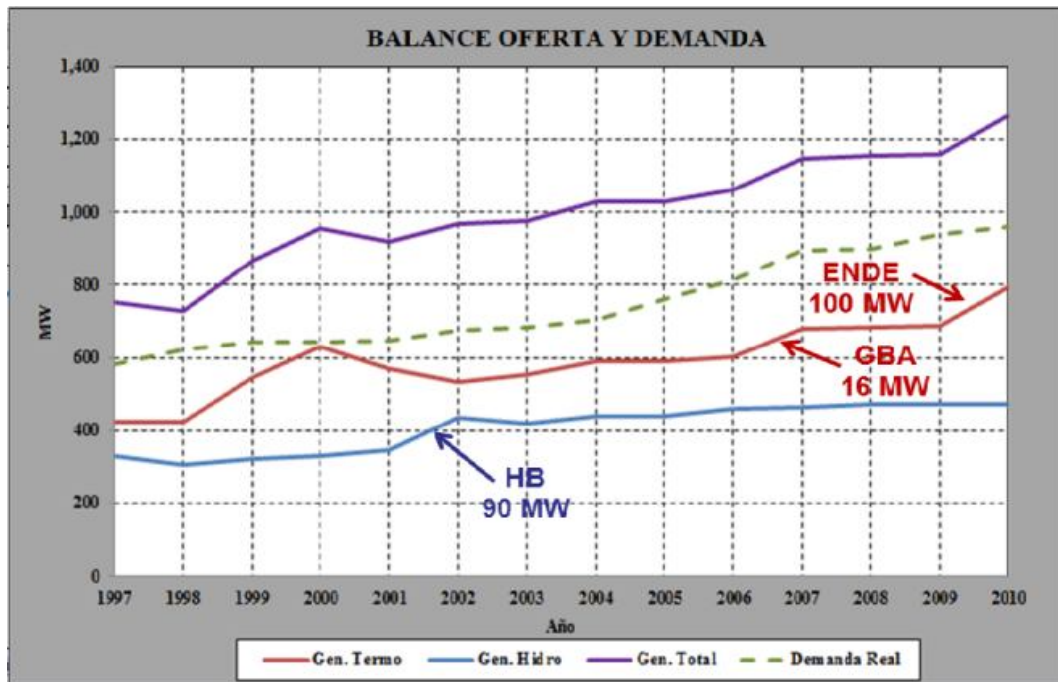
Tabla 4.1 – Tarifas de Electricidad a Consumidor Final en Distintos Países. 2006

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. Esto se puede apreciar en el Gráfico 1.4.

Grafico 1.4 – 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 se verán afectadas pues a medida que la demanda de electricidad crezca, se procederá a suministrarla utilizando centrales termoeléctricas que tienen costos de generación más altos que harán que las tarifas de electricidad a la larga se eleven.

3. Determinación del Precio del Gas Natural para el Sector Eléctrico Boliviano

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. Sin embargo en el presente documento se empleara una metodología distinta, que se enfoque más en hacer competitivas la instalación y operación de centrales hidroeléctricas frente a sus contrapartes térmicas [3].

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 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, 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 (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 (Cme) de generación 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:

Cme_h = Costo promedio de generación de energía para una hidroeléctrica (US\$/MWh).

Cme_t = Costo promedio de generación de energía para una termoeléctrica (US\$/MWh).

Para que esta condición se dé la variable a 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.

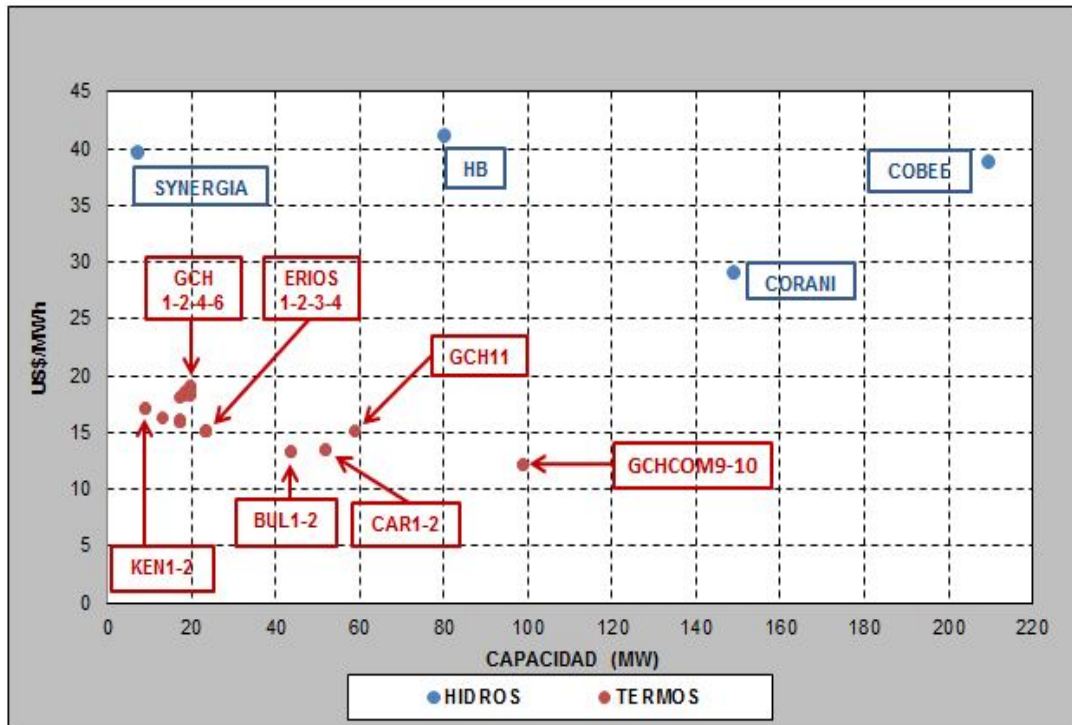
Las centrales hidroeléctricas que se analizaran en este artículo serán la Empresa Eléctrica Corani (CORANI S.A.M.), Hidroeléctrica Boliviana (HB S.A.), Compañía Boliviana de Energía Eléctrica (COBEE BPC S.A.) y la Sociedad Industrial Energética y Comercial Andina (SYNERGIA S.A.)

