

**ESTRUCTURA DEL SECTOR HIDROCARBUROS:
1990–2002**

**Luis Dupleich
Mauricio Garrón
Pablo Selaya**

LA PAZ, ABRIL DE 2003

ÍNDICE DE CONTENIDO

CAPÍTULO I

1	Introducción	1
2	Descripción del sector	2
2.1	Estructura del Sector	2
2.2	Determinación de precios de Hidrocarburos	16
3	Reformas Institucionales	20
3.1	Estructura Institucional	20
3.2	Reformas Legales	21
4	Participación del Sector Privado	23

CAPÍTULO II

5	Desarrollo del Sector	23
5.1	Participación del sector en el PIB	23
5.2	Inversiones en Hidrocarburos	24
5.3	Producción de hidrocarburos	26
6	Ventas en el Mercado Interno	28
6.1	Derivados de petróleo	28
6.2	Consumo de Gas Natural y Petróleo	29
7	Ventas en el Mercado Externo	30
7.1	Exportación de Gas Natural y Petróleo	30
8	Evolución de Precios de Hidrocarburos	32
8.1	Precios de derivados de petróleo en el mercado interno	32
8.2	Precio de gas natural en el mercado interno y externo	34
8.3	Precio internacional del petróleo	36
9	Encadenamiento Intra-sectorial	37

CAPÍTULO III

10	Balance y Perspectivas	39
11	Bibliografía	41
	ANEXOS	42

ÍNDICE DE CUADROS

1	Empresas que Participan en la Exploración y Explotación	4
2	Poliductos	6
3	Oleoductos [bpd]	7
4	Capacidad de Transporte de los Gasoductos Troncales [MMpcd]	8
5	Nuevos Proyectos y Ampliaciones de Gasoductos	8
6	Plantas Engarrafadoras Propiedad de YPFB	10
7	Plantas Engarrafadoras Privadas	11
8	Distribuidores Mayoristas	12
9	Inversión en la Construcción del Gasoducto Brasil-Bolivia [MM USD]	15
10	Volúmenes Contractuales de Exportación de Gas Natural a Brasil	15
11	Empresas y Volúmenes de Agregación para Exportación de Gas Natural al Brasil	16
12	Regímenes Impositivos	22
13	Evolución de las Regalías y Participación sobre Hidrocarburos [MM USD]	23
14	Participación del Sector en el PIB	24
15	Inversión Extranjera Directa [MM USD]	24
16	Inversión Estatal y Privada, Nacional y Extranjera, en Exploración y Explotación [MM USD]	25
17	Inversión Privada, Nacional y Extranjera [MM USD]	26
18	Producción de Hidrocarburos	27
19	Venta de Derivados de Petróleo en el Mercado Interno [miles de barriles por año]	29
20	Exportación de Gas Natural a la Argentina	30
21	Exportaciones de Gas Natural al Brasil	31
22	Exportación de Hidrocarburos [MM USD]	32
23	Tarifas de Transportes de Hidrocarburos por Ductos	34
24	Precios de Exportación de Gas Natural al Brasil [USD por Mpc]	36
25	Demanda de Gasolinas por Sector	38
26	Demanda de Diesel Oil por Sector [m3]	38
27	Demanda de GLP por Sector [m3]	39

ÍNDICE DE GRÁFICOS

1	Estructura del Sector Hidrocarburos	2
2	Evolución de Precios de Refinados [Bs por Litro]	34
3	Precios de Venta del Gas Natural [USD por Mpc]	35
4	Precios Internacionales del Petróleo	37

ESTRUCTURA DEL SECTOR HIDROCARBUROS: 1990–2002

CAPÍTULO I

1 Introducción

El sector de Hidrocarburos en Bolivia se ha caracterizado por ser uno de los sectores más dinámicos en la economía en los últimos años, en términos de inversiones, crecimiento e importancia dentro del Producto Interno Bruto.

En los últimos 12 años las inversiones realizadas en exploración y explotación de campos pasaron de USD 43 millones al año en 1990, a más de USD 580 millones en 2002; las inversiones en construcción de ductos de transporte de hidrocarburos subieron de USD 183 millones en 1997 a USD 347 millones en el año pasado; el índice de cantidad de extracción de hidrocarburos creció 115% desde 1990; y la contribución del al PIB pasó de 4.69% en 1990 a 6.5% en 2002.

