

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

DETERMINATION OF THE NATURAL GAS PRICE FOR THE ELECTRICITY SECTOR IN BOLIVIA AND ITS IMPACT ON ELECTRICAL ENERGY PRICES FOR FINAL CONSUMERS

Luis Salinas San Martín

Universidad Privada Boliviana

salinassm@hotmail.com

(Recibido el 16 de agosto 2011, aceptado para publicación el 02 de diciembre 2011)

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.

Los más beneficiados con 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 ya una realidad. Mantener la situación tal como está, implicaría mantener la inseguridad en el Sector y poner en riesgo el crecimiento del País.

La situación del Sector Eléctrico se podría calificar delicada. 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.

ABSTRACT

Currently, the Bolivian Electricity Sector is experiencing problems in supplying the country demand of electricity. The payment that generators receive for the energy generated is so low that it discourages investments in hydro electrical power stations and make investments in thermoelectric power stations unprofitable. The cause is the price at which generators buy natural gas from the Government owned oil company YPFB. This situation is worsened by the uncertainty that exist in the sector due to the recent nationalizations of important generation companies, carried out by the Government in favor of the public electricity company ENDE, and the intention of the Government to change completely the Electricity Law N° 1604.

The most benefited with lower energy prices have been mostly final consumers, but they are also more vulnerable to suffer shortages of electrical energy in time by the unsustainability of the present situation. As a matter of fact rationing of electricity is today a reality in the Country. Keeping the situation as it is would just keep the insecurity that prevails in the sector and jeopardize the country's economical growth.

The situation of the Electricity Sector is delicate. In that sense, the present paper aims to establish a proper price of natural gas for electricity generators, determine its impact on electricity prices for final consumers, especially for the Industry in the country. It also aims to propose measures to relieve final consumers from an increase in electricity prices and to make generation projects profitable, especially hydro electrical power stations projects that generate cleaner and cheaper energy; showing in that way that it is possible to manage the Electricity Sector in a rational way.

Palabras Clave: Despacho de Carga, Tarifa de Electricidad, Precio de Energía, Inversión Específica en Generación.

Keywords: Electricity Price, Energy Price, Specific Investments in Generation.

1. 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, 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 y el 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 la relación empresarial que guardaban con determinadas empresas petroleras. Como resultado, el precio de energía osciló bastante y en el periodo 2001-2004 tomó valores demasiado bajos, lo cual perjudicaba la remuneración por energía de las generadoras hidroeléctricas principalmente, Figura 1.

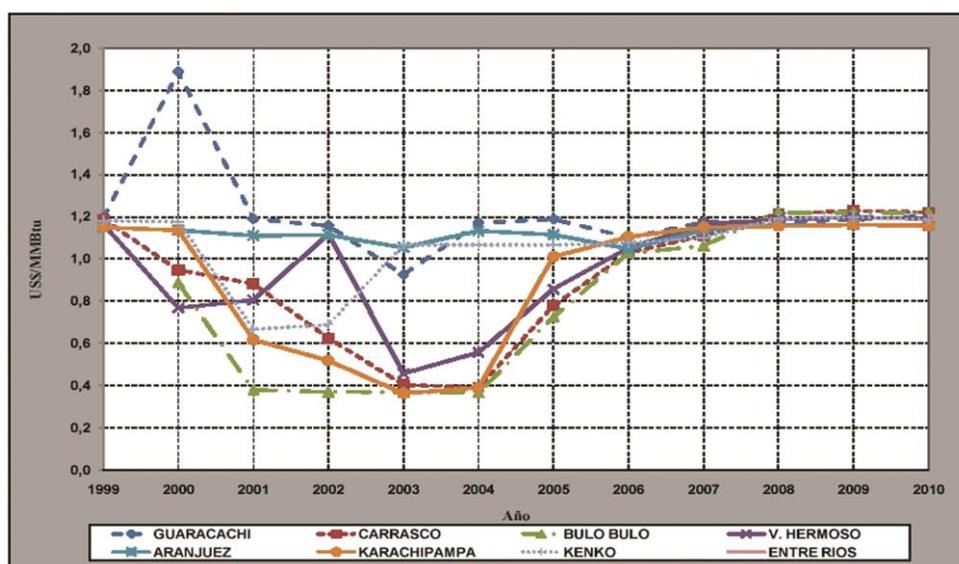


Figura 1 - Precios de Gas Natural (s/IVA) declarados por los Generadores Eléctricos.

