

Análisis de la industria energética en Bolivia en el marco del mercado competitivo

Miguel Edgar Morales Udaeta¹
Lineu Belico dos Reis²
Renan Jorge Orellana Lafuente³
Ramiro Omar Rojas Zurita⁴
Geraldo Fracisco Burani⁵

Resumen

En este trabajo es analizado el nuevo ambiente de mercado competitivo para el sector energético en Bolivia, en la perspectiva de las leyes, reglamentos y procedimientos empleados actualmente en el Sector Energético, con énfasis en los Hidrocarburos (Petróleo y Gas Natural) y la Electricidad.

La regulación del mercado competitivo trae consigo la orientación de los procesos para el cambio de paradigmas comunes en el pasado en América Latina.

Son determinadas las reglas y procedimientos que deben ser estudiados con profundidad para establecer la transformación del mercado, en los países con economía estatal, en mercado competitivo, en forma estable y sostenible técnica, económica y socialmente.

La discusión y el análisis muestra que las reformas consiguieron la mayoría de sus objetivos, como: la captación de nuevos capitales y la creación de condiciones de competitividad, exceptuando la disminución de costos en el sector eléctrico donde fue detectada la necesidad de mejora de la regulación en los procedimientos y modelos utilizados y, en especial en la búsqueda de la regulación óptima para la actividad de distribución por la metodología empleada en cálculo de la rentabilidad regulada.

Otro problema es la tendencia a la dependencia del gas natural en la matriz. El precio del gas está favoreciendo la expansión de la infraestructura de consumo basada en este insumo, que en caso de agotamiento de reservas puede producir una elevación de precios, determinando problemas en el mercado y creando problemas sociales.

Son recomendadas medidas para el mejoramiento de la regulación de los mercados tanto en el modelo como en las herramientas desarrolladas.

1 - Consideraciones Generales

En América Latina se está reformando el sistema económico para establecer condiciones de crecimiento sustentable, basado en el sistema de economía de mercado competitivo tendiente a la globalización. En este escenario el sistema de economía de mercado competitivo viene siendo la forma de gestión de las actividades de la sociedad que surge de la necesidad de limitar la injerencia del estado en la actividad productiva, debiendo transferir las empresas productivas estatales al sector privado. El trabajo presenta un análisis de la transferencia del sector energético al sector privado. El sector hidrocarburos está siendo transferido en los niveles de prospección, producción y transporte (incluyendo la distribución). El sistema eléctrico energético viene siendo transferido del estado para al sector privado,

en todos los niveles de gestión de la electricidad (sea en la generación, en la transmisión o en la distribución).

El mercado eléctrico presenta, en la etapa de transición, una política de protección al mercado, manteniendo mercados cautivos (monopolios). Respecto a la legislación, se considera las concesiones que permiten la convivencia de los mercados cautivos de forma regulada. Surge así, la necesidad de una legislación que pueda ser traducida de manera técnica, permitiendo el establecimiento constante del óptimo para el sistema, más aun, el ejercicio de una política sólida de precios. Se impide de este modo, la manipulación de los mismos.

En Bolivia se hace necesaria la participación equilibrada de la sociedad, permitiendo al consumidor expresar sus necesidades, con el objetivo de obtener un mejoramiento técnico, una correcta regulación de los precios y un control de niveles de calidad y confiabilidad de servicio.

2 - Mercado Regulado

El principio básico de la economía de mercado competitivo es la libre competencia en la acción de las fuerzas de la oferta y de la demanda. La ventaja del mercado competitivo es el punto de equilibrio que determina el precio considerado óptimo para la sociedad. La exigencia del mercado de competencia son la calidad, la confiabilidad y el costo. Para tener éxito en las actividades productivas el productor procura el menor costo y el mayor beneficio, debiendo satisfacer las crecientes necesidades del consumidor de mayor calidad y el menor costo posible.

Esa es situación ideal, por ello la realidad tropieza con distorsiones donde intervienen factores que están relacionados con las características propias del bien de consumo, del productor, del mercado, del sistema de impuestos y otros que impiden un mercado ideal de competencia.

El Estado debe siempre regular el mercado buscando mejorar los índices de eficiencia y productividad, con el control de los precios regulando los monopolios [2].

La regulación del mercado energético consiste en el establecimiento de los mecanismos necesarios para la orientación de la presión, de las transacciones a niveles óptimos, correspondientes al punto de equilibrio en un mercado de competencia perfecta.

3 - Aspectos Generales de Bolivia

Bolivia tiene una extensión territorial aproximada de 1.098.581 km². La población total es de 8.137.113 habitantes, con una densidad de 7,41 Hab/km². [7]

3.1 - Situación Económica

La situación económica de Bolivia se encuentra estable desde el año 1986. La tasa de inflación del año 1997 fue de 8.2%, siendo la más baja de América Latina. La tabla 1 muestra los principales indicadores económicos. [7]

Tabla 1 - Principales Indicadores Económicos

	1992	1993	1994	1995	1996	1997
PIB (MM US\$)	5224,2	5447,4	5699,0	5915,3	6148,0	6399,9
PIB percapita (US\$)	820,5	847,9	825,3	904,4	982,6	1005,0
Importaciones (MM US\$)	1130,5	1176,9	1196,3	1433,6	1635,0	1863,9
Exportaciones (MM US\$)	744,0	809,0	1124,3	1041,4	1325,1	1221,1
Balanza Comercial	-386,5	-367,9	-72,0	-392,2	-309,9	-642,8
RIN (MM US\$)	223,0	370,3	502,4	644,4	950,8	1101,5
Inv. Extranjera (MM US\$)	120,1	121,6	128,0	372,3	545,3	379,8
Inflación acumulada (%)	10,5	9,3	8,5	12,6	8,0	8,2

Fuente: "Instituto Nacional de Estadística" INE.[7]

E Producto Interno Bruto per Cápita (PIB per cápita) en 1998 fue de 964 US\$, habiéndose observado un gran incremento desde 1.960 que fue de 645 US\$. Sin embargo, en 1999 hubo un incremento de apenas 0,61% con respecto al PIB de 1998. [7]

3.2 - Situación Energética

Bolivia tiene recursos energéticos abundantes, principalmente los hídricos e hidrocarburos. Existen aún recursos bio-energéticos utilizados en el consumo doméstico como leña, residuos urbanos, residuos animales, agrícolas, agro-industriales y pecuarios. Bolivia no tiene desarrollo en energía nuclear, a pesar de que existen grandes reservas de minerales radioactivos en el sur del país.

3.3 - Reservas Potenciales de Energía

Las condiciones geográficas, con elevadas montañas permiten el aprovechamiento hidroeléctrico con centrales de gran caída y también de gran caudal, determinando la mayor reserva de energía de fuentes renovables convencionales en la hidroelectricidad. En la tabla 2, mostrada a continuación se presentan las reservas potenciales e inventariadas en las cuencas existentes.

Tabla 2 - Potencial Hidroeléctrico Inventariado

CUENCAS INVENTARIADAS	ENERGIA	%	POTENCIA	%
	GWh		MW	
Río Amazonas	21764	40%	3977	34%
Río La Plata	32860	60%	7698	66%
Total Inventariado	54624	100%	11675	100%
POTENCIA TOTAL	117669		39800	

Fuente: Secretaría Nacional de Energía [3]

En la composición geológica de Bolivia se estima que aproximadamente 520.000 Km² corresponden a cuencas sedimentarias que cuentan con alto potencial petrolero y de gas. En la actualidad 390.000 Km² se encuentran sin exploración. Este potencial permite suponer que las reservas existentes pueden incrementar a medida que se desarrollan las exploraciones y las posibilidades reales de exportación al Brasil.