Cabe señalar también que este sector fue uno de los que enfrentó mayores reformas, tanto en la parte institucional como regulatoria, al ser primero un sector administrado por agentes públicos y luego por privados, y al pasar de ser un monopolio estatal a un sector desintegrado regido por los principios de la competencia de mercado.

Sumado a este importante cambio está el reciente descubrimiento de grandes reservas de gas natural que colocan a Bolivia en el lugar entre los países con mayores reservas de gas en el continente americano (luego de Venezuela), abriendo grandes perspectivas para que este sector continúe desarrollándose y se constituya en uno de los pilares del crecimiento económico en los próximos años.

El desafío más importante que Bolivia enfrenta para los siguientes años es precisamente lograr que el uso de sus reservas de gas le permita obtener beneficios altos y sostenibles en el tiempo, tanto por la expansión del consumo interno y la exportación del gas como carburante, así como por la extensión de su uso como insumo en la producción de energía eléctrica y nuevos productos petroquímicos.

El objetivo del presente documento es exponer las principales características del Sector Hidrocarburos en Bolivia, para así poder realizar un mejor análisis sobre las recomendaciones de política que puedan surgir en torno al mismo.

El documento cuenta con 3 capítulos. En el Capítulo I se realiza una descripción completa de la estructura del sector desde 1990 hasta la fecha, señalando las principales reformas que se dieron el sector en el ámbito institucional y regulatorio. En el Capítulo II se expone la evolución del sector en términos de inversiones, contribución al PIB, producción, ventas de derivados y precios de los productos. El Capítulo III presenta el balance, las perspectivas y algunas recomendaciones importantes.

2 Descripción del Sector

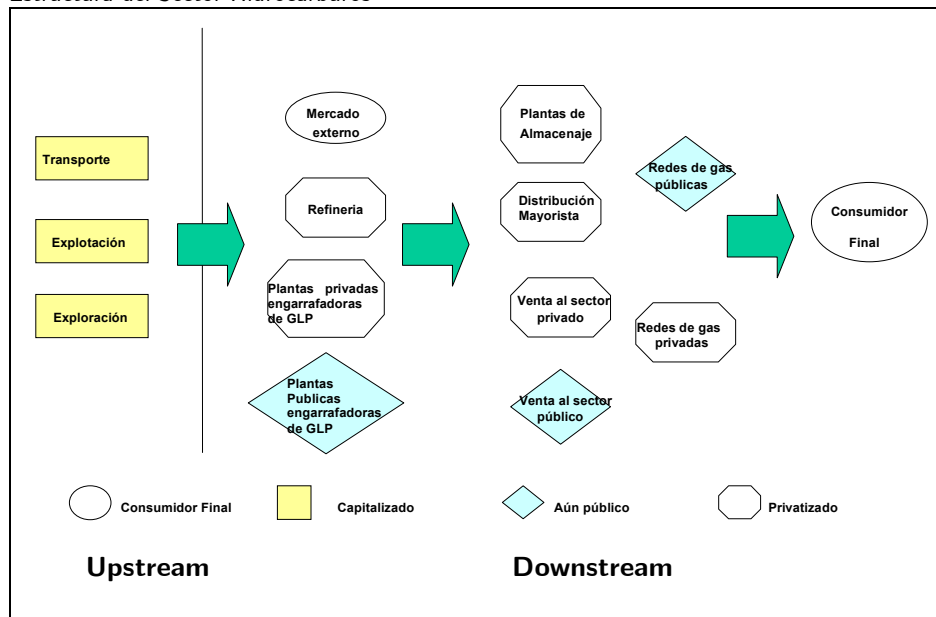
2.1 Estructura del Sector

Las actividades en el sector de hidrocarburos se dividen en dos tipos: 'upstream' y 'downstream'. Las actividades del upstream comprenden la exploración y explotación de yacimientos hidrocarburíferos, mientras que las actividades del downstream se refieren a la refinación y comercialización de petróleo y productos derivados. (Ver gráfico 1.)

Antes de la promulgación de la Ley de Hidrocarburos, Ley 1689 de 30 de abril de 1996, YPFB tenía todos los derechos para explorar y explotar los yacimientos de hidrocarburos en Bolivia, así como el monopolio de la refinación y comercialización de los mismos el mercado interno y externo. Con el proceso de capitalización (iniciado en 1996), y luego de privatización, estas actividades pasaron al sector privado.