Para la determinación del Costo Total Anual de Generación se anualizo 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 la 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. 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 hidroeléctrica.

Respecto de los costos de generación de energía para centrales termoeléctricas, los mismos se extrajeron del Informe de Precios de Nodo para el periodo Mayo–Octubre 2010. 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%. Los resultados se muestran en el Grafico 2.1.

Grafico 2.1 – Costos de Generación de Energía de las distintas centrales y unidades de generación



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 eleve y por ende su costo de generación bajo.

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.

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.

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 se definieron posibles escenarios de precios de gas natural, que son los siguientes:

- i. **Escenario 1:** Muestra el precio actual del gas natural de 1.3 US\$/MPC.
- ii. **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.
- iii. **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.
- iv. **Escenario 4:** Estaría conformado por el precio máximo de exportación del gas natural al Brasil registrado durante la gestión 2009.

Los escenarios definidos se muestran en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1 – Escenarios de Precios de Gas Natural para el sector Eléctrico

Escenarios	Costo de Gen. CCTG (US\$/MWh)	Precio de Gas (c/IVA) (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.

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 inversión específica que cada generadora puede financiar para tener la rentabilidad definida:

$$I_{es} = (p_p * 12 * 1000 + p_e * 8760 * FP) * \frac{(1 - R_{GI})}{ROA} \quad (10)$$

Donde:

I_{es} = Inversión específica que genera un ROA dado

(US\$/kW).

R_{GI} = Relación Gasto/Ingreso.

De la anterior ecuación es posible realizar el análisis de manera marginal considerando una unidad hidroeléctrica con una capacidad igual a $P_{cap} = 1 \text{ MW}$. 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% [12].

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, elaborados por el CNDC, de la gestión 2009 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 de 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 2.2.

Tabla 2.2 – 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 2.3. Dicha tabla también muestra para cada escenario de precio de gas natural que empresas hidroeléctricas bolivianas pueden financiar estos proyectos bajo las condiciones señaladas anteriormente.

Tabla 2.3. - 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. Nótese 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. Es más, es posible advertir que un precio de gas para el sector eléctrico semejante al de exportación al Brasil es el más conveniente.

Finalmente la Tabla 2.3 también presenta 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. Esta situación puede generar problemas financieros para la empresa que a la larga el Estado Boliviano tendrá que hacerse cargo.

4. Impacto de la Subida del Precio de Gas Natural en las Tarifas a Consumidor Final

Primero, para determinar el efecto que tendrá un alza del 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 la única diferencia que el costo de generación de energía eléctrica de las centrales termos varió en la misma proporción que el precio de gas natural en cada escenario definido respecto del primero.

La distribución de electricidad es considerada en Bolivia como un servicio público que funciona siguiendo un modelo concesionario. 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.

Entonces para saber el nivel de ingresos de una Distribuidora es preciso definir los costos en los que incurre y la utilidad a la cual tiene derecho:

$$I = U + C \quad (11)$$

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.

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

$$C = C_e + C_d + C_c \quad (12)$$

Donde:

C_e = Costo de compra de electricidad anual.

C_c = Costo de Consumidores anual.

C_d = Costo de Distribución anual.

El Costos de compra de electricidad se refieren al gasto que la distribuidora debe realizar para comprar energía (*Ene*) y potencia eléctrica (*Pot*) y al pago de los respectivos peajes de transmisión (*Peaj*). Estos gastos tienen un carácter "pass-through", es decir representa dinero que pasa del distribuidor a la transmisora y a los generadores, sin beneficio para el primero.

El Costo de los Consumidores cubre 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.

Por su parte, el Costo de Distribución cubre 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.

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:

$$U = TR * (PAC) \quad (13)$$

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.

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. Los cargos son el Cargo por consumidor (*CF*), que representa un cargo fijo determinado para todos los consumidores y un Cargo por potencia fuera de punta (*PFP*) que remuneran los costos de distribución, de consumidores y la utilidad de las distribuidoras; y los Cargos por Energía (*E*) y por Potencia de Punta (*PP*) que remuneran los costos de compra de energía, potencia y peaje en los que incurre el distribuidor.

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. 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.