Tabla 3 - Reservas de Gas y Petróleo

Reservas	Gas Natural MMMPC	Petróleo y Condensados MMBI
Probadas	5280	140
Probables	3300	60
Posibles	5470	250
Total	14050	450

Fuente: Secretaría Nacional de Energía [3]

El potencial de energías no convencionales se encuentra en estudio y su uso intensivo depende del desarrollo de tecnologías económicamente competitivas. En la actualidad la competitividad baja y los escasos recursos para estas investigaciones impiden su desarrollo. El resumen del potencial estudiado es presentado a continuación.

Tabla 4 - Reservas de Energía - Fuentes no Convencionales.

Potencial	Cantidad
Geotérmico	550 MW
Eólico	57 W/m ²
Solar	503.2 W/m ²
Bioenergético:	
Leña	25544.9 Mton.
Bagazo	757.5 Mton.
Agrícola	525.5 Mton.
Agro Industrial	658.5 Mton.
Pecuario	10321.4 Mton.
Urbano	51669.3 Mton.

Fuente: Secretaría Nacional de Energía [3]

3.4 - Producción de Energía Primaria

La producción de energía primaria total inventariada de las distintas fuentes convencionales de energía, de 1990 a 1995, se presenta en la tabla 5

Tabla 5 - Producción de Energía Primaria (MBEP)

ANO	BIOENERGÉTICOS			HIDROCARBUROS		ENERGIA HIDRAULICA
	Leña	Estiercol	Bagazo	Petróleo	Gas Natural	
1990	3602,5	902,0	1188,8	7903,6	36792,1	2926,4
1991	3694,3	875,0	1378,9	8407,1	37886,4	3181,8
1992	3585,3	848,7	1358,6	8071,0	38512,0	3102,4
1993	3499,0	825,8	1542,2	8542,3	39009,9	3152,6
1994	3418,7	803,5	1750,5	9911,2	41271,0	3102,1
1995	3345,1	781,8	1987,0	10930,0	37288,2	3297,9

Fuente: Secretaría Nacional de Energía [3]

3.5 - Consumo de Energía

Un resumen del consumo de energía en el período 1990–1995 se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 6 - Consumo Final de Energía (MBEP)

ANO	BIO ENERG.	HIDROCARBUROS			ENERGIA ELÉTRICA	TOTAL
		LIQUIDO	GN	GLP		
1990	5429,0	6674,2	1191,1	1506,2	1102,9	15903,4
1991	5679,2	6643,8	1316,5	1558,9	1200,4	16398,8
1992	5483,2	6554,8	1570,3	1644,6	1272,8	16525,7
1993	5613,0	7026,9	1773,1	1735,2	1409,2	17557,4
1994	5703,0	7325,5	1996,0	1876,8	1518,5	18419,8
1995	5339,8	8134,5	2192,7	2031,4	1639,0	19837,4

Fuente: Sistema de información energética. Balances de Energía. 1996 [3].

3.6 - Sistema Eléctrico de Bolivia

En la Figura 1 se presenta el mapa de Bolivia con la red de transmisión principal y la Ubicación de las ciudades y centros de generación más importantes del país.

El sistema eléctrico está compuesto por un gran sistema interconectado (Sistema Interconectado Nacional SIN), y sistemas menores aislados, como el sistema de Tarija, Trinidad, Cobija, y otros menores. El SIN atiende las ciudades capital de departamento más pobladas como las ciudades de La Paz, Cochabamba, Santa Cruz, Oruro, Sucre, Potosí y otras de menor población. La demanda de potencia del SIN, en 1998, era de 662 MW y aproximadamente 3200 GWh en energía.[16]

3.6.1 - Red de Transmisión

La transmisión en Bolivia tiene que atravesar regiones con altitudes desde el nivel del mar hasta 5.000 m. Opera con tensiones de 230, 115 y 69 kV. La longitud de la red principal es 1.501,3 km, de los cuales 535,6 km en tensión de 230kV, 865,6 km en tensión de 115 kV y 100,1 km en tensión de 69 kV. Tiene otras redes en la región de Larecaja al noroeste de Bolivia de 170 km en tensión de 115 kV y en el Sur 277.7 km en tensión de 69 kV.

Para el estudio detallado de precios de las transacciones, el sistema es representado por el *Sistema Troncal Interconectado (STI)*, que consta de 28 nodos.

Figura 1 - Sistema Interconectado Nacional da Bolívia



4 - Reformas en el Sector Energético

La necesidad de hacer atractiva la inversión en Bolivia, determinó la protección del mercado para nuevas empresas hasta el año 2000. Este aspecto determinó el retraso de las inversiones en los años de 1998 y 1999.

En la generación eléctrica del sistema, se presentaron déficits de potencia y también de duplicidad de parámetros de costo y dimensión inadecuadas para el tamaño del sistema eléctrico, lo que provoca distanciamiento de los precios óptimos para el sistema ideal (sin protección del mercado). Esto trae, como consecuencia, tanto el aumento de los costos de distribución, como de las tarifas al consumidor final.

La transmisión, a través de una sola empresa (*Transportadora de Electricidad TDE*), tiene aún problemas de indefinición del precio óptimo en el sistema, debido al método de cálculo del precio de nodo, comprometiendo así la expansión del sistema.

En la distribución, la media de precios establecidos semestralmente junto con la necesidad técnica de mantener el mercado cautivo, hace con que la distribución resulte en privilegios, ya que cuando la media de los costos de generación aumenta, la tarifa para el consumidor final también sufre incrementos. Actualmente, en esta etapa de transición del mercado eléctrico, el punto de equilibrio no está siendo alcanzado. Tampoco están establecidas las reglas que impiden la extensión del mercado cautivo, las actividades relacionadas con la distribución.

4.1 Reformas Estructurales

El conjunto de las Leyes que permiten una reforma estructural del sistema boliviano transforman los sectores energético, social y consecuentemente el económico con todas las interrelaciones.

Las Leyes de acción directa sobre el sector energético son las siguientes:

Ley de Capitalización. Determina la venta del 50% de las acciones de empresas del Estado, Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) e Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), a capitales privados. La Ley fue promulgada el 22 de marzo de 1994 con los siguientes objetivos:

Traer capitales privados para impulsar la transformación económica del país.

Aumento de los ingresos de la población y creación de fuentes de trabajo.

Modernizar el sector productivo y de servicios y mejorar la eficiencia.

Desarrollar el sistema de ahorro interno.

Ley SIRESE. La Ley 1600, del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE), crea las Superintendencias de Hidrocarburos y Electricidad para la regulación de ambos sectores y nombra al “Superintendente de Electricidad” y al “Superintendente de Hidrocarburos”

Las principales funciones de la “*Superintendencia*” en los dos sectores son la protección de los derechos de los consumidores, la garantía del cumplimiento de la Ley, la concesión de licencias, la intervención en las empresas, la garantía del orden vigente con la presente Ley y sus reglamentos, y la supervisión del funcionamiento del “*Comité Nacional de Despacho de Carga*” en el sector de electricidad además de otras.

Las principales funciones del “*Comité Nacional de Despacho de Carga*”, son el planeamiento de la operación del sistema integrado, la ejecución del despacho en tiempo real, la determinación de la potencia efectiva, el cálculo de los precios de nodo, la determinación de balances de los resultados de la operación integrada, y otras. [17]

Ley de Electricidad. Determina la nueva gestión del sector eléctrico en el marco del mercado competitivo. Responsabilizando al Estado por la electrificación rural.

La Ley de Electricidad (Ley 1604), y sus reglamentos, promulgados en 1994, establecen los principios del proceso de capitalización de las Empresas Eléctricas, dando lugar a los cambios del sector eléctrico en Bolivia. Esta Ley creó también el ente denominado “Comité Nacional de Despacho de Carga” (anteriormente mencionado), encargado de la coordinación de la operación del sistema interconectado.