Para hacer viable la desintegración de YPFB, no sólo fue necesario diferenciar las unidades de negocio, sino también establecer una metodología de cálculo de precios que refleje el nuevo costo de oportunidad tanto para el sector público como privado.

Gráfico 1
Estructura del Sector Hidrocarburos



Elaboración: UDAPE

2.1.1 El Upstream

La normativa general para el sector, establecida en la ley 1689, señala que los yacimientos de hidrocarburos, cualquiera que sea el estado en que se presenten, son de dominio directo del Estado boliviano. Ninguna concesión o contrato puede conferir propiedad de los mismos.

2.1.1.1 Exploración y Explotación

Se entiende por *exploración* el reconocimiento geológico de superficie, levantamientos aerofotogramétricos, topográficos, gravimétricos, magnetométricos, sismológicos, geoquímicos, perforación de pozos, y cualquier otro trabajo tendiente a determinar la existencia de hidrocarburos en un área geográfica.

Se entiende por *explotación* la perforación de pozos de desarrollo, tendido de líneas de recolección, construcción de plantas de almacenaje, plantas de procesamiento e instalaciones de separación de fluidos, y toda otra actividad en el suelo o en el subsuelo dedicada a la producción, recuperación mejorada, recolección, separación, procesamiento, compresión y almacenaje de hidrocarburos.

Para la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos, YPFB debe celebrar contratos de riesgo compartido por tiempo limitado con personas naturales o colectivas, nacionales o extranjeras. Para este efecto, el territorio nacional es dividido en zonas declaradas tradicionales y no tradicionales¹ y a su vez en parcelas que conformarán las áreas del contrato².

Los contratos de riesgo compartido que suscriben los agentes privados con YPFB para exploración y explotación tienen una vigencia de 40 años, excepto cuando por motivos de difícil acceso a los campos de exploración y explotación la empresa responsable pide un plazo de retención adicional no mayor a diez años, que se añaden al plazo original del contrato. Por otra parte, si en el plazo de 5 años luego de la notificación de un descubrimiento comercial al Viceministerio de Hidrocarburos la empresa no realizó la perforación de al menos un pozo en cada una de las parcelas seleccionadas, estas deben ser devueltas.

Una vez cumplido el plazo de los contratos de riesgo compartido, YPFB debe efectuar una nueva licitación pública internacional para celebrar nuevos contratos y compensa a quienes ya cumplieron por las inversiones productivas realizadas en inmuebles, al valor en libros no depreciado o al valor pagado por el sucesor del contrato en caso que éste haya sido transferido.

El plazo inicial para exploración no puede ser mayor a 7 años divididos en las siguientes fases:

Fase 1 (años 1 al 3): Terminada esta fase la empresa debe devolver como mínimo el 20% del área original de exploración.

Fase 2 (años 4 y 5): Terminada esta fase la empresa debe devolver como mínimo el 30% del área original de exploración.

Fase 3 (años 6 y 7): Terminada esta fase la empresa debe devolver el resto del área de exploración.

Si la empresa interesada realiza un descubrimiento comercial durante la exploración, puede retener hasta el 30% del área original de exploración (denominada área de remate) por un

¹ Las áreas tradicionales son aquellas para las cuales existe información geológica (o zonas de explotación) y las no tradicionales son las zonas que no han sido exploradas aún.

² Las áreas licitadas y sujetas a contratos de riesgo compartido se dividen en parcelas con una extensión de 2,500 hectáreas cada una. Ninguna empresa puede celebrar un contrato por más de 40 parcelas en zonas tradicionales o más de 400 hectáreas en zonas no tradicionales. El área de exploración seleccionada dentro del área de contrato por cada descubrimiento comercial tiene una superficie máxima de 10 parcelas, que pueden ser ampliadas si esta extensión no fuera suficiente para cubrir la totalidad del campo descubierto.

plazo de hasta 7 años adicionales desde la finalización de la tercera fase, para continuar dichas tareas.

