

❖ EL SACRIFICIO DEL MERCADO INTERNO LA CRISIS ENERGÉTICA AL RITMO DE LAS PETROLERAS

El Gobierno nacional ha confirmado para el año 2008 la escasez energética en el país. La restricción de gas natural tanto para la generación de energía como para el consumo automotor y domiciliario se debe a la falta de producción de las empresas petroleras y a la insuficiencia en su capacidad de transporte. A esto se suman los compromisos de exportación de gas natural que Bolivia contrajo con Argentina y Brasil, los cuales para ser atendidos sacrificarán la demanda de la población boliviana.

La acción de las petroleras
La actual incapacidad productiva de las empresas petroleras ha puesto en una situación endeble el cumplimiento de los compromisos de exportación de gas natural asumidos con Brasil, Argentina y de atención al mercado interno boliviano. Esta acción deliberada de las petroleras presiona al Gobierno para obtener mayores ventajas, pues no están satisfechas con los nuevos contratos petroleros, pese a que se les ha otorgado seguridad jurídica, mercados seguros de 80 millones de metros cúbicos diarios (MMCD) de gas natural y la mejora de los precios de exportación.

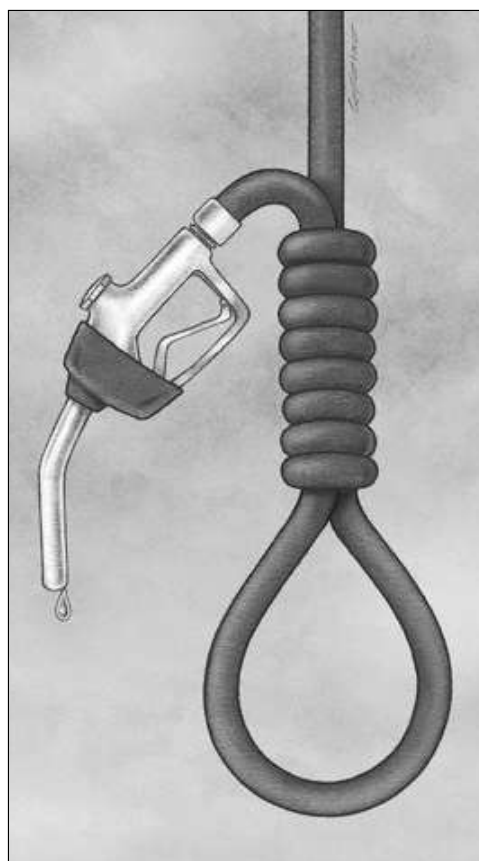
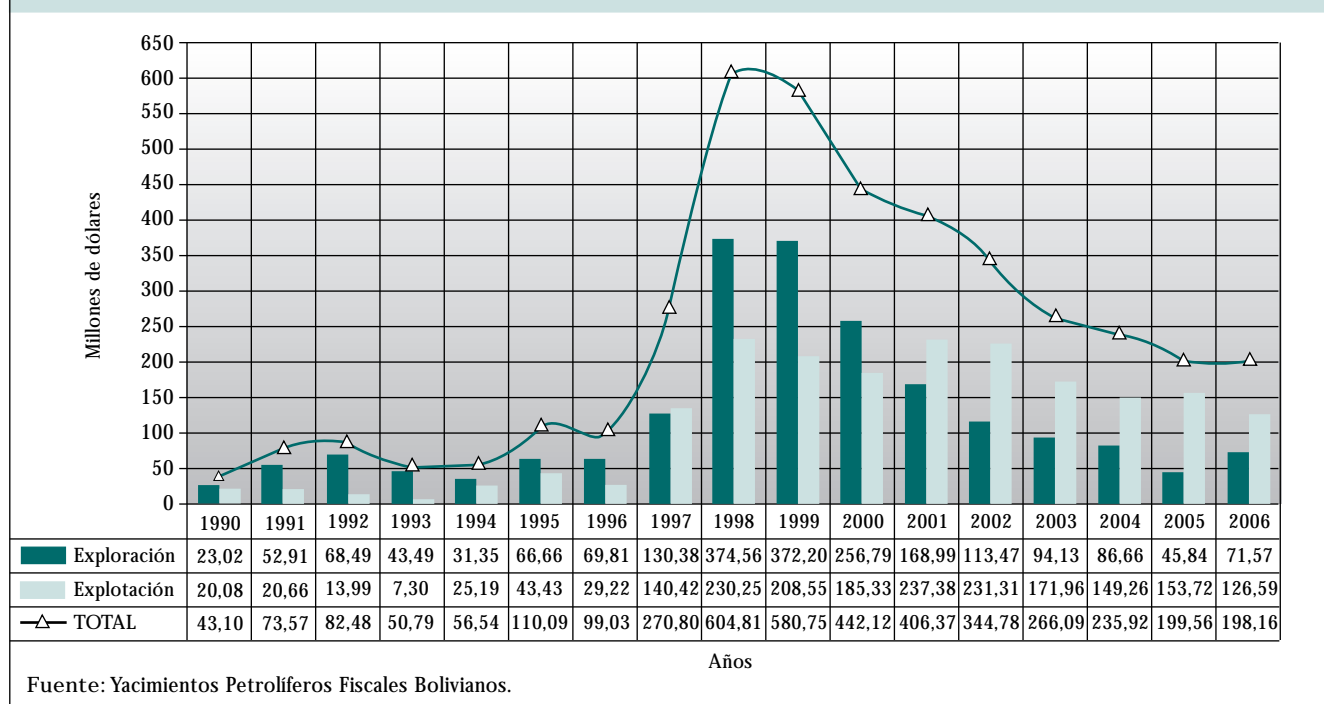
Con los nuevos contratos, las petroleras han logrado mantener la posesión de las reservas de hidrocarburos suficientes para la exportación en los próximos 20 años. Por eso, son las petroleras las que definen los ritmos de las inversiones que realizan con el fin de monetizarlas a su conveniencia. Lo que se ha estado viendo es que las empresas ajustan sus inversiones al volumen de exportación ya comprometidos, sin hacer ningún otro esfuerzo que aminore los efectos de la crisis energética que afecta al país.

El modelo neoliberal
En 1996, bajo el influjo de la política neoliberal iniciada en 1985, fue

promulgada la Ley de Hidrocarburos (1689). La vigencia de la misma permitió la privatización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) en el año 1999, rompiendo el monopolio que ostentaba y la cadena hidrocarburífera pasó a manos de las petroleras. Proliferaron los contratos de riesgo compartido para las fases de exploración y explotación entre YPFB y las petroleras. Las inversiones en exploración dieron como resultado un significativo aumento de reservas de gas natural. La suscripción del contrato de venta de gas natural a Brasil serviría de incentivo para incrementar las mismas.