Ley de Hidrocarburos. Determina la obligación de establecer contratos de riesgo compartido entre YPFB y las empresas privadas para la prospección y producción de petróleo y gas. Determina también la concesión del transporte y la distribución de gas natural por tiempo limitado, la libre importación; exportación y comercialización de Hidrocarburos. La Ley 1689 que rige el sector de Hidrocarburos, fue promulgada el 30 de abril de 1996, con los objetivos principales:

Incentivar la inversión privada en el sector.

Establecer un escenario fiscal atractivo.

Las Leyes siguientes son complementarias:

Ley de Participación Popular. Establece mecanismos para la distribución de los recursos económicos (provenientes de recaudaciones, impuestos y otros) equitativamente entre los habitantes con participación de la población urbana y de las comunidades indígenas y campesinas, mediante el establecimiento de gobiernos municipales con limitación territorial y responsabilidades en los sectores de salud, educación, cultura, recursos naturales, riego, caminos, y el desarrollo general.

Ley de Descentralización. Establece la creación de poderes departamentales para el desarrollo regional y la gestión de recursos económicos que hasta entonces eran del gobierno central.

Ley de Pensiones. Establece la gestión privada de los fondos de pensiones que administran el rendimiento de las acciones en las empresas capitalizadas.

5 - Resultados de la capitalización del sector energético.

El resultado total de la Capitalización del sector energético dio 974,7 millones de dólares, del total de 1.671 millones de dólares, de todos los sectores. El detalle se presenta a continuación.

Tabla 7 - Valores Capitalizados ENDE - YPFB

Empresa Capitalizada	Comprador	Valor MMUS\$
Sector Electricidad		
Corani SAM (ENDE)	. Dominion Energy	58.8
Guaracachi SAM (ENDE)	Energy Initiatives	47.2
V. Hermoso SAM (ENDE)	Constellation Energy	33.9
Sector Hidrocarburos		
Transredes (YPFB)	Enron - Shell	263.5
Chaco (YPFB)	Amoco	306.6
Andina (YPFB)	YPF - Perez Companac - Plus Petrol	264.7
Total		974.7

Fuente: Secretaría Nacional de Energía [3].

Las consecuencias fueron inmediatas en el sector de hidrocarburos. Fue construido el gasoducto Bolivia-Brasil con un aumento del PIB entre 1,5% y 2%, con expectativas de crecimiento del PIB con la privatización de 6% anual, sin embargo el sector de electricidad tuvo una variación de sus expectativas de inversión, presentando déficit de potencia en la etapa de transición.

5.1 - Resultado de las Reformas en el Sector Eléctrico

Actualmente, en el SIN, existen cuatro empresas generadoras (BPC, Corani, Guaracachi y Valle Hermoso), una de transmisión (TDE) y seis de distribución (ELFEC, CRE, ELECTROPAZ, CESSA, ELFEO y SEPSA) en el sector eléctrico de Bolivia.

5.1.1 - Bolivian Power Company S.A. (BPC)

Tiene una planta térmica a gas con una potencia instalada de 20 MW, varias plantas hídricas en el valle de Zongo con una potencia que alcanza a 165 MW, una planta con potencia líquida instalada sobre el río Miguillas que alcanza 25 MW. La energía total del sistema Zongo es de aproximadamente 705 GWh-año. La energía sobre el río Miguillas alcanza a 120 GWh-año.

5.1.2 - La Empresa Corani S.A.

Tiene dos centrales hidroeléctricas, la de Corani con una potencia firme de 54 MW y la de Santa Isabel con una potencia firme de 71 MW, ambas en cascada. Tiene un reservorio de regulación anual con una capacidad de 132 millones de m³ que atiende, a través de un túnel y una tubería de presión, la casa de máquinas de Corani. Luego, las aguas turbinadas son detenidas en un reservorio de compensación. Las aguas turbinadas en Corani son conducidas a través de un túnel hasta la toma del río Vinto, y finalmente, a través de una tubería de presión terminan en la casa de máquinas de Santa Isabel.

5.1.3 - Empresa Guaracachi S.A.

Tiene la central térmica a gas de Guaracachi, en el departamento de Santa Cruz con una potencia firme total de 132.14 MW. La central de Aranjuez en la ciudad de Sucre, con una turbina a gas de una potencia instalada aproximada de 20 MW y siete motores “dual fuel” con una potencia instalada de 2.7 MW cada uno. La central de Karachipampa, en el departamento de Potosí, con una turbina a gas con una potencia instalada aproximada de 18 MW.

5.1.4 - Valle Hermoso

Esta formada por dos centros de generación térmica, la central de Valle Hermoso y la central de Carrasco. La central de Valle Hermoso, ubicada en el centro del sistema, en la ciudad de Cochabamba, tiene cuatro turbinas a gas de una potencia instalada aproximada de 19,5 MW cada una. La potencia firme de la planta es de 58,4 MW. La central de Carrasco ubicada, en el este del departamento de Cochabamba, está compuesta por dos turbinas a gas, con una potencia instalada aproximada de 60 MW.

5.1.5 - Otras Centrales del SIN

Existen otras empresas con centrales de menor importancia como COMIBOL con 8 MW distribuidos en el departamento de Oruro, y pequeñas generaciones como 3 MW en YPFB-Valle Hermoso, 4 MW en YPFB-Palmasola. Estas dos últimas están conectadas aleatoriamente, y no son consideradas como potencia firme.

5.2 - Empresa de Transmisión del SIN

La Transportadora de Electricidad (TDE), es responsable de la red principal y de otras redes en la región de Larecaja, cuyas características fueron descritas anteriormente.

5.3 - Empresas de Distribución Componentes del SIN

Existen seis empresas de distribución en el SIN en los centros más importantes. La mayor parte de ellas es privada, aunque en las ciudades de Potosí y Sucre empresas que están siendo vendidas al sector privado.

En 1998, las empresas distribuidoras presentaron características de consumo como se muestra en la tabla 8.

Tabla 8 - Demanda de Electricidad de las Distribuidoras. 1998

EMPRESAS	ENERGÍA GW/h	POTÊNCIA MW
CRE	1050,5	208,7
ELECTROPAZ	962,6	213,7
ELFEO	205,5	48,9
ELFEC	548,9	136,4
CESSA	110,7	23,0
SEPSA	89,0	20,4

Fuente: Secretaría Nacional de Energía [3].

La reglamentación permite, a partir de ciertos niveles de demanda la existencia de clientes directos de empresas generadoras y transmisoras.

6 - Estructura del Sector Eléctrico de Bolivia – Mercado Mayorista

El mercado mayorista de Bolivia está constituido por todos los agentes que efectúan negocios en el “Sistema Troncal Interconectado” (STI). El STI es el sistema que cuenta con 28 nodos de los cuales 24 son de retiro de energía.[16]

Los agentes que intervienen en este mercado son generadores, distribuidores, la Transportadora de electricidad y los consumidores no regulados.

La Ley de electricidad (Ley 1604) determina dos instituciones para el control del sector en Bolivia: La “Superintendencia de Electricidad” y el “Comité Nacional de Despacho de Carga” (CNDC).[17]

6.1 - Planeamiento de la Operación en el Sistema Interconectado de Bolivia

El planeamiento está reglamentado en el Artículo 28 del reglamento de Electricidad. Queda determinado que el planeamiento de la operación tiene las siguientes etapas:[17]

Medio Plazo: Planeamiento con horizonte de 48 meses y detalle semanal, efectuado cada seis meses.

Estacional: determinado en el planeamiento de medio plazo, es corregido para seis meses y revisado mensualmente. es definido entre los meses de mayo e noviembre.

Semanal: Determina, bajo las condiciones declaradas por los agentes del mercado, la operación diaria, distribuyendo la generación Hidráulica disponible en la semana siguiente.