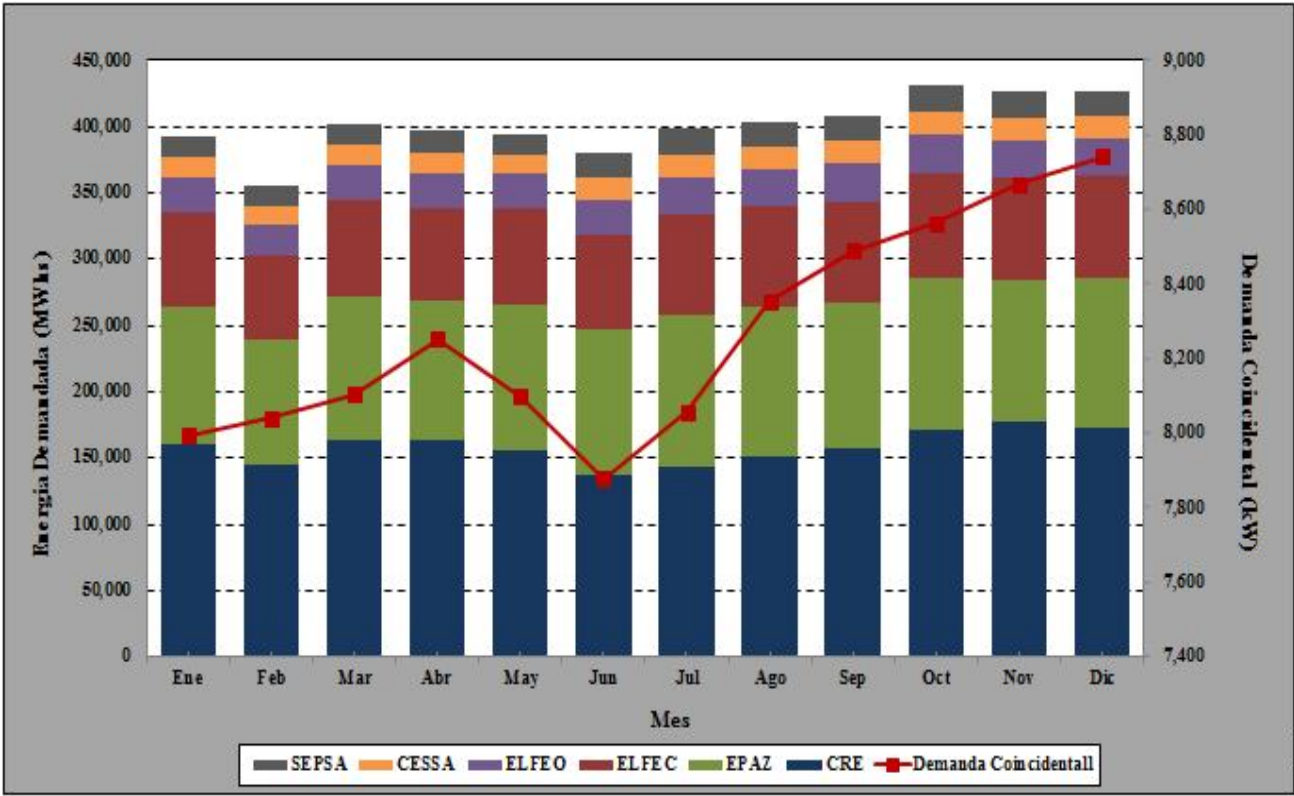
En todos los casos la tasa de retorno aprobada para el periodo tarifario fue de 10,1%. La AE tiene la obligación de revisar mensualmente el nivel de gastos e ingresos de las distribuidoras, para lo cual estas le remiten mensualmente informes respecto a su operación, nivel de ingresos, gastos y ventas 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.

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.

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

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 ELFE0, 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.

Gráfico 3.1 – Consumo de Energía y Potencia de las Empresas Distribuidoras del País durante el 2009



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

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 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 50MW 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).

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, tampoco los costos de distribución y de consumidores en los que 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. El patrimonio afecto a la concesión que se considero fue el revisado por la AE de los formularios ISE-220 para la gestión 2009. Finalmente se identificaron en el proceso de cálculo tasas de retorno de empresas distribuidoras fuera del rango establecido en el Decreto Supremo No. 28792 para proceder a ajustar el nivel de ingresos de estas empresas.

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 primero representa el

aumento en las tarifas a consumidor final. Los resultados se muestran en el Grafico 3.2.

El efecto del alza del precio de gas natural en las tarifas a consumidor final por distribuidora se muestra en la Tabla 3.1.

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 51.6%, 53.0% y 63.0% respectivamente para el Escenario 4, 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.

Gráfico 3.2 – Determinación del impacto en las tarifas a nivel Nacional del alza en el Precio del Gas Natural.