La acción deliberada de las petroleras presiona al Gobierno para obtener mayores ventajas, pues no están satisfechas, con los nuevos contratos petroleros pese a que se les ha otorgado seguridad jurídica.

Gráfico 1
INVERSIÓN EN EL SECTOR HIDROCARBUROS 1990 - 2006



Entre 1994 y 1997, el gobierno de Gonzalo Sánchez de Lozada privatizó los principales pozos descubiertos, transfiriendo la propiedad de los mismos a manos de las empresas petroleras. En la siguiente gestión, Jorge Quiroga Ramírez aprobó el Decreto Supremo 23366 que liberó a las petroleras de la obligación de invertir en la perforación de un pozo por parcela. De esta manera quedaron sin perforar 55 pozos y Bolivia perdió 1.340 millones de dólares.

Si se analiza el nivel de inversiones entre 1997 y 2006, destacan los años 1998 y 1999, con inversiones de 604,81 y 580,75 millones de dólares respectivamente. A partir del año 2000 éstas tienden a disminuir, llegando el 2006 a un monto de 198,16 millones de dólares. Es importante hacer notar que en todo momento se ha privilegiado la inversión en explotación de hidrocarburos para la exportación a Brasil y Argentina.

Se perforaron solamente 9 pozos en el país durante el 2006, cifra baja comparada a la de 1999: 65 pozos perforados. Esto de alguna manera indica el ritmo de reposición de reservas en el corto y mediano plazo,

además de la sostenibilidad futura de la capacidad de producción y distribución de hidrocarburos en el mercado¹.

Luego de asegurar mayores yacimientos y la provisión de la exportación a Brasil y Argentina, las empresas petroleras dejaron de hacer nuevas inversiones para desarrollar nuevos campos y perforar pozos. Esta situación se viene arrastrando, sin modificación alguna desde 2003, año en el cual el país tuvo el pico máximo de reservas probadas de 28,7 TCF. El año 2005 las mismas bajaron a 26,7 TCF y al primer trimestre de 2007 descendieron hasta 19,3 TCF².

Las exportaciones de gas natural a Brasil subieron aceleradamente desde 1,1 MMCD en 1999 a 31,5 MMCD en 2007. Los envíos hacia Argentina tienen la misma tendencia, debido al compromiso con este país de incrementar paulatinamente las exportaciones hasta llegar a 27,7 MMCD a partir del año 2010.

Inversiones para explotación
Según la Cámara Boliviana de Hidrocarburos (CBH), se precisa de una inversión de 8 mil millones de

dólares para garantizar el suministro de gas a los mercados externo y local³. Esto incluye todo el proceso de la cadena productiva (explotación, refino, desarrollo, transporte y comercialización), inversiones que deben ser programadas para ejecutarse en cinco años. La búsqueda y producción demandan entre 3 mil y 3.500 millones de dólares, en tanto que el transporte, la refinación y la infraestructura para el uso de los hidrocarburos líquidos requieren entre 4.500 y 5 mil millones de dólares.

En septiembre de 2007, las petroleras presentaron sus planes de inversión para el 2007 en los que se comprometen a destinar 587 millones de dólares⁴, de los cuales 333 (57%), serían invertidos en mantenimiento de la infraestructura y gastos administrativos; en tanto que sólo 254 millones (43%), se utilizarían para el desarrollo productivo de los campos petroleros. Este monto sólo alcanza para perforar entre 5 y 10 pozos, cantidad absolutamente insuficiente para mantener los actuales niveles de producción. Se conoce que para cumplir los compromisos contraídos con Argentina se requiere de aproximadamente 35 pozos y que el costo calculado de cada uno de ellos oscila entre 25 y 50 millones de dólares⁵. Este compromiso es difícil de cumplir debido a que en el primer semestre solamente se invirtieron 22,9 millones de dólares.

Las inversiones comprometidas en los contratos de operación para el 2008 ascienden a 967 millones de dólares, cifra que superará los 600 millones de dólares invertidos en 1998, una de las inversiones más altas realizadas por efecto de la capitalización. Pese a ello, Bolivia no logrará cumplir los contratos de exportación de gas natural a Brasil y Argentina. De este monto, se destinarán a la inversión bruta el 90,6% y a gastos administrativos y operativos el 9,4%.

Estos compromisos de inversión reafirman la acelerada monetización de las reservas hidrocarburíferas, puesto que para incrementar la producción de reservas existentes destinan 832,7 millones de dólares (95%) y en la búsqueda de nuevos depósitos tan sólo se destinan 43,82 millones de dólares (5%)⁶.

Las inversiones comprometidas en los contratos de operación para el 2008 ascienden a 967 millones de dólares.

Por su parte, Transredes invertirá 170 millones de dólares en la construcción de los gasoductos: Carrasco - Cochabamba, Gasoducto Al Altiplano (GAA) Fase IIIb, Villamontes - Tarija Fase II, Interconexión Campo Percheles GAA, Proyecto Interconexión Oleoducto ÓCSZII, Campo Percheles Líquidos y Construcción Loop Lateral Vuelta Grande⁷. Esto es ínfimo frente al costo del Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA) que asciende a 1.520 millones de dólares.

YPFB, por otro lado, programó invertir 182 millones de dólares en redes domiciliarias, compra de camiones cisternas, vehículos de transporte de GLP, arreglo de surtidores y engarradoras. Entre tanto, YPFB-Refinación invertirá 36 millones de dólares⁸.

YPFB en la fase de mayor riesgo

Según datos del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, en 80 años tan sólo el 17% del territorio boliviano fue objeto de tareas de exploración. Esto a pesar de que el 48,7% de la extensión nacional es considerada "zona de interés hidrocarburífero".

Las petroleras apenas lograron abarcar el 2,63% de la extensión, siendo que el 40,83% se ha declarado área libre, el 7,87% ha sido parcelada y sólo el 5,24% está considerada área reservada.

Debido a que los nuevos contratos petroleros no exigen a las empresas invertir en exploración, YPFB ha sido conminada a asumir esta responsabilidad que es la fase de mayor riesgo en la cadena productiva.

Si bien se ampliaron de 21⁹ a 33¹⁰ las áreas de interés hidrocarburífero a favor de YPFB para que la estatal petrolera desarrolle actividades de exploración y explotación por iniciativa propia o, a través de contratos de asociación, ésta no cuenta con las condiciones necesarias para hacer efectivas estas tareas.