Diaria (pre-despacho): Efectuada diariamente para la operación del sistema.

El principal problema del sistema Boliviano es la atención de la punta de carga, el problema energético es un problema que se va acomodando a las necesidades impuestas por la estación. Aproximadamente el 60% de la potencia instalada de generación en sistema de Bolivia es térmico, entonces, la atención energética del consumo podría tener un déficit solamente en caso de eventuales problemas de suministro de combustible.

7 - Analisis de los Procedimientos del Mercado Energético Boliviano

7.1 - Desarrollo del Sector de Hidrocarburos.

Solamente 13% del área con posibilidad de tener hidrocarburos en el subsuelo se encuentran en producción (55.6% del territorio boliviano es sedimentario). Esa área se encuentra en baja en el descubrimiento de nuevas reservas. A nivel de pozos profundos, aún existen reservas. YPFB perforó apenas cuatro pozos profundos en estas áreas.

En Bolivia se encuentran en producción cerca de 200 estructuras diferentes con un costo de 897 millones de dólares. El total de pozos perforados es de 1.385, 472 pozos de exploración y 913 pozos de desarrollo. Hasta 1994 fueron alcanzados tres millones de metros perforados con un costo de 1,600 millones de dólares.

En la prospección hasta 1994, fueron descubiertos 67 campos comercialmente productivos con el siguiente detalle: YPFB: 45 (1947-1994), Bolivian Gulf Oil Co.: 7 (1960-1969), Standard Oil Co.: 4 (1923-1929), Occidental Boliviana: 4 (1973-1991), Tesoro Bolivia: 4 (1977-1981), Maxus Energy: 1 (1992), Bolivian Oil Co.: 1 (1959) y Mc Carthy: 1 (1955). De estos, 5 fueron abandonados por agotamiento.

7.1.1 - Transporte

La longitud total aproximada de tuberías es de 6.000 Km y la capacidad instalada de 286 mil BPL por día para líquidos y 707 MMPC por día para gas natural.

El gasoducto a Brasil, ya terminado, tiene una longitud de 557 Km en la parte de Bolivia y una capacidad de 30 MMm3D (millones de metros cúbicos día). Y está en etapa final de construcción un ramal que va hasta Cuiba (Matogrosso-Brasil)

7.1.2 - Reforma del Sector

El crecimiento medio del PIB durante los 5 años antes de la reforma fue, aproximadamente 4% anual y estaba relacionado fuertemente a la explotación de hidrocarburos.

Se nota que la estrategia de acción para impulsar el sector energético, base para el crecimiento del producto interno bruto, con el proyecto del gasoducto Bolivia - Brasil, sufrió una demora en la determinación de los socios y la participación privada. La estrategia era:

Establecer el marco legal propicio para incentivar la inversión privada, estableciendo un escenario de mercado competitivo, eliminando el monopolio estatal y capitalizar YPFB.

Construcción del gasoducto Bolivia - Brasil, que debía entrar en operación para el final de 1996, proyectando ingresos importantes en la economía boliviana.

7.1.3 - Capitalización

Entre los resultados inmediatos de la capitalización está el contrato de Compra Venta de GLP y de gas natural para el mercado interno, así como de suministro del volumen de exportación a la República Argentina entre las refinerías de YPFB por parte de las empresas Chaco y Andina.

En el área de transporte, TRANSREDES (Enron - Shell), asociada de YPFB en el proyecto del gasoducto Bolivia - Brasil (encargada de la operación), implementó una nueva tubería Carrasco - Valle Hermoso, y quedó con la administración de la terminal de YPFB en el puerto de Arica sobre el Pacífico. Esta empresa tiene el Proyecto de transporte de gas natural de Camisea, a través de Bolivia hasta Brasil y el Proyecto de Exportación de Gas al Paraguay.

Una conclusión sobre el mercado de los Hidrocarburos es que en el caso de los Líquidos fue establecido un mercado competitivo, incluso no existen precios diferenciados de venta al consumidor que muestran la competitividad en la comercialización ya que los precios de venta en el mercado boliviano no fueron aún menores que los precios máximos fijados. En el caso del gas natural, que debe ser distribuido por tuberías, constituye un mercado cautivo, con monopolio regulado. En el caso del transporte de líquidos y gas el mercado cambio de un monopolio del Estado para un monopolio privado.

En este sector no se observan aún beneficios en el mercado, pero si en la producción y en la estabilidad energética con el aumento de reservas y el compromiso de capitales privados para encarar proyectos de gran porte en el desarrollo futuro del sector.

7.1.4 - Ventajas de la Ley de Hidrocarburos

La nueva Ley de Hidrocarburos indica de manera precisa que las reservas de hidrocarburos, son del Estado. En algunos casos, contratos y concesiones otorgan propiedad.

La importación, la exportación y la comercialización interna de los hidrocarburos es libre. YPFB puede ejecutar, actividades de refinación y comercialización en el mercado mayorista de hidrocarburos y prestará servicios técnicos y comerciales para la exploración, producción y comercialización de hidrocarburos.

El Estado e YPFB no tienen responsabilidad alguna sobre el financiamiento de los contratos de riesgo compartido.

Deben ser aplicados al sector de hidrocarburos la Ley del Medio Ambiente, con su reglamentación más disposiciones del artículo 171 de la Constitución Política del Estado, donde son reconocidos, respetados y protegidos todos los derechos de los pueblos indígenas.

7.1.5 - Desventajas de la Ley de Hidrocarburos

El derecho de explorar, producir y comercializar del Estado a través de YPFB queda limitado es contradictorio con el artículo 139 de la Constitución Política del Estado que indica que estas actividades son propias del Estado, derecho ejercido mediante entidades autárquicas (en este caso YPFB), o a

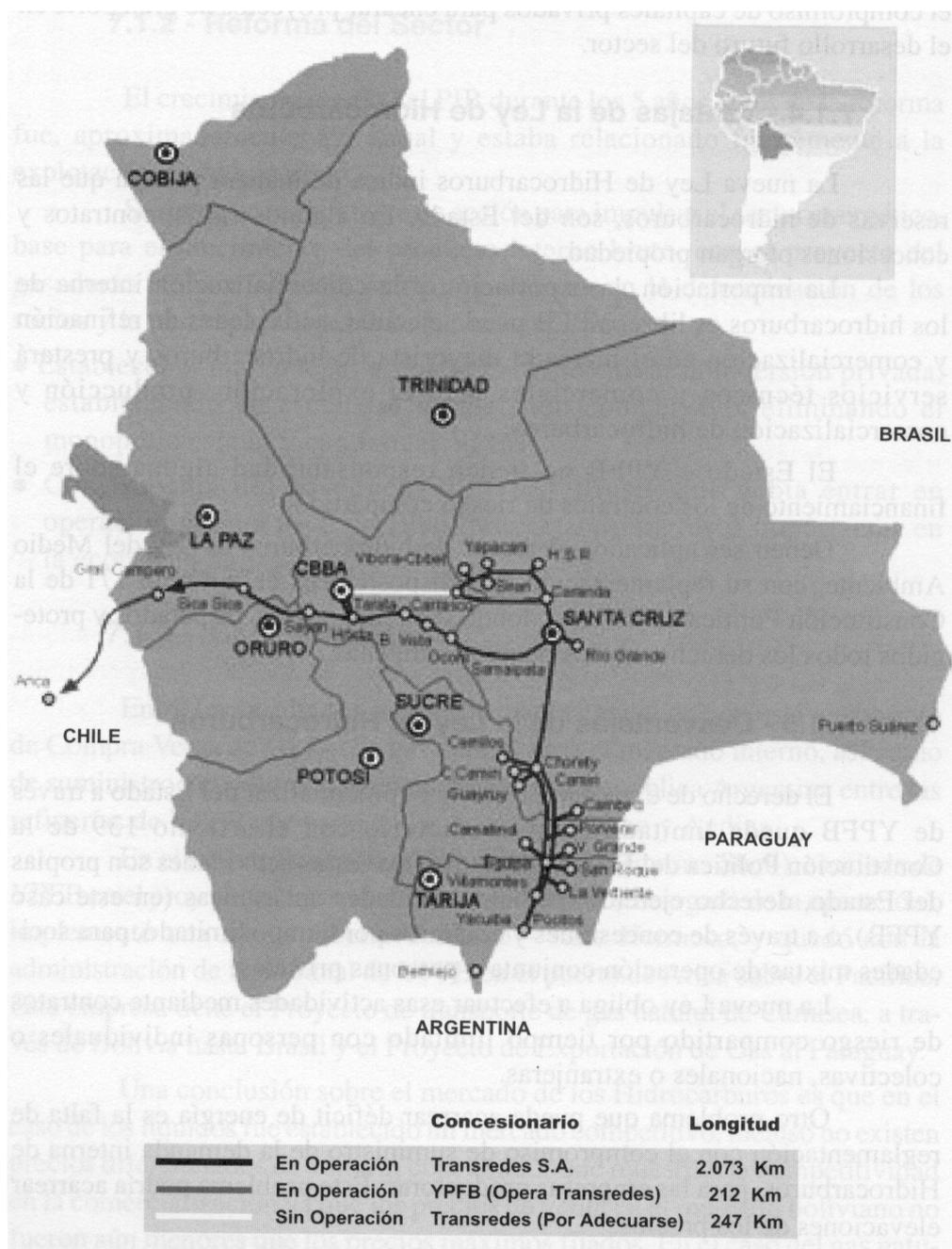
través de concesiones y contratos por tiempo limitado, para sociedades mixtas de operación conjunta o personas privadas.