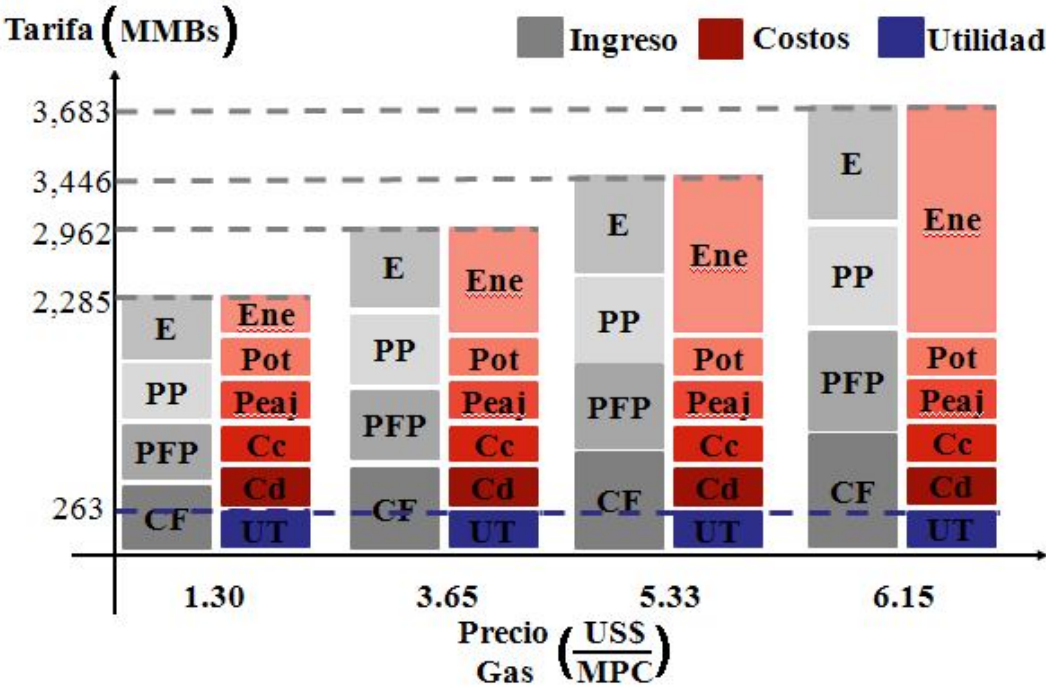


Tabla 3.1. - Incremento Tarifario a Consumidor final para Distribuidoras en cada Escenario de Precio de Gas Natural.

(Valores en %)

EMPRESA DISTRIBUIDORA	ESCENARIO DE PRECIOS DE GAS NATURAL (US\$/MPC)			
	1.30	3.65	5.33	6.15
ELFEO	0.0	44.0	75.3	90.7
SEPSA	0.0	43.4	74.4	89.6
CESSA	0.0	38.2	65.4	78.8
CRE	0.0	30.5	52.3	63.0
ELFEC	0.0	25.7	44.0	53.0
EPAZ	0.0	25.0	42.9	51.6
PROM NACIONAL	0.0	29.7	50.9	61.3

Obsérvese que a nivel nacional, con un precio de gas semejante al precio de exportación, las tarifas se incrementarían en un 61.3% 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.

5. Medidas de mitigacion Del Incremento de las Tarifas a Consumidor Final

El consumo de gas natural en el sector eléctrico para el sistema interconectado nacional durante el 2009 fue de 37,669.5 Millones de pies cúbicos (MMPC). [1]

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 interno [15]. Se trata de alrededor de 686 millones de dólares que se pierden y no se convierten en excedente del upstream que a su vez podría aumentar los recursos obtenidos del

impuesto directo a los hidrocarburos (IDH), regalías y participaciones departamentales, y 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.

Para estimar la pérdida 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 4.1.

Tabla 4.1. - Excedente Generado para YPFB en los cuatro Escenarios de Precio de Gas Natural.

Escenario	Precio Gas Natural (US\$/MPC)	Vol. Comercializado (MPC)	Monto Pagado Termoelectricas		Excedente Generado para YPFB	
			(US\$)	(Bs)	(US\$)	(Bs)
1	1.30	37,669,531	42,566,571	300,945,654	.	.
2	3.65	37,669,531	119,619,597	845,710,551	77,053,027	544,764,898
3	5.33	37,669,531	174,546,294	1,234,042,301	131,979,724	933,096,647
4	6.15	37,669,531	201,531,993	1,424,831,192	158,965,423	1,123,885,538

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.

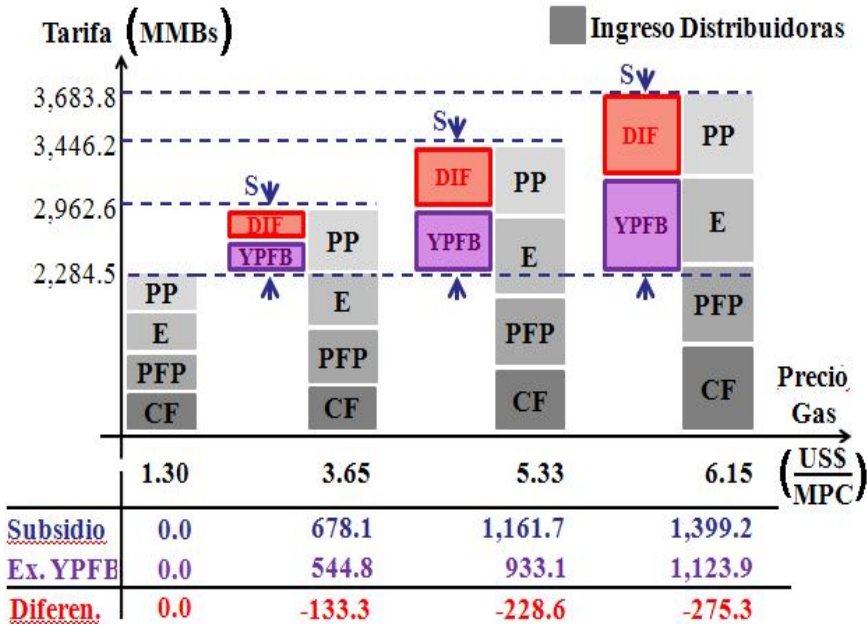
Ahora sería interesante ver si con este excedente logrado para la empresa se podría mitigar de alguna manera el incremento a las tarifas a consumidor final para cada escenario de precio de gas natural. Para el efecto se emplearon dos propuestas de subsidio que se describen a continuación:

Propuesta de Subsidio General de Tarifas.