Cuadro 1
PRESUPUESTO DE INVERSIONES Y GASTOS 2008
CONTRATOS DE OPERACIÓN
(Expresado en dólares)

Empresa petrolera	Total inversión bruta	Total gastos administrativos	Total general
Petrobras Bolivia	196.493.090	35.475.070	231.968.160
Vintage	10.020.120	1.344.624	11.364.744
Repsol YPF	124.737.136	12.136.257	136.873.393
Andina S.A.	145.263.956	10.102.974	155.366.930
Total E&P Bolívie	35.102.028	3.052.235	38.154.263
Pluspetrol	81.805.220	3.033.028	84.838.248
Chaco S.A.	193.745.101	21.737.409	215.482.510
BG Bolivia	37.156.000	1.704.600	38.860.600
Matpetrol	1.154.112	71.557	1.225.669
Canadian Energy	6.334.000	324.000	6.658.000
Pesa	30.505.013	698.534	31.203.547
DongWon	14.213.000	883.000	15.096.000
Total	876.528.776	90.563.288	967.092.064

Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

Cuadro 2

**ÁREAS DE INTERÉS HIDROCARBURÍFERO
RESERVADAS PARA YPFB**

Nº	Bloques	Hectáreas	Área	Departamento
1	Madre de Dios	500.000,00	No Tradicional	Pando
2	Río Beni	1.000.000,00	No Tradicional	Pando - La Paz - Beni
3	Madidi	242.500,00	No Tradicional	La Paz
4	Séure	723.502,20	No Tradicional	Beni - Cochabamba
5	Cedro	124.275,00	Tradicional	Santa Cruz
6	Almendro	98.375,00	Tradicional	Santa Cruz
7	Azero	578.125,00	No Tradicional	Santa Cruz
8	Caro Huaicho	456.975,00	Tradicional	Santa Cruz
9	Ñiau	100.000,00	Tradicional	Santa Cruz - Chuquisaca
10	Sauce Mayu	45.750,00	Tradicional	Chuquisaca - Santa Cruz
11	Itacaray	58.750,00	Tradicional	Chuquisaca
12	Huacareta	196.250,00	No Tradicional	Chuquisaca
13	Tiacia	91.225,00	Tradicional	Chuquisaca - Tarija
Aguarare				
14N	Norte	53.500,00	Tradicional	Chuquisaca - Tarija
14C	Centro	49.125,00	Tradicional	Chuquisaca - Santa Cruz
14 SA	Sur "A"	29.375,00	Tradicional	Tarija
14 SB	Sur "B"	14.375,00	Tradicional	Tarija
15	Ñiguazú	100.000,00	Tradicional	Tarija
16	San Telmo	100.000,00	No Tradicional	Tarija
17	Coipasa	515.000,00	No Tradicional	Oruro
18	Corregidores	655.000,00	No Tradicional	Potosí
19	Buena Vista	2.500,00	Tradicional	Chuquisaca
20	Camatindi	10.725,00	Tradicional	Chuquisaca
21	Sanandita	11.875,00	Tradicional	Tarija
Total AR*				
DS. 29130		5.757.202,20		
22	Astillero	21.093,75	n.d.	Tarija
23	Sunchal	57.500,00	n.d.	Tarija
24	Sayurenda	91.750,00	n.d.	Tarija
25	Villamontes	12.500,00	n.d.	Tarija
26	Isipote	33.750,00	n.d.	Chuquisaca
27	Carandaiti	102.500,00	n.d.	Chuquisaca
28	Boyube	75.000,00	n.d.	Chuquisaca
29	Yoai	45.000,00	n.d.	Santa Cruz
30	Cupecito	95.625,00	n.d.	Santa Cruz
31	Chispani	755.209,62	No Tradicional	Beni - La Paz - Cbba.
32	Lliquimuni	675.000,00	No Tradicional	La Paz
33	Chepite	387.500,00	No Tradicional	La Paz
Total AR*				
DS. 29226		2.352.428,37		
Total AR*				
DS. 29226		8.109.630,57		

Nota: *Total AR = Total Áreas Reservadas

Fuente: Revista Hidrocarburos & Energía. Año 1, Nº 2. Julio de 2007. Decreto Supremo Nº 29130 y Decreto Supremo 29226.

Ante el virtual desabastecimiento de hidrocarburos previsto para el año 2008, el Gobierno decidió elaborar nuevos planes de inversión para desarrollar los campos marginales.

Es más, la política de exploración del actual Gobierno está en la perspectiva de adjudicar 8.109.630,57 hectáreas potencialmente productoras de gas y petróleo, en zonas libres bajo tuición de YPFB por lo cual busca establecer convenios con empresas petroleras estatales o privadas para conformar Sociedades de Economía Mixta (SAM) y suscribir "Contratos de Exploración y Explotación de áreas reservadas"¹¹.

Uno de ellos tiene que ver con la conformación de la empresa Petroandina junto a la estatal petrolera venezolana PDVSA con el objetivo de explorar el norte de La Paz, el Chapare cochabambino y la zona tradicional de Tarija.

En esta misma perspectiva, la empresa boliviana GTL Internacional junto a Jindal tiene previsto hacer trabajos de exploración de petróleo en el norte del departamento de La Paz. El objetivo del consorcio es realizar trabajos en el bloque del río Beni, ubicado entre los departamentos de La Paz, Beni y Pando.

Y a pesar de que en la conformación de SAM entre YPFB y las empresas petroleras estatales o privadas se modificó la participación accionaria de Yacimientos de 51% a 50% más uno¹², la estatal petrolera boliviana debe asumir los riesgos y devolver a las petroleras los costos asumidos en exploración en función a la participación accionaria si el proyecto pasa a la etapa de producción.

Altas probabilidades
Las probabilidades de hallar hidrocarburos en un pozo exploratorio en Bolivia son comparativamente mayores

que en cualquier otro país; de cada 10 perforaciones, cuatro resultan exitosas.

Con la finalidad de concretar nuevas inversiones en el área, el ministro de Hidrocarburos, Carlos Villegas en una visita a Estados Unidos, dispuso encuentros con los representantes de la empresa Energy Action Group (EAG) que incluye a las compañías Chevron, Conoco Philips, TUC, Energy, Exxon Mobile, Occidental Internacional Exploration, Shell y ADM Bungue, además de la American Gas Association y la empresa Ashmore Energy Internacional.

Villegas visitó además Brasil con la finalidad de reanudar las actividades de exploración y producción que Petrobras¹³ suspendió debido a la "nacionalización" de los hidrocarburos y abrir la posibilidad de que esta empresa asuma el control del campo Itaú, actualmente bajo la responsabilidad de la compañía francesa Total. Y para diciembre de 2007 el presidente Lula Da Silva llegaba al país para suscribir algunos acuerdos, retomando así el liderazgo brasileño respecto a la producción hidrocarbúfera en la región.