La nueva Ley obliga a efectuar esas actividades mediante contratos de riesgo compartido por tiempo limitado con personas individuales o colectivas, nacionales o extranjeras.

Otro problema que puede acarrear déficit de energía es la falta de reglamentación con el compromiso de suministro de la demanda interna de Hidrocarburos, para las empresas productoras. Este problema podría acarrear elevaciones de los precios.

En la figura 2 se presenta la red de oleoductos y centros de producción de Bolivia.

Figura 2 – Mapa de la Red de Oleoductos y Centros de Prucción en Bolivia



7.2 - Proyecciones del Precio del Gas y la Estabilidad

7.2.1 - Consideraciones Generales.

La economía de Bolivia y el desarrollo del sector productivo se encuentra ligada al desarrollo del principal componente energético del futuro que es el gas.

Las reservas de gas, presentadas en la, Tabla 3, que comparativamente con las reservas de los países limítrofes de Brasil, Perú y Argentina (Tabla 12), determinan posibilidades de un desarrollo energético basado en este recurso.

Las tarifas de transporte de gas natural fueron establecidas considerando los costos de operación, de mantenimiento y de capital que considera la inversión en la red de gasoducto, para los volúmenes de gas requeridos en la red. Este criterio económico financiero establece tarifas fijas en el sistema de transporte, sin tomar en cuenta la longitud de la tubería utilizada, ni la demanda de capacidad, siendo solamente tarifas por volumen del gas transportado.

Un costo diferenciado tiene una desventaja, determinaría diferencias regionales mayores que en la actualidad deprimirían las regiones de pocos ingresos.

En este sistema, las tarifas fijadas para el transporte de gas natural para el mercado interno es de 0.18 US\$/MPC y para la exportación al mercado argentino, 0.41 US\$/MPC. La validez de los precios es hasta el año 2000.

El desarrollo del sistema de distribución de gas, no obstante de ser privado no tuvo una gran difusión. Esto fue debido a la legislación que existió. También la capacidad de las tuberías en algunos casos fue determinante, en el caso de la ciudad de Cochabamba, el proyecto de la construcción de redes en la ciudad fue postergado por el aumento de la demanda de gas para generación (Central de Valle Hermoso), cubriendo la capacidad total del gasoducto. Finalmente, la influencia determinante fue el subsidio del gobierno al GLP.

7.2.2 - Precios Actuales del Gas Natural

Los precios fijados para el gas natural en boca de pozo en la planta separadora de río Grande para la exportación es de 0.95 US\$/MPC y de 0.85 US\$/MPC para el mercado interno.

Los precios del gas natural en la actualidad están regulados. La tabla 9 muestra los precios para el consumidor en las ciudades principales donde existen redes de distribución.

Tabla 9 - Precios de Gas a nivel de Distribución

CIUDAD	DOMESTICO US\$/MPC	COMERCIAL US\$/MPC	INDUSTRIAL US\$/MPC
La Paz	5,48	4,32	1,70
Oruro	5,48	4,32	1,70
Potosí	5,48	4,32	1,70
Santa Cruz	5,37	5,37	1,70
Cochabamba	5,17	5,17	1,70
Sucre	4,00	4,00	1,70
Tarija	13,33	12,61	1,70

Fuente: Superintendencia de Hidrocarburos - 1999.

El precio en el año 1999 de los consumos industriales tiene dos niveles dependiendo de la capacidad de consumo. Los consumidores industriales conectados al sistema de transmisión tienen el precio de 1.3 US\$/MPC para la transmisión, en tanto que la fijación de precios para el nivel de distribución es de 1.7 US\$/MPC, manteniéndose uniforme en el país. La diferencia determina un valor agregado para la actividad de distribución de 0.40 US\$/MPC.

Actualmente, las empresas eléctricas no están en la red de distribución y la tarifa es de 1.25 US\$/MPC en todo el país. Las centrales eléctricas permanecerán fuera del sistema de distribución. Estos precios serán mantenidos constantes por tiempo determinado. Después de ese período será fijada la tarifa en concordancia con la reglamentación para el gas natural más la tarifa de transporte, siendo diferenciado para cada región.

7.2.3 - Consumo Interno y Exportación de Gas Natural

El consumo interno diario de gas natural esperado para el año 1999 era de 140 MMCP. el crecimiento del consumo con la extensión de la red de distribución, de la red de transmisión al noroeste de Bolivia y otros, proyectan el crecimiento para el año 2010 a 227 MMPC. La exportación prevista por día para el año 1999 era de 211 MMPC, el año 2000 debe incrementarse por la exportación de gas al Brasil en 321.3 MMPC, llegando el año 2005 y los siguientes al valor de 1062 MMPC para Brasil, manteniendo 211 MMPC para la Argentina. Las proyecciones de venta de gas natural son presentadas en la tabla 10. La figura 3 en cambio, muestra la situación actual del transporte de gas y sus centros de producción.