El Grafico 4.2 muestra la estrategia de Subsidio General de Tarifas a nivel nacional. Por un lado tenemos los ingresos de las distribuidoras definidos en función a sus cuatro cargos tarifarios. La diferencia de los ingresos de cada escenario respecto del primero representa el monto de dinero a subsidiar (S) para que el consumidor final no sienta el efecto del alza en su tarifa. También se muestran los excedentes de YPFB para cada escenario y se puede ver que dichos excedentes no cubren el monto necesario para subsidiar las tarifas a consumidor final, es decir la diferencia es negativa.

Esto se debe a que el 2009 la generación hidroeléctrica alcanzó un valor del 40% y la termoeléctrica el 60% [6]. 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. Esta situación hace que la propuesta sea inválida.

Grafico 4.2. - Propuesta de Subsidio General de Tarifas a Nivel Nacional.



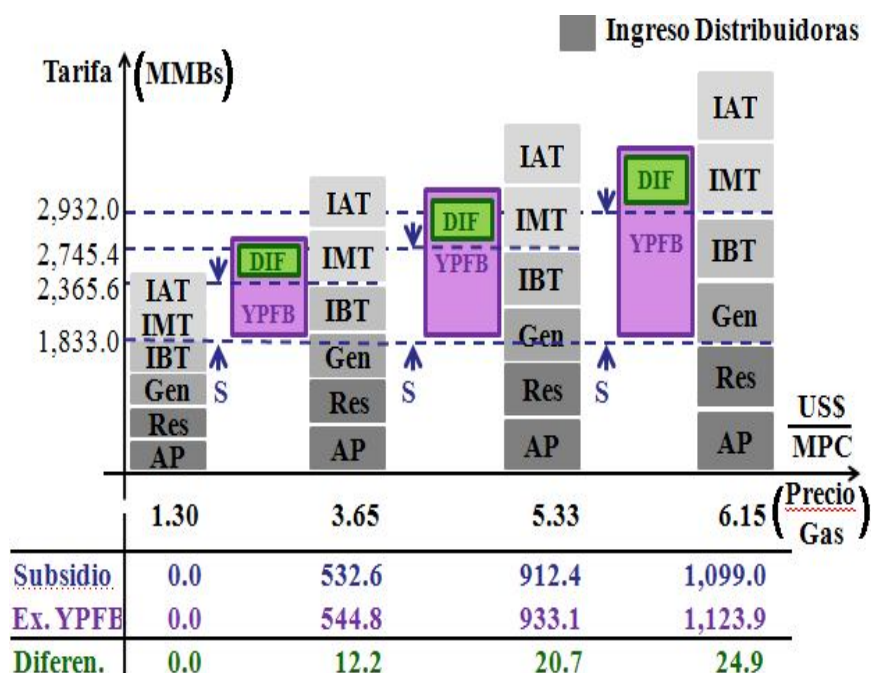
Propuesta de Subsidio Discriminatorio de Tarifas.

Esta propuesta se basa en subsidiar parte de las tarifas de electricidad a consumidor final y no a todas, es decir 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 consumo de energía y potencia del cliente: Residencial (*Res*), General (*Gen*), Industrial, Alumbrado Público (*AP*), etc.

Los resultados obtenidos a nivel nacional se muestran en el Grafico 4.3. Nuevamente tenemos los ingresos de las distribuidoras definidos en función a la estructura tarifaria. Se decidió entonces subsidiar a todos los consumidores con excepción de los Industriales II y Mineros en Alta y Media Tensión (*IAT* e *IMT*). El resto de los consumidores se beneficiaría del subsidio. La diferencia de los ingresos de cada escenario respecto del primero representa el nuevo monto de dinero a subsidiar (*S*).

Grafico 4.3. - Propuesta de Subsidio Discriminatorio de Tarifas a Nivel Nacional.



En el grafico en cuestión también se muestra los excedentes de YPFB y se puede apreciar que estos son suficientes para cubrir los subsidios requeridos. La diferencia es positiva, por lo cual inclusive se genera un ahorro para YPFB, que si bien es pequeño podría aumentar con lo que se mejoraría las recaudaciones de los impuestos de Ley, sin mencionar la mejora en la utilidad de la propia empresa petrolera.

Bajo esta propuesta, el valor de las tarifas a consumidor final en promedio presentarían los valores que se muestran en la Tabla 4.2. Puede verse que las categorías Industrial en MT y AT, 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.

Tabla 4.2. - Tarifas de Electricidad Promedio a Nivel Nacional en cada Escenario de Precio de Gas Natural.