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, llevó 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 correspondería 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. Así, el Gobierno pasó a subsidiar, a través de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), el precio de gas natural para el sector eléctrico, dando lugar a 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, Figura 2.

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

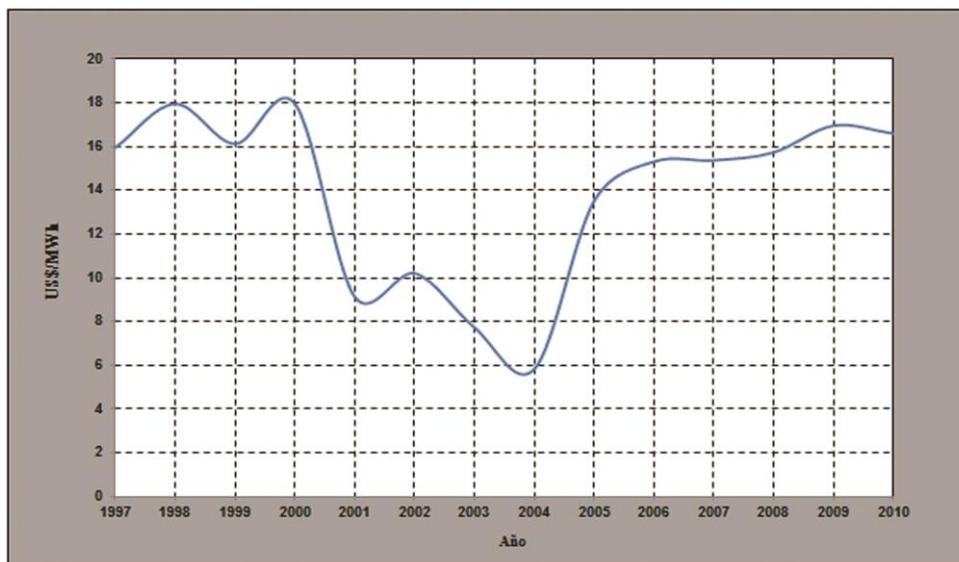


Figura 2 - Costo Marginal de Energía en el SIN.
Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga CNDC.

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 éstos presenten diferencias significativas hasta el día de hoy, Figura3.