Figura 3 - Mapa de la Red de Gasoductos y Centros de Prucción en Bolivia

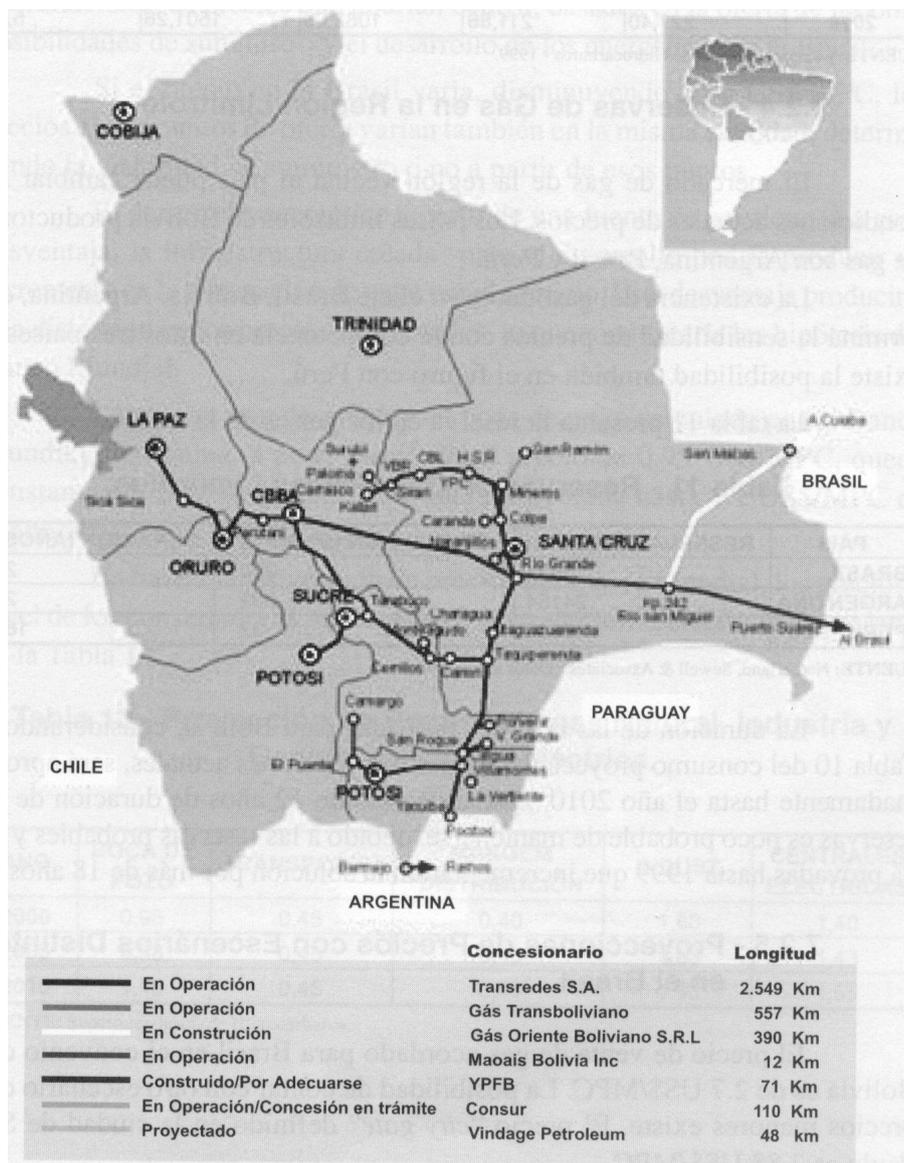


Tabla 10 - Proyecciones de Consumo de Gas Natural. Consumo Interno y Exportación

ANO	CONSUMO INTERNO	EXPORTACIÓN		TOTAL	TOTAL
		BRASIL	ARGENTINA	DIARIO	DIARIO
	MMPCD	MMPCD	MMPCD	MMCP	MMMCP
1999	140,13	211,86	321,30	673,29	2,46
2000	146,43	211,86	575,60	933,89	3,41
2005	182,48	211,86	1062,00	1456,34	5,32
2010	227,40	211,86	1062,00	1501,26	5,48

Fuente: Superintendencia de Hidrocarburos - 1999.

7.2.4 - Reservas de Gas en la Región Limítrofe

El mercado de gas de la región vecina al país puede cambiar las condiciones actuales de precios. Los países limítrofes de Bolivia productores de gas son Argentina, Brasil y Perú.

La existencia del gasoducto en el eje Brasil, Bolivia, Argentina, determina la sensibilidad de precios con la competencia en estos tres países, y existe la posibilidad también en el futuro con Perú.

La tabla 11 presenta la reserva en los países de la región.

Tabla 11 - Reservas de Gas. Países Limítrofes.

PAIS	RESERVAS (MMMPC)	PRODUCCIÓN (MMMPC)	DURACIÓN (AÑOS)
BRASIL	6654	279	24
ARGENTINA	24154	909	27
PERÚ	5945	32	184

Fuente: Netherland, Sewell & Associates. (Datos agregados)

La duración de las reservas probadas para Bolivia, considerando la Tabla 10 del consumo proyectado con las exportaciones actuales, será aproximadamente hasta el año 2010. Este escenario de 12 años de duración de las reservas es poco probable de mantenerse, debido a las reservas probables y las ya probadas hasta 1999 que incrementarían la solución por más de 18 años.

7.2.5 - Proyecciones de Precios con Escenarios Distintos en el Brasil

El precio de venta de gas acordado para Brasil en el convenio con Bolivia es de 2.7 US\$/MPC. La posibilidad de contar con otro escenario con precios menores existe. El precio "city gate" definido en la ciudad de São Paulo es 2.88 US\$/MPC.

Un escenario podría ser el uso de la capacidad total del gasoducto para el transporte de gas desde Perú o desde Argentina, con un flujo inverso respecto al flujo actual. En este caso el costo menor de transporte podría permitir la disminución de la presión en destino. Este escenario no es poco probable debido a que en la política de tarifas de transporte en Bolivia, deben mantenerse los valores adoptados por 10 años.

La proyección del precio del gas en Bolivia muestra la sensibilidad de las variaciones de precios que podrían ocurrir, basados en la oferta de las otras posibilidades de suministro y el desarrollo de los energéticos en el Brasil.

Si el precio en el Brasil varía, disminuyendo 0.10 US\$/MPC, los precios en los puntos de oferta varían también en la misma cantidad, determinando la viabilidad de suministro o no a partir de esos puntos.

El desarrollo energético a partir de una fuente de gas tiene una gran desventaja, la infraestructura creada para el desarrollo podría producir un incremento en la disposición de pago por el servicio. Esta desventaja produciría una distorsión en los precios proyectados, lo que modificaría las hipótesis del Banco Mundial.

La proyección de precios en boca de pozo calculada por el Banco Mundial, determina, a partir de 1999, el precio de 0.95 US\$/MPC, queda constante por 3 años, y crece de manera monótona hasta 1.1 US\$/MPC en el año 2010.

En base a la proyección de precios del Banco Mundial, los precios a nivel de los consumidores industriales y centrales termoeléctricas se presenta en la Tabla 12.

Tabla 12 - Proyección de Precios de Gas Natural. Industria y Generación Termoeléctrica.

ANO	BOCA DE POZO	TRANSPORTE	MARGEM DISTRIBUCIÓN	INDUST.	CENTRALES ELÉCTRICAS
2000	0,95	0,45	0,40	1,80	1,40
2005	0,98	0,45	0,40	1,83	1,43
2010	1,10	0,45	0,40	1,95	1,55

Fuente: Superintendencia de Hidrocarburos.

No existen probabilidades de incremento mayores en los precios de gas natural en el Brasil, ya que las expectativas determinan que, al ritmo de las exploraciones de petróleo, exista una sobre oferta. Sin embargo en caso de agotamiento de reservas en Bolivia, determinaría el flujo de gas para Bolivia, en un largo plazo, estas posibilidades se presentan, tal como se discute en la siguiente sección.

7.3 - Influencia del Precio del Gas en el Mercado Eléctrico

En la actualidad el precio del gas está fijado con precio en boca de pozo como fue presentado en la sección anterior. Con esta base de precio viene siendo favorecido el desarrollo de la generación térmica a gas. Los estudios indican que en tanto la presión de gas sea inferior a 1.90 US\$/MMPC, la alternativa de generación hidroeléctrica quedara siempre en desventaja, favoreciendo la alternativa de desarrollo con generación térmica a gas, para alternativas de generación con costos de 2400 US\$/kW.

7.4 - Desarrollo del Sector Eléctrico - Resultados de la Capitalización

Los resultados del proceso de Capitalización son analizados en distintos niveles. Los niveles son económico financiero, operativo y social.