Todo esto a costa del mercado interno, ya que a título de integración energética regional se busca abastecer

de hidrocarburos a Brasil, Argentina y Chile.

Actualmente Petrobras está a cargo del 45,6% de las reservas de gas natural y 39,5 % de petróleo del país.

Por otro lado, entre Petrobrás y Total, se tiene previsto conformar una sociedad anónima mixta con el objetivo de trabajar conjuntamente nuevas áreas de exploración y explotación.

Las primeras acciones se concentrarían en Carahuaycho, Astillero, Cedro y Huacareta, esta última aún por definirse¹⁴.

Desequilibrios entre oferta y demanda de energía
Si bien el Sistema Interconectado Nacional (SIN) tiene una potencia efectiva de 1,140 megavatios (MW), el 2007 la oferta de energía eléctrica en el país llegó apenas a 936 megavatios, en tanto que la demanda bordeó ya los 833 MW¹⁵.

Con estos datos, el Gobierno ha confirmado la persistencia de la escasez

Cuadro 3

2006: CONSUMO INTERNO DE GAS

	MMCD	Participación
Generación	2,30	44,13%
Doméstico	0,06	1,19%
Comercial	0,05	1,03%
GNV	0,52	9,94%
Industrial	1,34	25,69%
Refinerías	0,23	4,48%
Otros	0,71	13,53%
Total	5,22	100,00%

Fuente: Revista Petróleo y Gas N° 51/2007

La política de exploración del Gobierno está en la perspectiva de adjudicar 8.109.630,57 hectáreas, potencialmente productoras de gas y petróleo, en zonas libres bajo tuición de YPFB.

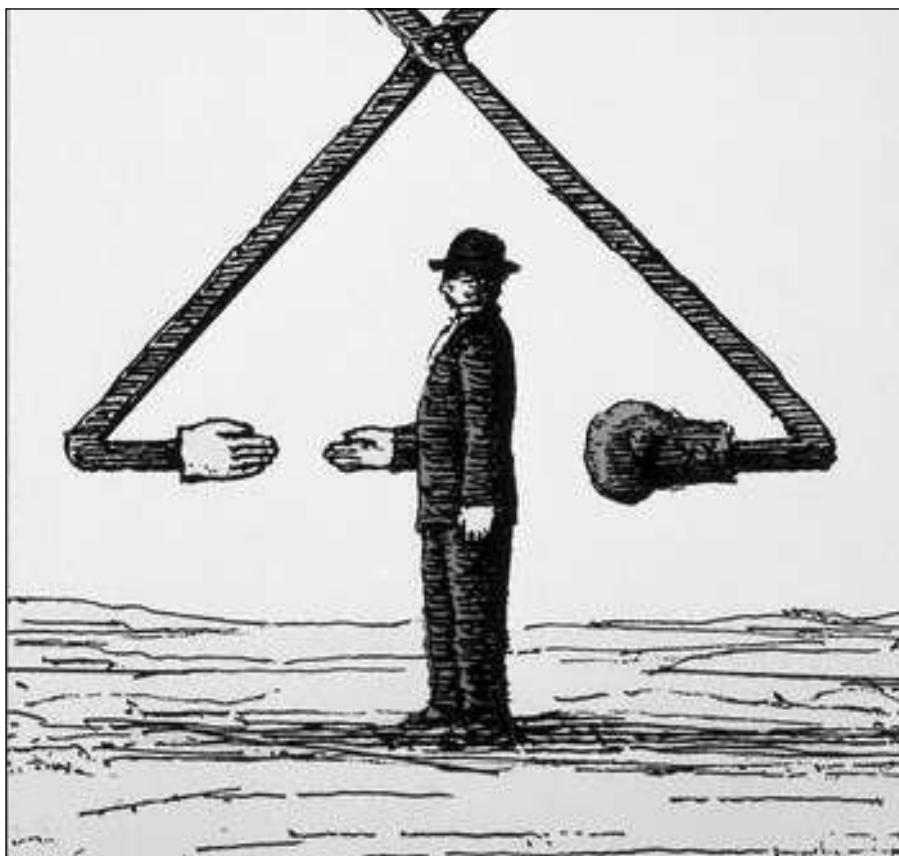
CUPOS DE EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL CON BRASIL Y ARGENTINA

- Con Brasil se ha suscrito el contrato denominado Gas Supply Agreement - Tratado de Suministro de Gas (GSA) que estipula la exportación de 30,8 MMCD durante 20 años, hasta el 2019. Debido al alza en los precios internacionales del petróleo y sus derivados se ha exportado gas natural a Brasil a 4,7 dólares el millón de la unidad térmica británica (BTU) durante el último semestre el 2007.
- Con la termoeléctrica de Cuiabá se acordó aumentar el envío de gas natural, de 1,2 a 2,2 MMCD, a un precio similar al que se provee en el contrato GSA¹.
- También a Brasil, desde el año 2001, la petrolera British Gas (BG) exporta gas natural a través del Contrato con Comgas. En mayo de YPFB firmó el contrato con Comgas.
- Con Argentina el Gobierno suscribió un convenio marco en el que se establece la venta de gas natural por 20 años. Los volúmenes comprometidos son progresivos, el primer año (2007) se debió enviar hasta 7,7 MMCD. Entre el segundo y tercer año se debe ampliar hasta 16 MMCD y a partir del 2010 hasta la finalización del contrato (2026) alcanzar un total de 27,7 MMCD. Sin

embargo, estos son los volúmenes de capacidad máxima del gasoducto, que de acuerdo al contrato, pueden ser ajustados al 60% en los dos primeros años y 80% desde el tercer año hasta la finalización del contrato². Cabe destacar que debido a la subida de los precios internacionales de los derivados del petróleo, el precio de exportación a Argentina en el último trimestre de 2007 llegó a 6.01 el millón de BTU.

Notas

1. El 22 de junio de 2007, el Gobierno suscribió un acuerdo temporal con Brasil para enviarle 1,1 MMCD a un precio de 4,2 dólares el millón de BTU hasta el 31 de julio de 2007. Luego se firmaría otro contrato para garantizar el suministro permanente de 2,2 MMCD hasta el 2019. La encargada de exportar gas a Cuiabá sería la petrolera Andina. Cabe hacer notar que la propietaria de la termoeléctrica Empresa Productora de Energía Limitada (EPE o Pantanal Energía) de 480 megavatios en Cuiabá, Mato Grosso de Brasil, es Ashmore, dueña del 50% de las acciones de Transredes.
2. Boletín El Observador (OBIE) No. 3, Diciembre de 2006, CEDLA.



energética en el país para el año 2008. Sectores como la *Construcción*, la *Minería* y la *Industria* entre otros están demandando una mayor cantidad de energía, en tanto que la oferta es cada vez más restringida. En el caso de la *Minería* se prevé que el 2008 proyectos como San Cristóbal demandará inicialmente 50 megavatios, en tanto que San Bartolomé y San Vicente 80.