En este caso, el periodo adicional de exploración comprenderá las siguientes fases: Fase 4 (años 8 al 10); Fase 5 (años 11 y 12) y Fase 6 (años 13 y 14). El programa de devolución de áreas es similar al de anteriores fases. Una vez concluidas estas tareas se iniciará el periodo de explotación.

Hasta antes del proceso de reformas introducido en 1996, se habían perforado en 72 años 1.600 pozos hidrocarburíferos. Al 30 de noviembre de 2002 existen 79 contratos de riesgo compartido para la exploración y explotación de hidrocarburos, suscritos con 24 empresas nacionales y extranjeras. Las más importantes en gas natural y petróleo son:

Cuadro 1

Empresas que participan en exploración y explotación
[con datos a 2001]

Empresa	Parcelas en Exploración	Parcelas en Explotación	Reservas Certificadas de gas natural (TCF)	Reservas Certificadas de Petróleo (MMBbl)
Andina S.A.	412.9	32.9	2.8	66.3
Chaco S.A.	149.7	28.8	2.1	43.3
Maxus	286.1	8.0	13.6	359.0
Perez Companc	0.0	9.1	0.8	11.4
Petrobras	162.3	0.0	16.3	239.8
Pluspetrol	813.8	0.0	0.1	1.8
Tesoro	62.5	17.0	0.7	9.3
Total	103.0	0.0	9.3	140.1
Vintage	78.6	3.0	1.1	19.0
Otros	808.9	16.9	0.1	2.0
TOTAL	2,878.7	115.6	46.8	892.0

Fuente: YPFB

La explotación de hidrocarburos debe iniciarse una vez concluida la fase de exploración y dentro de los seis meses desde la fecha de notificación de un descubrimiento comercial, al mismo tiempo la empresa debe presentar el programa de trabajo que se propone realizar. La producción en forma regular y sostenida debe iniciarse dentro de los siguientes 3 años en zonas tradicionales y 5 años en zonas no tradicionales.

En los compromisos de inversión, acordados en los contratos de riesgo compartido suscritos con YPFB, se pueden distinguir dos tipos:

a) *Compromisos de inversión acordados por la capitalización de las empresas públicas*

Según la legislación boliviana los compromisos de inversión (acordados en el proceso de capitalización), están determinados por el número de unidades de trabajo (UTE) que el titular del contrato de riesgo compartido debe cumplir en cada una de las fases del proceso de exploración dentro de un área determinada.

En efecto, cuando se hace referencia de la ejecución de los compromisos de inversión se habla de la cantidad de UTE que se ha ejecutado. Las actividades que califican como UTE son las siguientes:

- Sísmica 2D, 3D
- Reinterpretación de las líneas sísmicas
- Magnetometría
- Perforación de pozos exploratorios
- Perforación de pozos estatigráficos
- Gravimetría

En esta categoría se encuentran las empresas petroleras CHACO SA y ANDINA SA. De manera general, los porcentajes de los montos comprometidos son utilizados de la siguiente manera:

- 90% del monto de suscripción de acciones en Gastos de Capital, entendiéndose por estos los siguiente conceptos:
 - Inversión en actividades de exploración hidrocarburífera
 - Pagos de la deuda externa subrogada por YPFB
 - Pagos por remediaciones del medio ambiente
- 10% en capital de operación

b) *Compromisos de inversión resultantes de la licitación ordinaria de áreas de exploración y los emergentes en la conversión de antiguos contratos de Operación en contratos de riesgo compartido*

En esta categoría se encuentran las empresas PETROBRAS, BRIDAS SAPIC, TESORO, VINTAGE PETROLEUM, MAXUS, DON WONG, PEREZ COMPANC, PLUSPETROL, TOTAL, etc.

2.1.2 El Downstream

2.1.2.1 Transporte de hidrocarburos por ductos

El transporte de hidrocarburos y derivados se rige bajo el principio de libre acceso, es decir que toda persona tiene el derecho de acceder a un ducto en la medida en que exista capacidad disponible en el mismo. El plazo de concesiones para el transporte de hidrocarburos por ductos no deberá exceder de 40 años.

Para iniciar el trámite de una concesión, la empresa deberá presentar, en la primera fase, un certificado de depósito no reembolsable por el valor de USD 10 mil por concepto de tasa a favor de la Superintendencia de Hidrocarburos. Asimismo, deberá presentar documentación con relación a la capacidad técnica, administrativa y financiera, la disponibilidad de fuentes de

abastecimiento, los efectos del proyecto propuesto en los ductos existentes y los términos y condiciones para el servicio, incluyendo tarifas.