(cUS\$/kWh)

Concepto	ESCENARIO			
	1	2	3	4
PRECIO 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

Tanto los consumidores Industriales en Alta y Media Tensión tendrían que pagar lo que realmente cuesta generar electricidad en Bolivia. La propuesta es válida.

6. Impacto de la Propuesta de Subsidio Discriminatorio de las Tarifas de Electricidad y Barreras Regulatorias para su Implementación

La propuesta de subsidio discriminatorio establece en líneas generales que los grandes consumidores industriales de la categoría Industrial II y Mineros 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 con lo que el consumo de gas natural tendría que disminuir en el

tiempo y así generar precios de energía más bajos y por ende tarifas de electricidad menores.

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.

Sector Cementero.

Las empresas cementeras más importantes del País son 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, una de ellas Viacha en La Paz. 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 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. - Costos de energía eléctrica de las cementeras en Bolivia (US\$/ton)

Empresa	Produccion 2009 (Ton)	Escenario de Precio de Gas Natural (US\$/MPC)			
		1.30	3.65	5.33	6.15
SOBOCE-Viacha	607,014	6.84	8.55	9.77	10.37
FANCESA	625,578	5.62	7.77	9.31	10.06
COBOCE	449,916	3.98	5.73	6.97	7.59
Total	1,682,509				

Puede apreciarse por ejemplo que SOBOCE en Viacha pago el 2009 US\$ 6.84 en electricidad por cada tonelada de cemento producida. Este mismo valor se eleva para los demás escenarios, llegando a US\$ 10.37 la tonelada 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 de electricidad y en Perú un gasto de US\$ 10 [18], 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 el costo de producción de algunas cementeras, como SOBOCE, depende del precio y la disponibilidad del gas natural, y no así de la electricidad. Vale 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 ahora 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.

Tabla 5.2. - Tarifas de Electricidad para Cementeras: 2009.

(cUS\$/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	5.08	10.10	13.68	15.44
FANCESA	104.6	6.18	12.52	17.03	19.25
COBOCE	110.2	4.16	5.98	7.27	7.91

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

Los valores de eficiencia energética de las cementeras son los correspondientes al 2009. Nótese 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.

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. 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 o haciendo contratos con los generadores Este es precisamente el caso de COBOCE, que consigue buenos precios de energía en el mercado mayorista.

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 en sus tarifas de electricidad.

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 excelente coyuntura de precios internacionales de los minerales ha hecho que las exportaciones de zinc, plomo, plata y oro se incrementen significativamente en los últimos años

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[18]. 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 dólares [19]. 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.

Sector de Hidrocarburos: YPFB.

La propuesta de subsidio parcial para los tres últimos escenarios de precios de gas natural logra generar un ahorro para YPFB. Si bien este monto no es muy grande, puede aumentar ya que al promover la instalación de centrales hidroeléctricas a futuro menos 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 26,7TCFs de reservas probadas y 22 TCFs de reservas probables [20]. 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 TCP[21]. 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 MMm³/día y planeando mantener los volúmenes de exportación a Brasil, que rondan los 30 MMm³/día, 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 el Brasil. 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.

Sector Eléctrico.

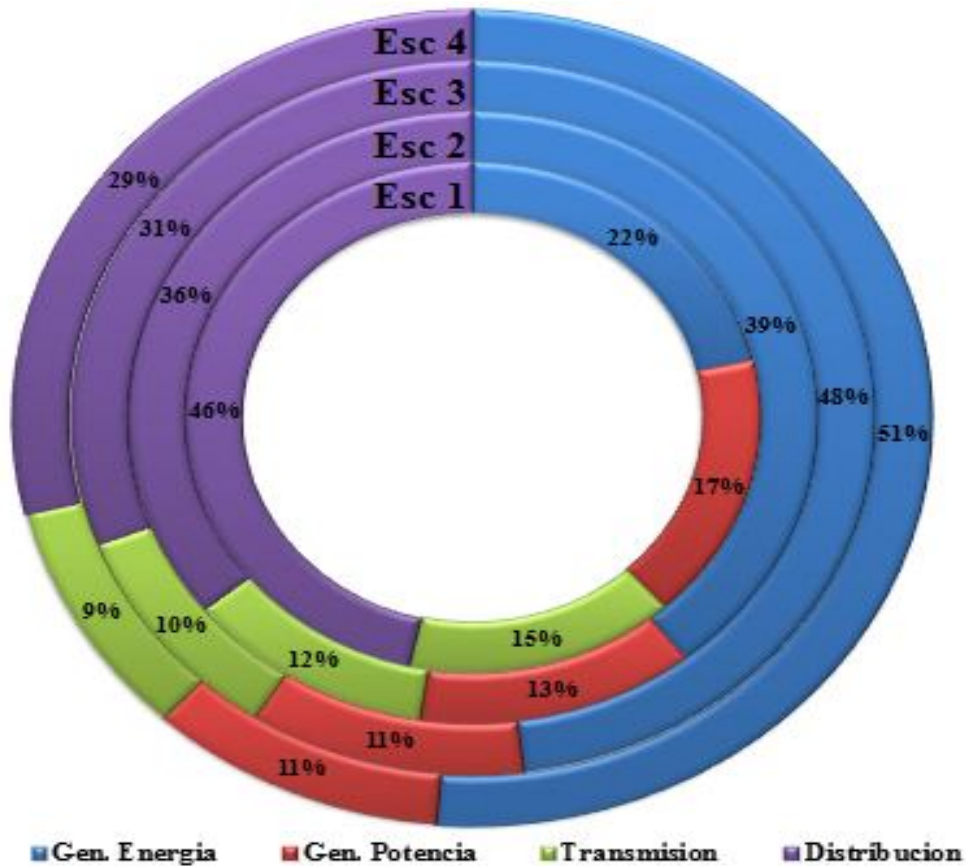
El sector eléctrico se beneficiaría de la propuesta de subsidio parcial en lo que respecta a matriz eléctrica y el Plan de Emergencia de ENDE.