La restricción de gas natural¹⁶ tanto para la generación de energía eléctrica como para el consumo automotor y domiciliario se debe a la falta de producción e insuficiencia en su capacidad de transporte. Debido a que el cumplimiento del contrato GSA es prioritario, el Gobierno adoptó una política de racionamiento de provisión de gas natural al mercado interno.

Según la Cámara Boliviana de Hidrocarburos (CBH) la *Industria* es la más afectada por la crisis energética, debido a las restricciones sobre todo en el occidente y sur del país. El año 2006 este sector consumió 1,34 MMCD, el 2007 llegó a 1,39 y se proyecta que para el 2012 llegue a 1,66. En términos generales, la *Industria*

representa el 47,4% del consumo de energía.

Por su parte el consumo de Gas Natural en el parque automotor se ha incrementado notablemente. El 2006 fue de 0,28 MMCD, para el 2007 de 0,39 MMCD y para el año 2012 se proyecta que alcance 1.54 MMCD, con un crecimiento de casi el 300%¹⁷.

En términos generales, el consumo en el mercado interno durante el 2006 fue de 5,22 MMCD. De este total, las plantas de generación termoeléctrica consumieron el 44,13%, el sector *Industrial* el 25,69%, el consumo vehicular de gas natural comprimido (GNV) representó el 9,94% y el doméstico solamente significó el 1,19% del consumo interno¹⁸.

Para honrar los volúmenes comprometidos tanto de exportación como del mercado interno la capacidad productiva debe incrementarse por encima de 80 MMCD para el año 2012. Para llevar a Brasil 30,08 MMCD¹⁹, por el contrato GSA, a Cuiabá 2,2 (este volumen puede subir a 4 MMCD) y Comgas 0,65 MMCD; a Argentina

27,7 MMCD; al Mutún de 8 a 10 MMCD y el mercado interno 8,51 MMCD²⁰.

Para cubrir los volúmenes comprometidos para la exportación y el mercado interno durante el 2007, la capacidad productiva debió haber estado por encima de los 47 MMCD de gas natural. Brasil, por el contrato GSA demandó 30,08, Cuiabá 2,2 y Comgas 0,65 MMCD, en tanto que Argentina 7,7 MMCD y el mercado interno 6,5 MMCD. Sin embargo, la capacidad productiva de las petroleras llegó el 2007 apenas a 41 MMCD, misma que se vio mermada debido a problemas de inundación de uno de los pozos del campo Margarita y el mantenimiento del campo San Antonio, con lo que este volumen ha disminuido a 38,5 MMCD en el mes de septiembre de 2007.

Se prevé que para el año 2008 el racionamiento de energía será progresivo y los sectores productivos se verán afectados, así como los de *Servicio y Transporte*.

Colapso en los gasoductos

La red de Transredes para transportar gas al mercado interno se extiende sobre un área equivalente a dos tercios del país y se divide en dos sistemas: Norte y Sur.

El primero conecta a las ciudades de La Paz, Oruro, Cochabamba y Santa Cruz con una capacidad de 6 MMCD.

En este sistema, el GAA es el más importante, pues abastece a La Paz, Oruro y Cochabamba. Luego de saturarse incrementó plantas de compresión y conexión de *boops* (codos accesorios al gasoducto construido por YPFB). El año 2005 se realizó la

Se prevé que para el año 2008 el racionamiento de energía será progresivo y los sectores productivos se verán afectados, así como los de Servicio y Transporte.

Fase 1 de dicha ampliación, incrementando así su capacidad de 1,26 a 1,34 MMCD. El 2006 esta capacidad fue incrementada a 2,12 MMCD entre Río Grande y Parotani.

En la Fase III, la capacidad es ampliada en el tramo Parotani – Senkata en 0,14 MMCD. Llegando de esta manera a 2,26 MMCD. La inversión en las tres fases fue de 70,6 millones de dólares.

Se estima que las empresas de La Paz, en especial la cementera Soboce consumen el 90% del gas natural que llega a la sede de Gobierno, en tanto que el 2% se destina a las redes domiciliarias y a los vehículos, mientras que el resto es entregado al rubro comercial²¹.

Transredes ha planteado la construcción del gasoducto Carrasco-Cochabamba (GCC) para contrarrestar el desabastecimiento energético interno en el mediano plazo.

Para su construcción se prevé invertir entre 70 y 100 millones de dólares. La obra, que debería estar concluida hasta fines del presente año, tendría una extensión de 250 kilómetros de longitud y 16 pulgadas de diámetro, con una capacidad de transporte de 3,67 MMCD (sin compresión) y 5,08MMCD (con compresión).

El Sur también con deficiencias A pesar de contar con las mayores reservas de gas natural en el país, Tarija sufre también el desabastecimiento del energético, debido a la incapacidad de transporte del Gasoducto Villamontes - Tarija (GVT). Éste es parte fundamental del Gasoducto Sur y fue construido por YPFB en 1988.

El GVT fue diseñado para satisfacer la demanda de la ciudad de Tarija, industrias cercanas y, sobre todo, de las centrales termoeléctricas del Servicio Eléctrico Tarija (Setar), por encontrarse éstas aisladas del Sistema Interconectado Nacional. Sin embargo, con 0,21 MMCD, el GVT se encuentra al límite de su capacidad.

Con la finalidad de paliar las deficiencias del GVT se está diseñando un plan de ampliación.

La primera fase abarca el tramo lateral Margarita - Palos Blancos. Comprende

Con la realización de dichas ampliaciones no se logrará el objetivo de cambiar de matriz energética del país.

la construcción de un ducto lateral de 10 pulgadas de diámetro y 22 kilómetros de extensión, un compresor en el área de Entre Ríos, un sistema de medición y un lazo de 12 kilómetros de cañería con 10 pulgadas de diámetro en la región de Palos Blancos.

La construcción del ducto en su primera fase permitirá incrementar los volúmenes de transporte de gas hacia Tarija a 0,25 MMCD. Para tal efecto se calcula una inversión de 9,3 millones de dólares.