Una vez que la Superintendencia evalúe, autorizará se prosiga con la segunda fase de la licitación. En esta fase, el solicitante deberá presentar un certificado de cumplimiento de las normas de medio ambiente, así como el proyecto adecuado a las normas técnicas y de seguridad vigentes.

Los concesionarios del transporte de hidrocarburos por ductos no podrán ser concesionarios ni participar en concesiones para la distribución de gas natural por redes, ser compradores o vendedores de gas natural ni ser concesionarios o participar en la actividad de generación de electricidad. Cabe señalar que cualquier agente puede realizar actividades de transporte, siempre y cuando cumpla con los requisitos de la Ley 1689 y tenga autorización de la Superintendencia de Hidrocarburos.

2.1.2.2 Transporte por Poliductos

Todos los poliductos existentes en el país fueron operados por YPFB hasta noviembre de 1999. A partir de diciembre de ese año, la Empresa Boliviana de Refinación (EBR) opera dos poliductos (Palmasola – Viru Viru y Valle Hermoso –Aeropuerto Cochabamba) y los 6 restantes la Compañía Logística de Hidrocarburos Bolivia (CLHB) (Consortio Peruano Alemán llamado Oil Tanking GMP), desde finales de 1999. La capacidad total de transporte de los poliductos asciende a 32.000 barriles por día (bpd), de los cuales se utiliza en promedio solo el 65%.

Cuadro 2
Poliductos

Poliducto	Longitud en kilómetros	Volúmenes promedio transportados [bpd]
Poliductos de CLHB		
Cochabamba – La Paz	371.6	10,192.7
Sucre – Potosí	114.0	2,583.1
Camiri - Sucre	312.9	2,757.7
Villamontes – Tarija	176.0	888.9
Cochabamba – Puerto Villarroel	224.9	1,255.8
Camiri – Sta. Cruz	270.0	1,848.6
Poliductos de EBR S.A.		
Palmáosla – Viru Viru	32.9	1,772.1
Valle hermoso – Aeropuerto Cbba.	7.3	21.8
Total	1,509.5	21,320.6

Fuente: Boletín Informativo, Superintendencia de Hidrocarburos

2.1.2.3 Transporte por Oleoductos

Los 15 oleoductos existentes en el país fueron otorgados en concesión a TRANSREDES SA para su operación y administración en fecha 16 de mayo de 1997. Sin embargo no existe restricción para que otras empresas construyan nuevos solicitando antes autorización a la Superintendencia de Hidrocarburos

La capacidad máxima, así como la capacidad utilizada y disponible de los oleoductos se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro 3

Oleoductos [bpd]

Oleoducto	Capacidad Máxima	Capacidad Utilizada	Capacidad Disponible
Camiri – Yacuiba	18,500	6,568	11,932
Camiri – Yacuiba	8,250	1,223	7,027
Cerrillos – Chorety	6,600	1,032	5,568
Chorety – Sta Cruz	20,000	4,806	15,194
Sta. Cruz – Cbba.	35,000	22,991	12,009
Cbba. – Arica	17,000	5,126	11,874
Caranda – Sta. Cruz	28,600	23,462	5,138
Río Grande – Sta. Cruz	14,000	3,654	10,346
Propanoducto Río Grande – Sta. Cruz	4,530	3,189	1,341
Carrasco – Víbora – Caranda	10,000	3,933	606
Carrasco – Caranda	21,000	19,054	1,946
Surubi – Carrasco	20,000	11,817	8,183
Estación No. 1 – Palmáosla	18,000	13,304	4,696
Palmasola – Estación No. 1	22,000	2,293	19,707
Palmasola - Flamagas	7,000	253	6,747

Fuente: Boletín Informativo, Superintendencia de Hidrocarburos

2.1.2.4 Transporte por Gasoductos

Actualmente existen 14 gasoductos operando, de los cuales 2 están exclusivamente destinados a la exportación. Todos estos gasoductos, al igual que los oleoductos fueron otorgados en concesión a TRANSREDES S.A. en mayo de 1997, para su administración y operación, los mismos que se detallan en el siguiente cuadro³:

³ Cabe señalar que como en el caso de los oleoductos, no existe restricción alguna para que otras empresas construyan nuevos gasoductos con autorización de la Superintendencia de Hidrocarburos.