En lo que respecta al primer punto la Figura 5.1 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 al transmisor y al distribuidor. Actualmente, Escenario 1, el 46% de las tarifas de electricidad se destina al pago de las empresas distribuidoras, el 15% al pago del transmisor 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 5.1.

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:

- i. 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 se ejerza 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.

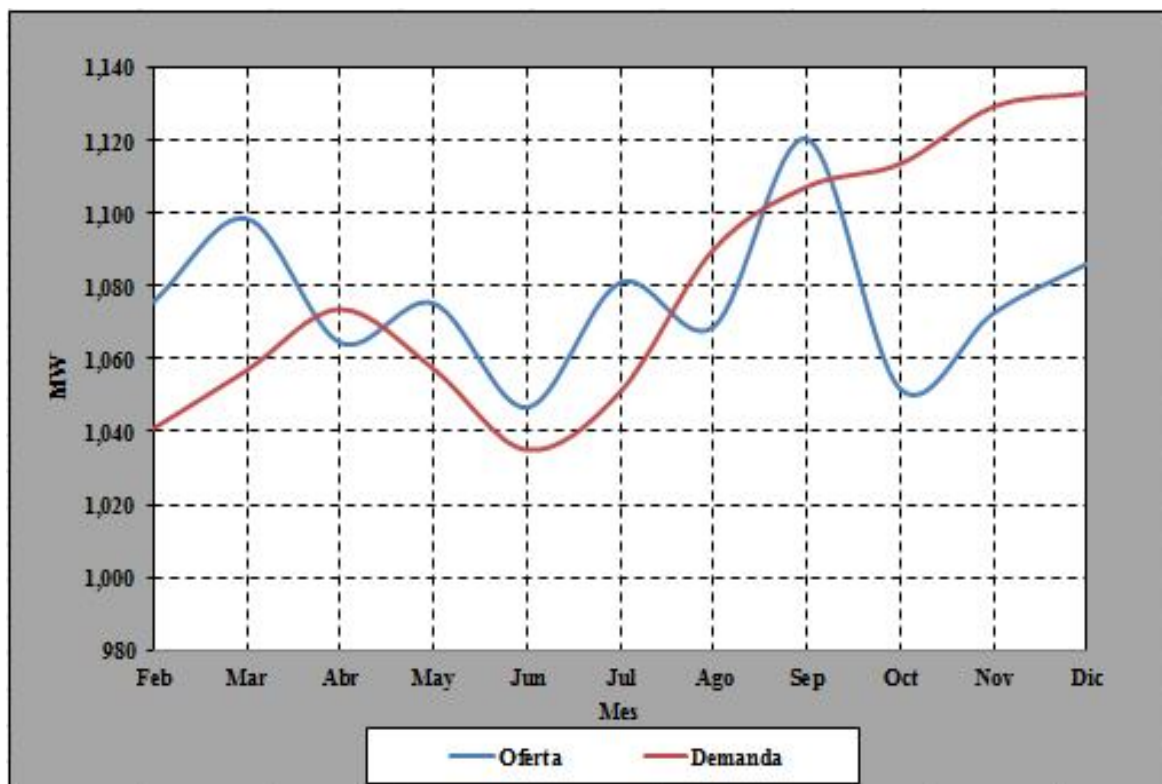
- ii. El periodo de revisión ordinaria de tarifas es de cuatro años, después del cual una nueva tasa de retorno es determinada. Una empresa distribuidora, uno o dos años antes que se cumpla el periodo anteriormente mencionado, puede comenzar a inflar sus inversiones en su área de concesión. De esta forma 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.
- iii. 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 sería vano.
- iv. 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.
- v. 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 5.1. Esto hace que la variable generación de energía sea determinante para la definición de las tarifas de electricidad.

Dicha variable, al ser 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.

En lo que respecta al Plan de Emergencia de ENDE, este fue emitido el 18 de Marzo del 2011 y muestra el 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 resulto del hecho de que a principios de la mencionada gestión una de las unidades de ciclo combinado fue averiada 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 Gráfico 5.1.

Grafico 5.1. - Balance de Oferta-Demanda en el SIN para la gestión 2011.



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

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 da en la Tabla 5.3.

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.

Sobre que se tiene que reflexionar en esta situación es, primero, 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.

Tabla 5.3. - Centrales Térmicas a instalarse para evitar los racionamientos de Electricidad el 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).