En la segunda fase se proyecta la construcción de dos lazos de 31 y 35 kilómetros respectivamente en una cañería de 10 pulgadas y una estación de compresión en Calama. La obra que debe ser concluida a mediados del 2008, transportará 0,39 MMCD y requiere una inversión de 20,9 millones de dólares.



Cuadro 4
PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL

	2005 MMCD	2006 MMCD	Variación En porcentaje
Andina	7,20	6,32	-12,2%
Chaco	5,76	5,59	-3,0%
Vintage	0,53	0,73	37,7%
Repsol YPF	3,61	3,09	-14,4%
Petrobras Energía	1,07	1,11	3,7%
Petrobras Bolivia	19,53	20,66	5,8%
Pluspetrol	0,72	1,11	54,2%
BG Bolivia	1,73	1,53	-11,6%
Matpetrol	0,02	0,01	-50,0%
Total	40,17	40,15	0,0%

Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

La capacidad de los gasoductos que sirven para abastecer al mercado interno se pone en evidencia al ser comparada con la de los destinados a la exportación.

En su tercera fase se ampliaría la capacidad del ducto a 1,47 MMCD. Aunque no se conoce la fecha de inicio de la obra ni el monto de inversión, se sabe que su construcción permitirá la generación de energía termoelectrica en Tarija, abastecer el mercado interno boliviano e incluso los requerimientos del proyecto minero San Cristóbal: 0,45 MMCD²².

En términos generales, el Sistema Sur atiende a las ciudades de Sucre, Potosí y Tarija con una longitud aproximada de 1.700 kilómetros. Su tramo más importante se origina en Yacuiba, con un ducto de 36 pulgadas de diámetro y 440 kilómetros que llegan hasta la localidad de Río Grande de Santa Cruz. La importancia del mismo radica en su proximidad a las nuevas reservas gasíferas descubiertas en los campos: Margarita, Itaú, San Alberto y San Antonio, en la región del Gran Chaco²³.

Con la finalidad de cubrir los volúmenes de exportación comprometidos con Brasil, GSA y adicionales, se proyecta expandir el Gasoducto Sur hasta alcanzar los 40 MMCD en los próximos años.

Sin embargo, con la realización de dichas ampliaciones no se logrará el objetivo de cambiar de matriz energética, generar la energía eléctrica necesaria para el país, un beneficio para la *Industria* y la masificación del uso ciudadano de gas (conexiones de gas domiciliario, gas vehicular u otros programas de prioridad nacional). En otras palabras, el problema de la escasez de gas no será solucionado.

Los gasoductos de exportación La capacidad de los gasoductos que sirven para abastecer al mercado interno se pone en evidencia al ser comparada con la de los destinados a la exportación. El gasoducto Bolivia - Brasil, operado por GTB - Transredes (Gastransbol) es, hasta el momento, el mayor proyecto de transporte de gas natural construido en América Latina, con una extensión de 3.150 kilómetros, un diámetro de 32 pulgadas y una capacidad plena de transporte de 30 MMCD.

El gasoducto Yacuiba - Río Grande (Gasyrg) tiene una capacidad para transportar 34 MMCD, sin *loop*. Con una dimensión de 32 pulgadas de diámetro y 432 kilómetros de longitud,

parte de Yacuiba y concluye en la Planta de Compresión de Río Grande²⁴ (enlace del gasoducto Bolivia - Brasil). Esta infraestructura perteneciente a Transierra, fue construida el año 2002 y tiene una capacidad instalada de 17,6 MMCD, misma que le permite abastecer al 70% de las exportaciones de gas natural a Brasil.

El gasoducto a Cuiabá tiene una longitud de 633 kilómetros y un diámetro de 18 pulgadas, con una capacidad para transportar 2,5 MMCD. El gasoducto que une Río Grande (Bolivia) y Sao Paulo (Brasil)²⁵, fue construido con una inversión de 2.015 millones de dólares.

Como si esto fuera poco, se tiene previsto concluir el GNEA en tres años. Con una inversión de 1.520 millones de dólares, el ramal principal tendrá una longitud de 1.500 kilómetros, un diámetro de 30 pulgadas y una capacidad de 20 MMCD, misma que se sumará a la actual (7,7 MMCD). Existirán 11 estaciones compresoras. Las ramas provinciales tendrán una longitud de mil kilómetros en diversos diámetros (4 a 12 pulgadas), mismas que conectarán a todas las capitales provinciales y principales ciudades del Noreste Argentino y zonas no provistas del servicio de Salta y Santa Fe. Se invertirán, además, 420 millones para la construcción de una planta de separación de líquidos en territorio boliviano.

Cuadro 5

PROYECCIÓN DE CONSUMO DE GAS NATURAL (MMCD)

Ciudad	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
GSA	24,06	27,07	30,08	30,08	30,08	30,08	30,08	30,08	30,08	30,08	30,38	30,08	30,38
Cuiaba	0,94	1,10	1,10	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20
Comgas	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68
Argentina	4,62	4,62	6,16	22,16	27,70	27,70	27,70	27,70	27,70	27,70	27,70	27,70	27,70
Total Export.	30,30	33,47	38,02	55,12	60,66	60,66	60,66	60,66	60,66	60,66	60,66	60,66	60,70
Mercado int.	5,84	6,54	6,80	7,52	8,23	8,51	8,77	9,03	9,30	9,58	9,87	10,16	10,47
Mutún	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
Total	36,14	40,01	44,82	62,64	68,89	77,17	77,43	77,69	77,96	78,24	78,53	78,82	79,10

Nota: Total en TCF 19,67 hasta el 2027

Fuente: Elaboración propia con base a datos de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos y Semanario Energy Press.

Algunas conclusiones

Las medidas asumidas por el Gobierno no modificaron sustancialmente la política hidrocarburífera adoptada por las anteriores gestiones. El control de la producción continúa en manos de las petroleras, debido a que la solución a la crisis energética tendrá que esperar hasta el 2009, año en el que éstas estarían en condiciones de mejorar su producción y cumplir con los compromisos de exportación, cubriendo, de alguna manera, la demanda del mercado interno.

Con la suscripción de los nuevos contratos, el negocio de los hidrocarburos sigue supeditado a las inversiones que realicen las petroleras en el sector; además que a través de ellos, se deslindó a éstas de la obligatoriedad de invertir en exploración y explotación. Por esta razón, se calcula que en aproximadamente 20 años se agoten las reservas probadas de 19,3 TCF.

Las petroleras, por su parte, arguyen falta de seguridad jurídica. Sin embargo, pese a un escenario que las empresas consideran desfavorable y la proliferación de conflictos sociales, su producción continúa rumbo a mercados seguros del exterior.