Cuadro 4
Capacidad de Transporte de los Gasoductos Troncales [MMpcd]

Gasoducto	Destino	Capacidad Máxima	Capacidad Utilizada
Oruro – La Paz	Interno	11.71	11.32
Cbba. – Oruro	Interno	17.00	16.03
Taquiperenda – Tarabuco	Interno	23.67	19.63
Villamontes – Tarija	Interno	4.79	3.71
Río Grande – Cbba.	Interno	40.00	27.38
Carrasco – Yapacaní	Interno	119.42	76.36
Yapacaní – Colpa	Interno	148.65	89.21
Tarabuco – Cbba.	Interno	12.13	7.27
Tarabuco – Sucre	Interno	17.92	10.17
Colpa – Río Grande	Interno	255.40	108.21
Río Grande – Yacuiba	Externo	430.00	363.02
Río Grande – Sta. Cruz	Interno	117.43	39.80
Sucre – Potosí	Interno	7.43	2.25
Río Grande – Mutún	Externo	285.52	74.16

Fuente: Boletín Informativo, Superintendencia de Hidrocarburos

Adicionalmente a los gasoductos mencionados, se tienen otros en etapa de construcción y en proyecto. Estos se detallan en el siguiente cuadro:

Cuadro 5
Nuevos Proyectos y Ampliaciones de Gasoductos

Gasoducto	Capacidad (MMm3d)	Inversión (MM USD)	Propietario	Estado de avance
San Miguel - San Matías - Cuiaba	2.6	123.7	Gas Oriente Boliviano	80% avance en Construcción
Naranjillos - Río Grande	0.5	59.6	Willbros Transandina SA	Análisis de concesión
Ampliación Gasoducto al Altiplano	2.4	6.1	TRANSREDES	En operación

Fuente: Superintendencia de Hidrocarburos

2.1.2.5 Refinación de Hidrocarburos

Antes de la desintegración de YPFB fruto de la privatización y capitalización de sus unidades, esta empresa estatal estaba conformada, en las actividades del downstream, por tres Refinerías (Gualberto Villarroel, Guillermo Elder Bel y Carlos Montenegro). Las Refinerías G. Villarroel y G. Elder Bel ubicadas en Cochabamba y Santa Cruz respectivamente, fueron privatizadas el 19 de noviembre de 1999 y adquiridas por la Empresa Boliviana de Refinación (EBR) (consorcio conformado por Petrobras y Perez Companc, 70% y 30%, respectivamente) por un valor de USD 102 millones. La refinería Carlos Montenegro ubicada en la ciudad de Sucre, fue transferida a los ex trabajadores de YPFB como parte de los beneficios sociales adeudados por el Estado en marzo de 2001.

Los productos que actualmente la EBR refina, son: Gasolina de Aviación, Gasolina Especial, Gasolina Premium, Dese Oil, Gas Licuado de Petróleo, Jet Fuel, Kerosén, Fuel Oil, Aceites, Lubricantes y Aceites Industriales.

2.1.2.6 Comercialización de hidrocarburos

2.1.2.6.1 Plantas de almacenaje de carburantes

Las plantas de almacenaje de carburantes son instalaciones utilizadas para el almacenamiento y posterior comercialización de los productos refinados derivados del petróleo. Las plantas de almacenaje proveen los servicios de recepción, almacenaje y despacho de los carburantes.

Antes de su privatización, YPFB contaba con 23 plantas de almacenaje con una capacidad de almacenamiento de 88.953 metros cúbicos repartidos en 108 tanques, de los cuales el 44% es destinado al almacenaje de diesel oil y el 55% al de gasolina. Las plantas de almacenaje fueron privatizadas en fecha 7 de julio de 2000, por un monto de USD 12 millones por la Compañía Logística de Hidrocarburos Bolivia (CLHB).

Adicionalmente a estas plantas existen otras 9 privadas de las cuales 3 se encuentran en construcción y una sin operar.

La capacidad del total de las 32 plantas de almacenamiento es de aprox. un millón de bpd.