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. 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 específica empleada de 774 US\$/kW es sumamente elevada considerando que los equipos que se planea instalar son, como ya se mencionó, 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 recién el VAN 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 también 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 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 tiempo[17], digamos un año:

$$I_{Total} \geq G_{total} \quad (14)$$

El ingreso de una empresa generadora fue dado en las ecuaciones (5), (6) y (7) y sus costos por la ecuación (1). Cada uno de los costos detallados en la última ecuación puede definirse de la siguiente forma:

$$C_g = P_{cap} * FP * 8760 * p_g * HR \quad (15)$$

$$C_I = U + C_{cf} \quad (16)$$

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\$).

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:

$$C_{OyM} = I * c \quad (17)$$

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:

$$C_{cf} = I * a * FRC \quad (18)$$

$$U = I * b * ROA \quad (19)$$

Tal que los factores a y b serán complementarios:

$$a + b = 1 \quad (20)$$

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 (15),(16) y (17) en la inecuación (14), haciendo operaciones y reordenando términos se logra la siguiente expresión:

$$I_{es} \leq \frac{FP * 8760 * (p_e - HR * p_g) + p_p * 12 * 1000}{a * FRC + b * ROA + c} \quad (21)$$

La inecuación (20) expresa la 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. Todas las inversiones, sin importar el tamaño de la central, presentan el mismo valor de Inversión Específica (I_{es}) 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 en base a información del Estudio de Preciso de Nodo Mayo – Noviembre 2010 del CNDC y la publicación Gas Turbine Handbook del 2006.

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 también del Informe de Precios de Nodo para el periodo Mayo–Octubre 2010 del CNDC; debido a que la central recién estará en estas fechas 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 presentó en promedio un costo marginal de energía de 16.96 US\$/MWh y un precio de la potencia de 6.275 US\$/kW-mes [6]. 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 (22) puede reducirse a:

$$I_{es} \leq \frac{FP * 8760 * (p_e - HR * p_g) + p_p * 12 * 1000}{FRC + c} \quad (22)$$

Tal que:

$$I_{es}' = \frac{FP * 8760 * (p_e - HR * p_g) + p_p * 12 * 1000}{FRC + c} \quad (23)$$

Con toda esta información y considerando un porcentaje del factor de operación y mantenimiento del 10% es posible evaluar la condición expresada en la inecuación (22), 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 para cada escenario de precio de gas natural se muestran en la Tabla 5.4.

Tabla 5.4. - 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)	I _{es} (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 Ríos	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 (22) 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 misma expresión (22). El término 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:

- i. 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 (22).
- ii. Reducir la periodicidad con la que realizan los mantenimientos de sus unidades (c), y por ende el denominador de la expresión (22).

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 hidroeléctricas, 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.

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 aspectos:

- **Resolución de la ex - Superintendencia de Electricidad 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 quien después de un análisis está libre de rechazar la solicitud pero de forma fundamentada.

En caso que proceda la solicitud el gasto en estas instalaciones de distribución extra deben 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 varias industrias y mineras grandes y medianas 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. 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 problema es necesario establecer una nueva metodología de remuneración de los peajes de distribución para Consumidores no Regulados.

- **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 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.

- **Artículo 87 de la Ley de Hidrocarburos 3058:** 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. Sin embargo estas ventajas son mayores todavía si el precio sube y alcanza precisamente el valor del precio de exportación (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 metodología de determinación de precio de gas natural para el sector vía Decreto Supremo.

- **Decreto Supremo DS 29510 del 9 de Abril del 2008:** 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 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 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 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 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.

- **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 todo el País de menores recursos económicos. Se trata de un subsidio a los consumidores de electricidad que tienen bajos ingresos y consiste 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 [22]. 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. Sin embargo esta situación es totalmente desventajosa para los generadores, particularmente hidroeléctricos CORANI, HB y COBEE que presentaron egresos por concepto de este programapor el valor de Bs. 3,402,415 , Bs. 1,554,207, Bs. 4,573,512 respectivamente el 2009. Esto representa para estas empresas el 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.

Se podría 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 Tarifa Dignidad.

7. 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.

Se precisa emplear una nueva metodología de cálculo del precio de gas natural para el sector eléctrico, sea esta basada en el costo de oportunidad o la metodología descrita en el presente artículo o cualquier otra disponible en la literatura, evaluando sus ventajas y desventajas. Después de escogida la metodología es preciso establecerla en un Decreto Supremo.

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 junto a 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 irresponsablemente 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 electricidad 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 de electricidad, 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 I 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 también 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 la propuesta 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 para que todos sus gastos sean reconocidos y así pueda tener 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 el resto del año 2011 será decisivo para el sector eléctrico debido a la falta de capacidad de generación suficiente para atender 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 acude a proyecciones de dividendos que las empresas nacionalizadas podrían generar para que estos hagan rentable el plan. Las razones de la inviabilidad financiera son 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

se ha tenido que utilizar los dividendos de otras empresas generadoras para viabilizar el Plan de Emergencia. Este manejo 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. Estas deben ser modificadas por el bien del sector eléctrico en su conjunto.

Es evidente, aunque no debería ser así, la existencia de subsidios cruzados en las tarifas entre consumidores industriales y residenciales dentro de algunas compañías distribuidoras. 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 presente 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, 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 el trabajo de interesados 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. 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] Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (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 Hidrocarburífero". 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] **Compañía 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 Pelegry, 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.