Notas

1. Semanario Energy Press. N° 358, Agosto de 2007.
2. Página electrónica Bolpress
3. Los Tiempos, 2 de octubre de 2007, Cochabamba.
4. El Deber, 11 de septiembre de 2007. Santa Cruz.
5. El Diario, 17 de septiembre de 2007, La Paz.
6. Los Tiempos, 3 de enero de 2008. Cochabamba.
7. Separata del Ministerio de Hidrocarburos. La Razón 6 de enero de 2008.

El control sobre la producción continúa en manos de las petroleras debido a que la solución a la crisis energética tendrá que esperar hasta el 2009.

8. Revista Hidrocarburos & Energía. Año 1, N° 4. Diciembre de 2007.
9. Decreto Supremo 29130 del 13 de mayo de 2007 (Reglamento de áreas reservadas a favor de YPFB).
10. Decreto Supremo 29226 del 9 de agosto de 2007 (Incorpora nuevas áreas reservadas de interés hidrocarburífero).
11. D.S. 29130 del 13 de mayo de 2007 (Reglamento de áreas reservadas a favor de YPFB).
12. Decreto Supremo 29371 del 12 de diciembre de 2007 (Modifica parcialmente el DS. 29130).
13. La petrolera que más produce gas natural en el país es Petrobras con más de 21 MMCD, luego le siguen Repsol (Andina subsidiaria de Repsol) con más de 9 MMCD y Chaco con más de 5 MMCD.
14. El Deber, 7 de noviembre de 2007. Santa Cruz.
15. La Prensa, 7 de junio de 2007. La Paz.
16. Según el ex ministro de Hidrocarburos Mauricio Medinacelli, la tasa de crecimiento promedio anual de la demanda de gas natural vehicular (GNV) es del 35,5%, de gas doméstico 33,4%, de industrial 2,2% y de comercial 18,2%, lo que hace que el panorama para este año no sea nada alentador. (La Razón, 1 de octubre de 2007. La Paz).
17. La Razón, 3 de octubre de 2007, La Paz.
18. Del total de energía generada el 2006, el 52,7% provino de la generación termoeléctrica en base a gas natural, el 47,3% de las hidroeléctricas y un 0,1% de generación termoeléctrica en base a diesel oil (Revista Petróleo & Energía. N° 51/2007).
19. Aunque el contrato sólo establece un máximo de 30,08 MMCD, Petrobras solicitó y recibió 31,5 MMCD en el mes de septiembre de 2008, argumentando que el excedente sirve para que funcione las compresoras del sistema de gasoductos del Brasil.
20. Según la Cámara Boliviana de Hidrocarburos, la demanda de gas natural en el país crecerá en 38,54% hasta 2012, es decir, que el mercado interno consumirá 8,51 MMCD, tomando como punto de partida 2006 con un promedio diario de 5,23 MMCD. De acuerdo con las proyecciones de la CBH, el 2007 el país consumió un promedio diario de 5,84 MMCD, el 2008 subirá a 6,54 el 2009 a 6,80 millones, el 2010 a 7,52 millones, el 2011 a 8,23 millones y el 2012 a 8,51 millones MMCD (Los Tiempos, 3 de octubre de 2007, Cochabamba).
21. La Prensa, 2 de noviembre de 2007. La Paz.
22. Revista Nueva Economía, del 14 al 20 de octubre de 2007. N° 696.

23. Pérez Llanes, Roberto. Caso: Transredes S.A.: Implicados y Gestión Social Responsable.
24. Semanario Energy Press, N° 348, junio de 2007.
25. Villegas, Carlos. Privatización de la Industria Petrolera en Bolivia. Segunda edición 2004.



• EL GOBIERNO CON LAS MANOS ATADAS DESABASTECIMIENTO DE GLP SIN RESOLVERSE

La ausencia de inversiones destinadas a la exploración y desarrollo de nuevos campos y pozos petroleros reduce cada vez más la capacidad productiva de los recursos hidrocarburíferos del país. Una muestra clara de ello es la declinación en la producción de Gas Licuado de Petróleo (GLP)² de los campos de Santa Cruz y Tarija, como Río Grande, Colpa, Caranda y Escondida.

Las plantas separadoras o criogénicas que producen GLP representan el 73% de la producción boliviana (el 27% restante lo producen las refinerías de Cochabamba y Santa Cruz). El 78% de esta producción la consumen los departamentos del eje troncal.

Mientras la producción nacional de GLP se ha mantenido constante y ha alcanzado las 990 toneladas diarias, la demanda crece a un ritmo anual de 4,6% llegando a las 1.036 toneladas diarias, vale decir 4.600 garrafas, dejando un déficit de 46 toneladas a junio de 2007.

Debido a que en el mercado interno rigen precios internacionales y ambos hidrocarburos están subvencionados por el Estado, el Gobierno se vió obligado a importar GLP y diesel.

Si bien para el año 2007 se ha programado un subsidio al GLP de 27 millones de dólares y al diesel de 160, totalizando 187 millones de dólares, el 2008 éste puede sobrepasar los 230 millones de dólares.

El incremento se debe al constante ascenso del precio internacional de petróleo que en enero de 2008 sobrepasó los 100 dólares el barril, lo

La ausencia de inversiones en exploración y desarrollo de nuevos campos petroleros reduce cada vez más la capacidad productiva de los recursos hidrocarburíferos del país.

El problema del desabastecimiento de gas licuado de petróleo (GLP) en el país no se debe a la falta de capacidad de envasado ni de distribución, es un problema de producción¹.



Cuadro 1

PROMEDIO ANUAL DE PRODUCCIÓN DE GLP 2006 (966 tn/d)

Planta de proceso	Empresa operadora	Producción GLP en TND
Planta Río Grande	Andina	250
Planta Sekata	Chaco	93
Planta Carrasco	Chaco	110
Planta Vuelta Grande	Chaco	148
Planta Paloma	Repsol YPF	97
Planta Colpa	Pesa	31
Total GLP plantas		729
Refinerías		
Refinería G. Villarroel	YPFB*	157
Refinería G. Elder Bell	YPFB*	74
Refinería Oro Negro	Petrobras	5
Total GLP refinerías		236
Producción total		965

Nota: * Con el DS 29528 el Gobierno recompra ambas refinerías de Petrobras.
Fuente: Dirección de Refinerías y Unidades de Proceso

Cuadro 2
PRODUCCIÓN DE GLP (kilogramos diarios)