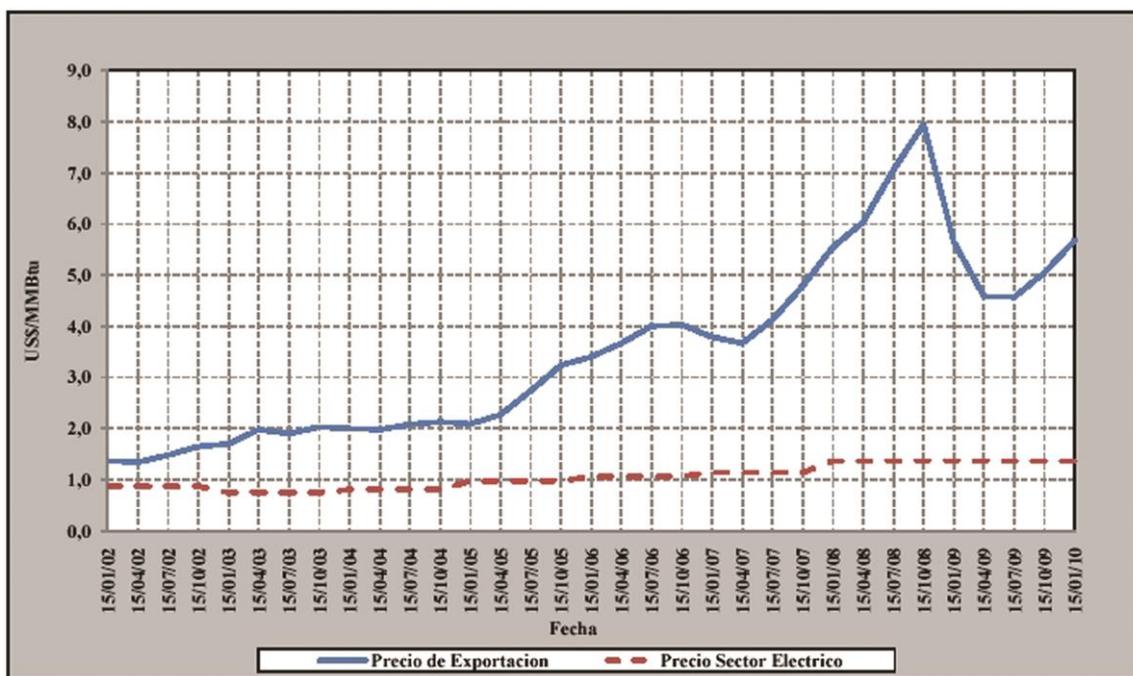


Figura 3 - Precio del Gas Natural para la Exportación y para el Sector Eléctrico de Bolivia.

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

Esta situación generó que a nivel Sudamérica, Bolivia goce de una de las tarifas de electricidad a consumidor final más bajas de la región, Tabla 1.

TABLA 1 - TARIFAS DE ELECTRICIDAD A CONSUMIDOR FINAL EN DISTINTOS PAÍSES (2006)

País	Tarifa (US\$ cent/kWh)			Consumo (Twh)
	Residencial	Comercial	Industrial	
Argentina	9,72	6,30	6,40	118,55
Brasil	19,06	16,64	12,37	460,50
Chile	13,06	13,98	8,53	57,61
Paraguay	6,17	6,58	4,14	8,12
Perú	12,40	10,02	7,31	27,36
Bolivia	6,72	10,14	4,68	5,32

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 paralizaron las inversiones en generación hidroeléctrica desde el 2002, año en el que se instaló 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, sólo se instalaron unidades termoeléctricas, siendo la última la de Entre Ríos en el 2010, de propiedad de la estatal ENDE, con una capacidad de 100 MW, Figura 4.

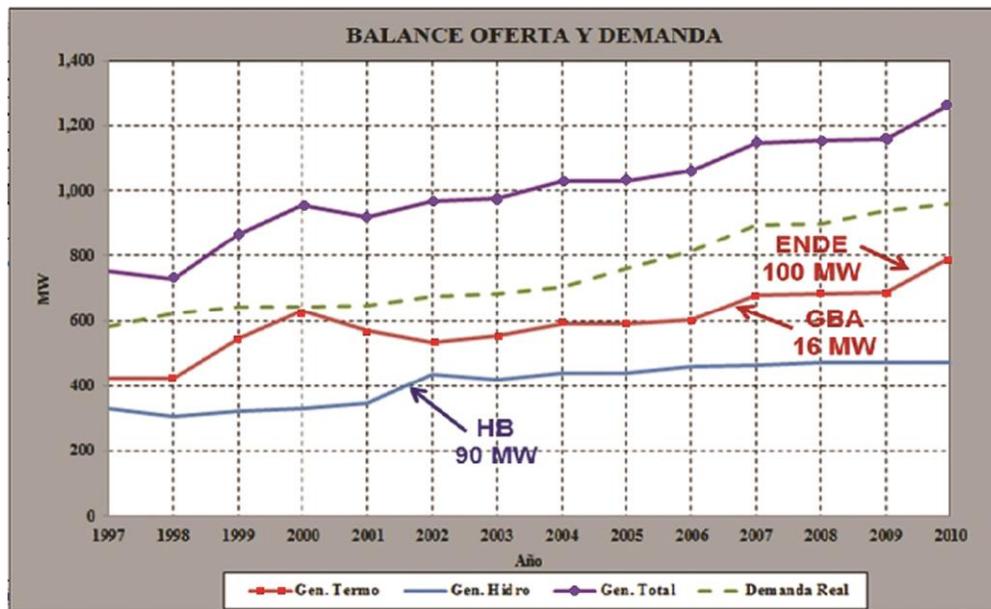


Figura 4 - Capacidad de Generación versus Demanda Máxima del Sistema Boliviano.

Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga CNDC.

De mantenerse esta tendencia, a la larga, las tarifas de electricidad se verían 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.