7.4.1 - Contratos de Capitalización

Los contratos de inversión firmados entre las empresas y el gobierno tiene en la cláusula octava del Contrato de Capitalización, Suscripción de Acciones y Administración, el convenio específico siguiente:

La Sociedad adquirente se compromete a invertir el valor de la suscripción del contrato en un plazo de 7 años contados a partir de la fecha de cierre.

El valor de la suscripción del contrato será usado en un 90% en las Inversiones de Capital en la Generación y 10% en Capital de Operación.

Fecha de cierre: 31 de julio de 1995

Los resultados de los contratos de capitalización respecto a la inversión no fue completado.

La inversión de la empresa Valle Hermoso fue casi al totalidad del valor comprometido al inicio de las actividades de la capitalización.

La empresa Guaracachi modificó el plan de inversiones. Al inicio estaba proyectada una nueva central térmica con una potencia instalada de aproximadamente 100 MW. El mes de mayo entraron en operación dos unidades térmicas a gas natural con una potencia instalada aproximada de 60 MW. La empresa Corani no terminó aún ninguna inversión.

La Tabla 13 presenta el estado de las inversiones de las empresas capitalizadas.

Tabla 13 - Estado de las inversiones en las Empresas capitalizadas.

EMPRESA	CAPITAL MMUS\$	DETALLE INVERSIÓN ACTUAL	NUEVAS INVERSIONES MMUS\$	% CAPITAL
Corani	58.796	Inversiones en la captación de agua, aun no terminado. Proyecto Sacaba. Aun sin ejecución	27.263 68.800	
Guaracachi	47.131	Nueva central de generación. En la actualidad fueron instaladas dos unidades en la central existente.	39.077	83
Valle Hermoso	39.912	Unidad Termoeléctrica y otros	26.011	77

Fuente: Elaboración propia.

7.5 - Influencia del Sector en los Ingresos Fiscales

Los ingresos del Estado, tomando en cuenta los impuestos al Valor Agregado (13% IVA), Transacciones (3% IT), y sobre la utilidad Líquida (30% IUN), incrementaron en un 67.3% del año 1994 al año 1996. En el año 1994, los ingresos del Estado originados en el sector eléctrico capitalizado alcanzó a 77.275.817 bolivianos. En el año 1996 los ingresos totales alcanzaron a 129.294.574 bolivianos. Este incremento está lejos de los índices de inflación de esos años (8% en el año 1995 e 12.5% en el año 1996), mostrando un incremento real en el valor agregado y las utilidades líquidas de las empresas capitalizadas.

Las tarifas para el consumidor fueron incrementadas (Tabla 15). Este incremento fue como consecuencia del punto de equilibrio en el mercado mayorista que determinó precios mayores para transacciones y el pago del sistema de transmisión. Aparentemente, los resultados de la capitalización fueron positivos para el Estado.

7.6 - Tarifas

Las tarifas en el SIN son determinadas por la Superintendencia de Electricidad, en un procedimiento que utiliza técnicas contables, determinando el costo en un período basados en el planeamiento de la operación del medio plazo considerando lo acontecido en el período anterior (período de 6 meses), y agregando la rentabilidad. La tasa de rentabilidad es calculada sobre la media de tres años del grupo de empresas listadas en "Wall Street" de "New York" incluidas en el índice "Dow Jones" de empresas públicas en los últimos tres años. El cálculo de la tasa de rentabilidad debe calcularse después del pago de todas las cargas impositivas.

7.6.1 - Evolución de las Tarifas Eléctricas del Setor para el Consumidor Final

La Tabla 14 presenta la evolución de las tarifas para el consumidor final para distribución de energía eléctrica en el SIN.

Tabla 14 - Tarifas Nivel de Consumo (¢.US\$/kWh) SIN. 1994 - 1997.

CATEGORÍA	La Paz				Cochabamba				Santa Cruz			
	1994	1995	1996	1997	1994	1995	1996	1997	1994	1995	1996	1997
Residencial	4,60	4,88	4,92	5,34	5,55	5,86	6,29	6,54	4,53	4,85	5,42	5,63
General	8,94	9,29	9,54	10,34	11,67	12,02	12,38	12,93	9,56	9,65	10,02	10,04
Industrial	4,59	4,73	4,85	5,18	6,14	6,22	6,19	6,35	5,29	5,77	5,79	5,74
Minera	5,24	4,98	4,79	5,03	3,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Al. Publico	5,05	5,08	5,50	5,91	5,19	5,96	6,19	6,47	6,36	6,54	6,92	7,19
Otros	1,89	2,07	5,87	5,57	0,00	0,00	4,19	4,67	0,00	0,00	0,00	0,00
Media	5,17	5,50	5,99	6,46	6,34	6,67	6,89	7,16	5,92	6,28	6,69	6,85
%		6,38	15,86	7,84		5,21	3,30	3,92		6,08	6,53	4,90

La Tabla 15 presenta la evolución de las tarifas para el consumidor final para distribución de energía eléctrica en los Sistemas Aislados.

Tabla 15 - Tarifas Nivel de Consumo. Sistemas Aislados (¢.US\$/kWh). 1994 - 1997.

CATEGORÍA	Tarija				Trinidad			
	1994	1995	1996	1997	1994	1995	1996	1997
Residencial	7,06	6,54	6,65	6,71	8,59	9,02	9,25	9,34
General	15,65	15,47	15,85	16,31	17,80	18,50	18,92	19,18
Industrial	10,67	8,82	8,97	9,52	9,31	9,86	10,31	10,46
Minera	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Al. Publico	8,36	7,92	7,95	7,98	10,20	10,71	11,01	11,08
Otros	15,19	0,00	0,00	0,00	17,55	0,00	18,27	0,00
Media	9,29	8,56	8,66	8,79	11,05	11,76	12,06	12,38
%		-7,86	1,17	1,50		6,43	2,55	2,65

Fuente: Secretaría nacional de Energía [3].

En los Sistemas Aislados no se presentan incrementos grandes debido a que no fueron privatizados y conservan niveles de tarifas más elevados que las tarifas de distribuidoras conectadas al SIN por sus costos de generación.

8 - Conclusiones

8.1 Sector de Hidrocarburos.

La dependencia de la matriz energética de una fuente de gas solo puede acarrear problemas de elevación substancial de los precios en el futuro. Es de vital importancia conocer la capacidad de producción y reservas de gas y petróleo, además de la producción y demanda de los países vecinos para identificar las oportunidades reales de negocios.

No existe compromiso de los productores para el suministro al mercado interno, pudiendo este quedar eventualmente sin suministro por la necesidad de cumplir contratos de exportación.

El monopolio de transporte de los hidrocarburos ejercido por el Estado antes de las reformas, pasó a ser simplemente un monopolio privado, limitando el alcance de mercado competitivo que pretendía –y aún lo indica la Ley 1689 (conocida como Ley de Hidrocarburos).

Hay una necesidad real de buscar compatibilidad entre los instrumentos normativos del Estado. Mas allá de limitar la inversión de YPFB en el sector energético a los contratos de riesgo compartido en las áreas de exploración, producción, refinamiento y otras actividades propias de los hidrocarburos, contrariamente a lo dispuesto por la constitución política del Estado que dispone estas actividades como propias del Estado (Artículo 139 de la Constitución Política del Estado Boliviano). Se debería buscar una compatibilidad entre ambos instrumentos normativos.

El precio en la ciudad de São Paulo es estable y con tendencia a disminuir por el mercado energético que continuamente procura la producción de nuevos pozos de petróleo en la región, para ello, se deberían desarrollar estrategias que permitan enfrentar esta problemática.

En el mercado de Bolivia el precio tiene una tendencia a mantenerse en el corto plazo. Existe por tanto, la probabilidad de elevarse en el largo plazo con el agotamiento de reservas.