2.1.2.6.2 Estaciones de servicio de aeropuertos

El objetivo de las estaciones de servicio de aeropuertos es el de proveer gasolina de aviación grado 100 y jet fuel A1 al transporte aéreo.

Esta actividad la realizó exclusivamente YPFB hasta su privatización en fecha 1 de noviembre de 2000 por el consorcio British Petroleum Europe por un monto de USD 11.1 millones. Esta empresa se adjudicó 15 estaciones de servicio ubicadas: 1 en La Paz, 4 en Sta. Cruz, 1 en Cochabamba, 1 en Sucre, 3 en Beni, 1 en Potosí, 3 en Tarija y 1 en Pando.

Cabe resaltar que el 94% de los ingresos de este negocio provienen de la venta de jet fuel nacional e internacional y solo el 6% de la venta de gasolina de aviación.

2.1.2.6.3 Plantas engarrafadoras de Gas Licuado de Petróleo (GLP)

Las plantas engarrafadoras tienen por objeto el realizar el envasado de GLP en garrafas para su posterior comercialización.

Existen dos tipos de plantas engarrafadoras: Los industriales que cuentan carruseles de balanzas semiautomáticas para el envasado y las plantas que operan con balanzas estacionarias.

Actualmente existen 34 plantas de las cuales 25 son de propiedad de YPFB. Asimismo de estas 25 plantas 17 son plantas manuales que operan con balanzas estacionarias y 8 operan con balanzas semiautomáticas. La capacidad de engarrafado de estas plantas es de 13 mil garrafas por hora. Del total de garrafas comercializadas el 99% se destina a los usuarios domésticos y comerciales y el 1% a los clientes industriales. Los proveedores de GLP son YPFB (20%) y las empresas productoras (80%).

Cuadro 6
Plantas Engarrafadoras Propiedad de YPFB

Ubicación	Categoría	Departamento
Guayaramerín	Urbana	Beni
Trinidad	Urbana	Beni
Puerto Villarroel	Rural	Cochabamba
Villa Tunari	Rural	Cochabamba
Camargo	Rural	Chuquisaca
Monteagudo	Urbana	Chuquisaca
Qhora Qhora	Urbana	Chuquisaca
Tarabuquillo	Rural	Chuquisaca
Achacachi	Rural	La Paz
Patacamaya	Rural	La Paz
Senkata	Rural	La Paz
Oruro	Rural	Oruro
Atocha	Rural	Potosí
Catavi	Rural	Potosí
Potosí	Urbana	Potosí
Tupiza	Urbana	Potosí
Uyuni	Urbana	Potosí
Villazón	Urbana	Potosí
Chorety	Urbana	Potosí
San José de	Rural	Potosí
Bermejo	Urbana	Tarija
Tarija	Urbana	Tarija
Villamontes	Urbana	Tarija
Yacuiba	Urbana	Tarija
Cochabamba	Urbana	Tarija

Fuente: Superintendencia de Hidrocarburos

Cuadro 7

Plantas Engarrafadoras Privadas

Empresa	Ubicación	Categoría	Estado
Samo	Entre Ríos	Rural	Operando
Bemel Ltda	Caranavi. LP	Rural	No inicio
Valle Bajo SRL	Vinto –Cbba	Rural	Construcción
FlamaGas	Santa Cruz	Urbana	Operando
El Manantial	Tolata-Cbba	Rural	Operando
Samo	Ventilla-LP	Rural	Construcción
Roqui Gas	Punata-Cbba	Rural	Construcción
Cruceña del	Warnes-SCZ	Rural	Construcción
Peca Gas	Cliza-Cbba	Rural	Construcción
G. Villarroel.	Cochabamba	urbana	Operando
G. Elder Ver	Santa Cruz	urbana	Operando

Fuente: Boletín Informativo, Superintendencia de Hidrocarburos

2.1.2.6.4 Distribución Mayorista

Esta actividad fue incluida luego de la desintegración de YPF, a manera de garantizar el abastecimiento de carburantes a todo el país de manera interrumpida.

La distribución mayorista fue íntegramente realizada por YPF hasta el 2 de febrero de 2001, fecha en la cual esta actividad fue privatizada.