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

Primero, para determinar el efecto que tendría 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 varía 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:

$$I = U + C \quad (1)$$

donde I = Ingresos de la distribuidora, U = Utilidad a la que tiene derecho la distribuidora y 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:

$$C = Ce + Cd + Cc \quad (2)$$

donde Ce = Costo de Compra de electricidad anual, Cc = Costo de Consumidores anual, Cd = Costo de Distribución anual.

El Costo de Compra de electricidad se refiere 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, gastos 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:

$$U = TR * (PAC) \quad (3)$$

donde TR = Tasa de Retorno y 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, un Cargo por potencia fuera de punta (PF) 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, entrarán en vigencia en el mes de

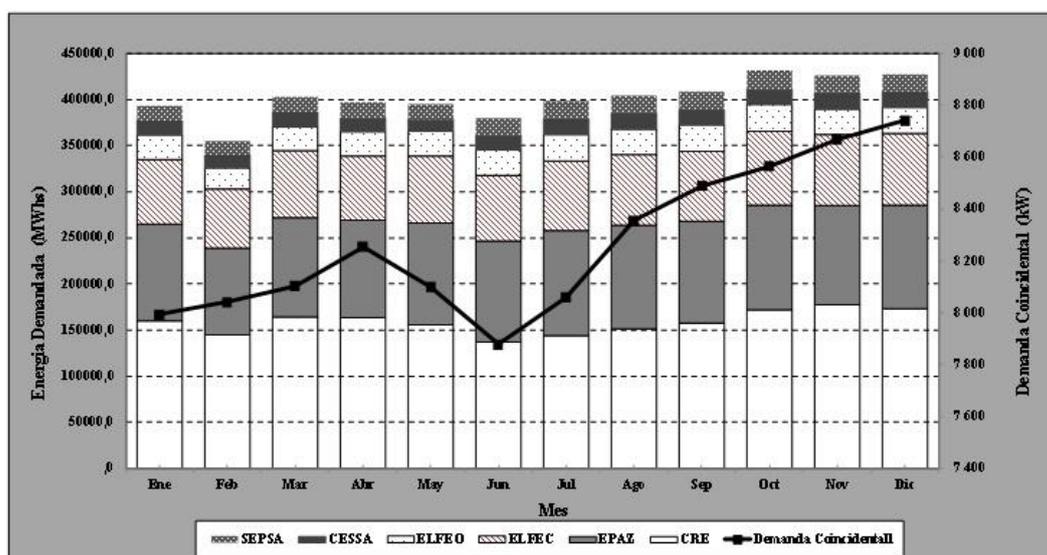
noviembre del año que corresponda y tendrán vigencia por un período de cuatro años, salvo que se produjese una revisión extraordinaria de tarifas.

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 determinó 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, éstas 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 YPF, es necesario establecer las características básicas del sector de distribución en Bolivia. Para el año 2009, se obtuvo información del desempeño financiero y operativo de las empresas distribuidoras analizando los formularios ISE-210 que éstas envían a la AE mensualmente.

En primer término, se evaluó la energía y la potencia demandada por cada distribuidora. Esto se muestra de manera resumida en la Figura 5. Se puede ver 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 ELFEO, que operan en los departamentos de Potosí y Oruro, respectivamente, y que se caracterizan por ser los más deprimidos económicamente del País y donde se concentra una importante actividad minera.



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

Figura 5 - Consumo de Energía y Potencia de las Empresas Distribuidoras del País durante el 2009.

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, sólo existen cuatro consumidores no regulados cuya potencia demandada supera 1 MW y están autorizados por Ley a comprar electricidad del mercado eléctrico si así lo desean. Estos consumidores son la Empresa Minera San Cristóbal con 50 MW de demanda, la Compañía Boliviana de Cemento S.A. (COBOCE) con 7,4 MW, la Empresa Metalúrgica Vinto S.A. (EMVINTO) con

4,4 MW y la Empresa Minera Inti Raymi S.A. (EMIRSA) con 1,3 MW, esta última está actualmente reduciendo operaciones en el País. En el presente, sólo 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 consideró 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 la Figura 6.