	2005	2006	Variación %
Andina	265.704,4	261.837,6	-1,5%
Chaco	325.363,6	368.450,8	13,2%
RepsolYPF	101.641,6	101.641,6	0,0%
Petrobras Energía	33.144,0	33.144,0	0,0%
Sub Total	725.853,6	765.074,0	5,4%
Refinería Cochabamba	158.538,8	156.881,6	-1,0%
Refinería Santa Cruz	49.163,6	49.163,6	0,0
Sub total refinería	207.702,4	206.045,2	-0,8%
Total GLP	933.556,0	971.119,2	4,0%

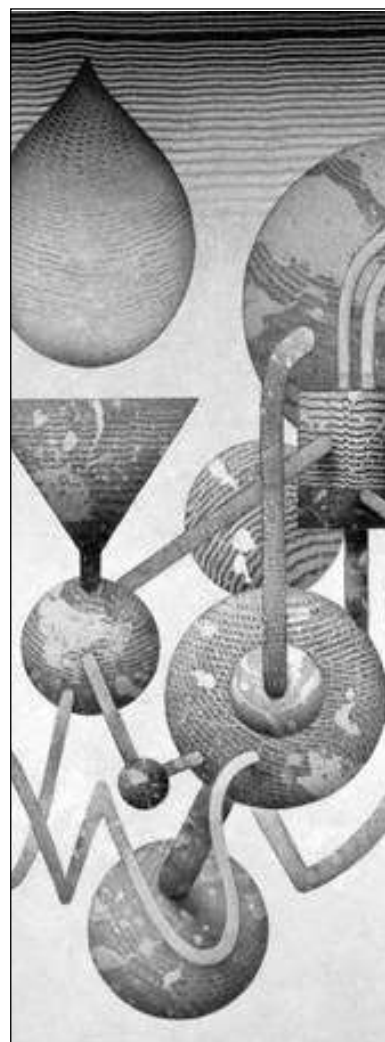
Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

cual encarece tanto la importación como el subsidio³.

El 2007 el Gobierno anunció la importación de 45 toneladas diarias de GLP desde Venezuela, incluso a un precio mayor que el internacional⁴ (920 dólares la tonelada). Es decir que por las 45 toneladas el Estado boliviano pagaría 41.400 dólares, a lo que se debe descontar la subvención para el mercado interno (12.600 dólares). De esta manera la subvención diaria llegaría a costarle al Estado 28.800 dólares y durante un mes 892.800 dólares.

La región más beneficiada con el subsidio al diesel es Santa Cruz. El 2006 se destinó el 40% de la producción disponible a este departamento y el 2007 el 50%, debido al crecimiento de la frontera agrícola.

La Paz con 21% y Cochabamba con 16% son los departamentos que, luego de Santa Cruz, consumen un mayor porcentaje de energéticos. El ministro interino de Hidrocarburos, William Donaire, precisó que en la actualidad el país produce entre 13 y 14 mil barriles por día y necesita importar al



Cuadro 3
VENTA DE GAS LICUADO EN EL MERCADO INTERNO 1999 - 2007 (Tn. diarias)

Gestión	Enero	Feb.	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Total TN (Anual)
1999	687	732	771	807	721	805	798	756	748	705	720	774	274.463
2000	669	764	740	669	737	777	741	769	716	726	696	769	267.568
2001	732	719	773	756	744	753	768	754	705	778	713	743	272.034
2002	733	778	718	800	792	792	869	801	800	820	768	816	288.545
2003	790	826	779	835	850	829	888	850	858	857	753	893	304.434
2004	874	798	890	889	894	916	941	925	899	874	884	928	326.875
2005	868	912	921	944	931	952	941	981	953	917	936	942	340.622
2006	898	896	998	953	989	998	986	1.010	999	984	980	979	355.174
2007	1.004	953	1.007	1.008	1.009	1.036	1.067	1.050					

Fuente: Elaboración propia en base a datos del Semanario Energy Press y la Superintendencia de Hidrocarburos.

Cuadro 4

VENTAS Y SUBSIDIOS DE GAS LICUADO DE PETROLEO (GLP) Y DIESEL

Departamentos	Venta por departamento 2006				Gasto en subsidios (En millones de Bs.)			
	GLP		DIESEL		GLP		DIESEL	
	Kg./día	% Dpto.	Litros/día	% Dpto.	2005	2006	2005	2006
Santa Cruz	260.454,56	26.8	1.220,85	39,7	31,40	66,20	306,30	292,40
La Paz	332.022,48	34.1	639,92	20,8	37,40	84,30	128,90	153,30
Cochabamba	162.867,08	16.7	491,36	16,0	18,60	41,30	113,90	117,70
Tarija	53.542,76	5.5	197,93	6,4	6,20	13,60	46,60	47,40
Oruro	52.493,07	5.4	169,10	5,5	6,10	13,30	32,80	40,50
Potosí	46.782,53	4.8	147,53	4,8	5,30	11,80	29,30	35,30
Chuquisaca	46.317,61	4.8	104,28	3,4	5,10	11,70	23,90	24,90
Beni	16.248,28	1.7	76,78	2,5	1,80	4,10	16,10	18,30
Pando	2.354,66	0.2	27,54	0,9	273,00	598,00	5,20	6,50
Total	973.083,04	100.0	3.075,29	100,0	384,90	844,30	703,00	736,30

Fuente: Ministerio de Hacienda y Semanario Energy Press.

Como el Gobierno no ha logrado resolver el problema de fondo, intenta paliar la escasez de GLP atacando al contrabando.

menos 8 mil barriles para atender la demanda⁵.

Como el Gobierno no ha logrado resolver el problema de fondo, intenta paliar la escasez de GLP atacando al contrabando por carretera a través de fuertes sanciones a los infractores. Sin embargo, los datos señalan que la escasez de GLP se incrementará con el paso de los años debido a otros

motivos ligados a la actividad de las petroleras.

Notas

1. Semanario Energy Press, N° 346, 2007.
2. El Diario, 23 de junio de 2007. La Paz.
3. Según el FMI el precio del petróleo llegará a 100 dólares.
4. Viceministro de Comercialización e Industrialización, William Donaire. La Razón, 21 de junio de 2007.
5. La Prensa, 24 de octubre de 2007. La Paz.

Cuadro 5

COMERCIALIZACIÓN DE DIESEL OIL (En miles de barriles/día)

Gestión	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007*
Refinerías	8,13	8,98	9,76	12,28	11,91	13,72	12,78
Importación	5,10	4,78	5,51	4,70	5,70	6,23	6,08
Total	13,23	13,76	15,27	16,68	17,61	19,95	18,86

Nota: * A marzo de 2007.

Fuente: Cámara Boliviana de Hidrocarburos.