8.2 - Sector eléctrico

El precio actual de gas está favoreciendo la expansión del sistema eléctrico con turbinas a gas, en vez de la energía hidroeléctrica que viene de fuente renovable con una gran capacidad energética. Sin embargo esta situación debería revertirse en el momento que el precio del gas suba y en ese momento cambiar por la generación hidroeléctrica que requiere de mayor inversión y tiempo. A pesar de esa lógica, todo indica que mismo con precio alto (más allá de los 1.90 US\$/MMPC) habrá continuidad en la generación térmica a gas, puesto que requiere menor tiempo de implantación (eso en el paradigma actual de mercado).

La transformación en el sector eléctrico presenta una elevación continua de tarifas de electricidad que no muestra las ventajas esperadas de eficiencia con la economía de mercado. Pues a pesar de que los niveles de inflación, a momentos, fueron menores a los incrementos relativos de las tarifas, el poder adquisitivo de los ingresos del consumidor (y de la población en general), no acompañan ni la inflación, ni la elevación continua de las tarifas de electricidad.

nuevo sistema de precios de nodo establece tarifas diferenciadas en las diferentes regiones del país, equilibrando los valores en las regiones que en el sistema anterior de tarifas subvencionaban a los otros sistemas.

La protección del mercado en la etapa de transición, determinó retraso de inversiones en el sector eléctrico en el área de generación, operando el sistema en condiciones de confiabilidad deficiente que determinaron racionamientos.

Falta de planeamiento estratégico para el sector eléctrico determina el establecimiento de un sistema de expansión donde el óptimo global no es alcanzado.

9 - Recomendaciones importantes

9.1 - Sector de Hidrocarburos.

Estudiar medidas de desarrollo energético basadas en los recursos de gas para que permitan el aprovechamiento de estos recursos para generar valor agregado.

Efectuar un estudio detallado de las reservas y el consumo de gas basado en medidas que incentiven el establecimiento de industrias con uso intensivo de este energético.

Estudiar los precios de gas internos más convenientes para el desarrollo energético que permita el uso de fuentes alternativas para la generación de energía eléctrica, en una lógica de desarrollo sustentable.

Establecer el compromiso de los productores de Hidrocarburos para mantener el suministro en el mercado interno.

Establecer medidas que permitan liberar el monopolio (circunstancial) de transporte de Hidrocarburos, y dentro de lo posible debería incluirse la competencia en la transmisión. O de otra manera establecer un control riguroso, orientado a mantener una expansión constante en la infraestructura de transporte de energía.

Estudiar la contraposición presentada con la Constitución Política del Estado en relación a las limitaciones de YPF.

9.2 - Sector eléctrico

Debería establecerse mecanismos de incentivo para la inversión en centrales hidroeléctricas evitando la dependencia de una sola fuente de energía.

Desarrollar los Planes Referenciales e Indicativos para orientar las inversiones tendientes a conseguir el óptimo global.

Problemas de seguridad de suministro en las áreas interconectadas con líneas largas como es el caso de la ciudad de Santa Cruz, debe ser estudiada y evaluada la influencia del costo de racionamiento.

Estudiar nuevas medidas para regular el mercado del sector distribución eliminando el método actual basado en la contabilidad de la empresa. Este método busca la devolución de la rentabilidad a la empresa distribuidora sin buscar la mejora de la eficiencia real.

El mercado de generación es pequeño, con una composición reducida de cuatro generadoras y, con las regulaciones existentes, no elimina la posibilidad de manipulación de precios básicos en detrimento de los consumidores (Existen en el mundo experiencias en este sentido).

Mejorar la base de datos y la adquisición de estos, permitiendo libre acceso para garantizar la transparencia.

Modificar los procedimientos de cálculo y el uso del modelo para la operación del SIN tanto en el largo, medio y corto plazos.

Completar la regulación en lo que se refiere a los procedimientos y determinación de responsabilidades por la ocurrencia de racionamientos.

Reglamentar las actividades de las distribuidoras, evitando la extensión del monopolio a otras actividades.

Referencias Bibliográficas

- [1] ZURITA, R.O.R. *Análise do Setor Elétrico Energético na Bolívia no Novo Ambiente do Mercado*. São Paulo, 1999. Dissertação de Mestrado – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo.
- [2] BITO R. BORN P. *Tarifas de Energía Eléctrica. Aspectos Conceituais e Metodológicos*. Cia Força e Luz Cataguazes, Leopoldina, 1992.
- [3] SECRETARIA NACIONAL DE ENERGÍA. *Anuario Estadístico del Sector Eléctrico - 1996*. Secretaria Nacional de Energía, 1996.
- [4] GORENSTIN, B.G. et al. *Planejamento sob incertezas*. In: XIII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energía, Florianópolis, 1995.
- [5] YACIMIENTOS PETROLIFEROS FISCALES BOLIVIANOS. *Estadística Petrolera en Bolivia – 1993 - 1994*. YPF, 1996.
- [6] OLADE-CEPAL-GTZ. *Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe*. OLADE-CEPAL-GTZ, Quito, Ecuador, 1997.
- [7] INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA. *Anuario Estadístico - 1997*. INE, La Paz, Bolivia, 1997.
- [8] ARMSTRONG, M. COWAN S. VICKERS J. *Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience*. MIT Press, London, England. 1994.
- [9] CHAVEZ, G. La reforma estructural En los sectores petrolero y eléctrico en Bolivia. *Serie Reformas de la Política Pública*. La Paz. Nro. 45, 1996.
- [10] SECRETARIA NACIONAL DE ENERGÍA. *Plan Nacional de Biomasa*. ESMAP - SNE, 1996.
- [11] SECRETARIA NACIONAL DE ENERGÍA. *Estrategia Nacional de Energía Rural*. Secretaria Nacional de Energía, Bolivia, 1994.
- [12] EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD. *Plan Nacional de Electrificación 1995 - 2010*. ENDE, Cochabamba, Bolivia, 1994.
- [13] EMPRESA CORANI S.A. *Memoria Anual*. Empresa CORANI S.A., Cochabamba, Bolivia, 1997.
- [14] HOEFT, R.F. *Heavy-duty gas turbine operating and maintenance considerations*. In: 38th GE TURBINE STATE-OF-THE-ART TECHNOLOGY SEMINAR, 11., Schenectady, NY, 1994. Proceedings.
- [15] PSRI. *Modelo SDDP, Manual de Metodología*. PSRI, Brasil, 1999.

- [16] COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA. *Memoria Anual*. CNDC, Cochabamba, Bolivia, 1997-98.
- [17] SILEG - SISTEMA LEGISLATIVO INFORMATICO BOLIVIANO. *Leyes y Reglamentos de Energía e Hidrocarburos, Educación y Organización Territorial*. SILEG, 1999.
- [18] UDAETA, M.E.M. *Planejamento integrado de recursos - PIR para o Setor Elétrico (pensando o Desenvolvimento Sustentável)*. São Paulo, 1997. Tese (Doutorado) Escola Politécnica, Universidade de São Paulo.

¹ Dr. en Ingeniería en el área de planificación energética, Investigador del GEPEA y Prof. de Pósgrado de la EPUSP.

² Prof. Dr. Livre-Docente de la EPUSP y Coordinador del GEPEA (Grupo de Energia do Departamento de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da USP).

³ Master en Ingeniería Eléctrica por la EPUSP y Consultor del ViceMinisterio de Energía e Hidrocarburos de Bolivia.

⁴ Master en Ingeniería Eléctrica por la EPUSP, Prof. de la UMSS (Universidad Mayor de San Simon – Bolivia) e Ingeniero del CNDC (Comité Nacional de Despacho de Carga)

⁵ Prof. Dr. de la EPUSP y Director de División del IEE/USP