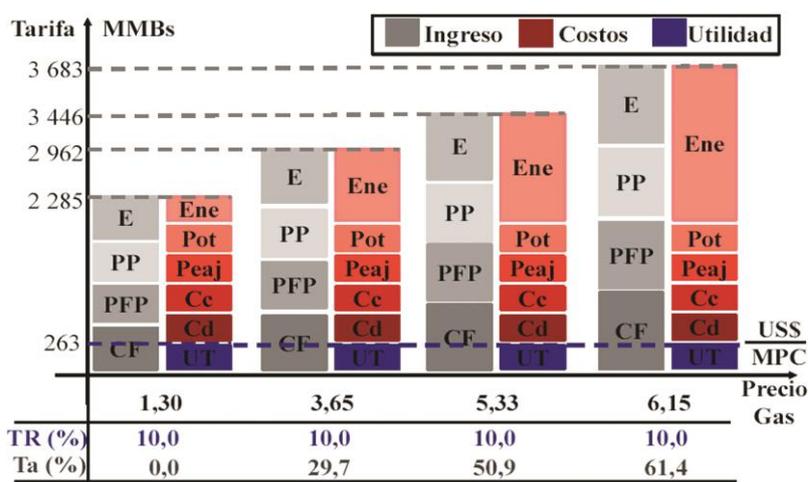


Figura 6 - Determinación del impacto en las tarifas a nivel nacional del alza en el precio del gas natural.

La Tabla 2 muestra el efecto del alza del precio de gas natural en las tarifas a consumidor final por distribuidora.

TABLA 2 - 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
Promedio Nacional	0,0	29,7	50,9	61,3

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 de 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.

Se observa 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 requeriría ser atendido con urgencia para poder sincerar el precio del gas natural y hacer atractiva las inversiones en centrales hidroeléctricas.

3. 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 3.

TABLA 3 - EXCEDENTE GENERADO PARA YPFB EN LOS CUATRO ESCENARIOS DE PRECIO DE GAS NATURAL

Escenario	Precio Gas Natural (US\$/MPC)	Volumen Comercializado (MPC)	Monto Pagado Termoeléctricas		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

Se observa, por ejemplo, que para el Escenario 2, con un precio de 3,18 US\$/MPC (s/IVA), se tendría que pagar a YPFB un monto de US\$ 119 619 597,00, que significa un monto extra de US\$ 77 053 027,00 para la empresa respecto del primer escenario. De la misma forma, el Escenario 4 presenta un excedente de US\$ 158 965 423,00.

Ahora es posible analizar 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.

3.1 Propuesta de Subsidio General de Tarifas

La Figura 7 muestra la estrategia de Subsidio General de Tarifas a nivel nacional. Por un lado, se tiene 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.

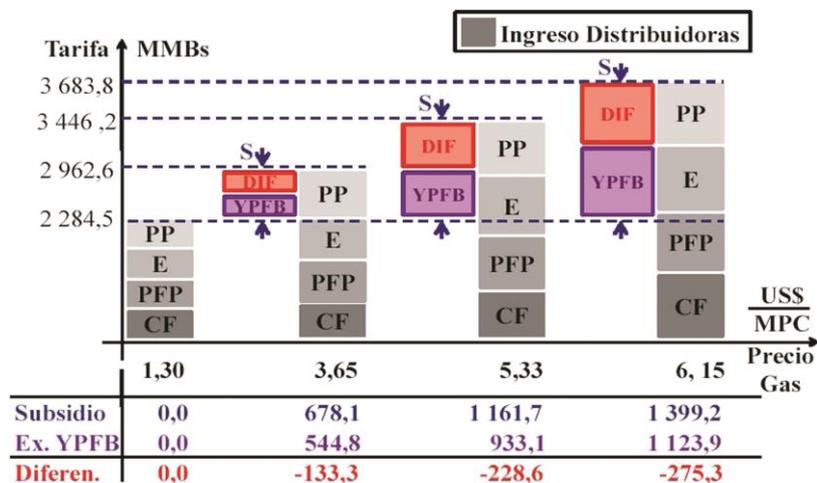


Figura 7 - Propuesta de subsidio general de tarifas a nivel nacional.

3.2 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 sólo 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). En segundo lugar, 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 Figura 8. Nuevamente, se tiene 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*).

En la Figura 8, también se muestra los excedentes de YPFB y se puede apreciar que éstos 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. Se puede ver 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.

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

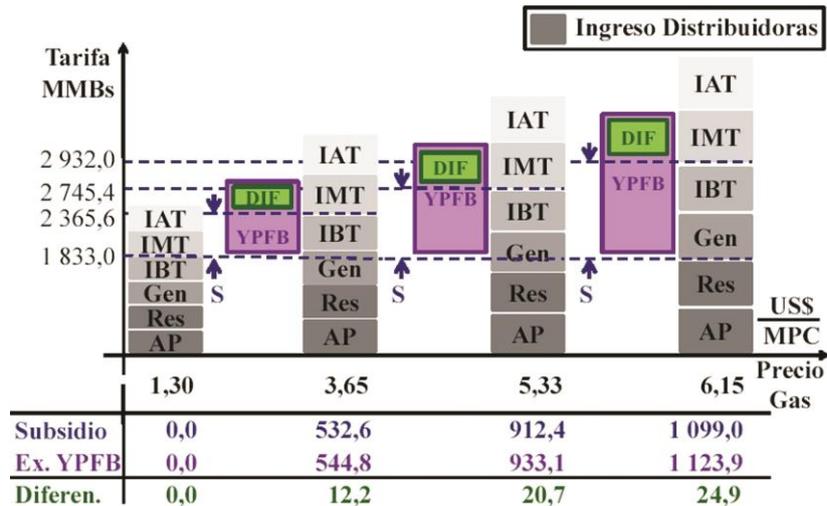


Figura 8 - Propuesta de Subsidio Discriminatorio de Tarifas a Nivel Nacional.

TABLA 4 - TARIFAS DE ELECTRICIDAD PROMEDIO A NIVEL NACIONAL EN CADA ESCENARIO DE PRECIO DE GAS NATURAL (cUS\$/kWh)

Concepto	Escenario			
	1	2	3	4
Precio de Gas Natural (US\$/MPC)	1,30	3,65	5,33	6,15
Tarifas (cUS\$/kWh)				
Industrial AT	4,15	5,44	6,37	6,82
Industrial MT	5,30	6,96	8,16	8,74
Industrial BT	5,78	5,78	5,78	5,78
General	9,41	9,41	9,41	9,41
Residencial	7,45	7,45	7,45	7,45
Alumbrado Público	8,88	8,88	8,88	8,88

4. CONCLUSIONES

Las conclusiones 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 ésta 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. Elaborada la metodología, requeriría ser establecida 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 podría focalizar esfuerzos no en nacionalizar empresas privadas de electricidad, sino, en hacer que ENDE se encargue de proyectos más importantes para el sector eléctrico como la construcción de líneas de 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 alcanzarían valores de hasta el 91%. Esto es delicado 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, podrían 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 sólo 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 diferenciado, que implica subsidiar las tarifas de todos los consumidores con excepción de los Industriales II y Mineros en AT y MT. La segunda propuesta resultó 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 podría adoptar 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 sector eléctrico está en una situación delicada y 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, 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 que levanten el sector de electricidad y lo hagan autosustentable. Una forma de lograr esto es respetando 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 sólo lo que sucede en Bolivia sino en el mundo, ya que el gas como tal, dentro de menos tiempo de lo que se espera, dejará de ser un combustible necesario y fácilmente disponible, no sólo en el País, sino también en el Orbe.....

5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB): *Boletín Estadístico de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)*, 2009.

- [2] Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), *Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011-2021*, Cochabamba-Bolivia.
- [3] M. Garrón y 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. et al. *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] E. Gómez. *Tendencias y desafíos del sector eléctrico boliviano*, Plataforma Energética, Julio del 2010.
- [13] R. Baldwin and 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, 2007
- [15] A. Iporre. *Fondos de Estabilización en el Mercado Eléctrico Mayorista Boliviano*, Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), 2006.
- [16] E. Álvarez y J. Balbas. *El Gas Natural del Yacimiento al Consumidor*, CIE Inversiones Editoriales Dossat, 2000.
- [17] A. Zannier. *¿Es la Hidroelectricidad viable en Bolivia?*, 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. Internet: http://www.minerasancristobal.com/es/?page_id=32 [Mayo 24, 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*.