La distribución mayorista esta organizada de la siguiente manera:

- El eje troncal, que comprende las zonas comerciales de La Paz, Santa Cruz, Cochabamba, Oruro, Tarija y Trinidad y subdividida en 9 bloques cada uno equivalente al 10% de la demanda histórica.
- El bloque secundario Central, conformado por las zonas comerciales de Puerto Villarroel, Puerto Linares, Guayaramerín, Cobija y Riberalta.
- El bloque secundario Sur, conformado por las zonas comerciales de Villazón, Bermejo, Uyuni, Tupiza, Tarabuquillo y Monteagudo.
- El bloque secundario Este, conformado por las zonas comerciales de Yacuiba, Puerto Suárez, San José de Chiquitos, Camiri y Villamontes.

Las empresas que se adjudicaron esta actividad así como los montos de venta de adjudicación, se detallan en el siguiente cuadro:

Cuadro 8
Distribuidores Mayoristas

Empresa	Monto USD
COPENAC	413,004
DISPETROL	905,374
PETROLERA STA. CRUZ	401,017
PISCO	913,000
EBR. S.A.	1,601,000
SHELL	501,000
Total	4,734,395

Fuente: VMH. Boletín Informativo

2.1.2.6.5 Distribución de gas natural por redes domiciliarias

Las redes de distribución domiciliarias, tienen la tarea de transportar el gas natural desde el 'City Gate' o lugar de entrega del gas, hasta los usuarios finales conectados a esta red. Estas redes se dividen en redes primarias, que son utilizadas principalmente para la distribución a usuarios industriales, y redes secundarias, utilizadas para el transporte y conexión de usuarios comerciales o domésticos.

La distribución de gas natural por redes se la realiza en todos los departamentos de Bolivia, exceptuando Trinidad y Cobija. La red primaria esta a cargo YPFB que consta del tendido de 529.3 Km de tubería y algunas de las redes de distribución en el eje secundario con 249.3 Km de tendido. Las restantes redes en el eje secundario, fueron dadas en concesión para su administración por 20 años al sector privado en el año 1991, en las cuales YPFB, algunas prefecturas y municipios de departamento tienen también participación accionaria, aunque minoritaria.

Las empresas que se adjudicaron la administración de algunas de las redes en el eje secundario fueron:

- EMCOGAS, para atender la distribución de Cochabamba con 683 usuarios,
- SERGAS, para atender a la distribución de la ciudad de Santa Cruz con 742 usuarios.
- EMTAGAS, para atender a distribución de la ciudad de Tarija y las localidades de Bermejo, Yacuiba, Villamontes y Pocitos con 2842 usuarios,
- EMDIGAS para atender a la distribución en Sucre con 777 usuarios.

Del total de usuarios, el 77% corresponde al sector doméstico, 14% al industrial y 9% al comercial. Asimismo, del total del volumen transportado, que asciende a 1.2 millar de pies cúbicos al mes, el 84% es consumido por el sector industrial, el 10% por el sector doméstico y el 5% por el sector comercial.

Actualmente se encuentra en marcha la primera fase del plan del gobierno para realizar 250,000 conexiones domiciliarias en 5 años a partir de agosto de 2002. Esta fase comprende la

realización de 14,000 instalaciones en las ciudades de El Alto, Oruro, Potosí, Camiri y La Paz, la cual se espera completar en julio de 2003.

Asimismo, se encuentra en análisis la estrategia a seguir para la ampliación de las redes de distribución de gas (segunda fase del proyecto de 250,000 conexiones), en particular, para lograr una combinación eficiente entre la participación de YPFB y el sector privado en el negocio. En este sentido, el Viceministerio de Hidrocarburos también se encuentra avanzando en la elaboración del reglamento para operación de redes.

2.1.2.6.6 Distribución Minorista (Estaciones de Servicio)

Estas estaciones están divididas por distritos y zonas comerciales según su tamaño y en general, comercializan gasolina especial, premium y diesel oil.

De alrededor de 365 gasolineras que existían en los años anteriores a la desintegración de YPFB, 296 eran de propiedad privada y solo 69 de propiedad de YPFB. De las 69 gasolineras, se privatizaron 9 y las restantes 60 fueron transferidas a los ex trabajadores de YPFB como parte de los beneficios sociales adeudados por el Estado en marzo 2001.

Las estaciones de servicio que comercializan mayores volúmenes y que eran de propiedad estatal están ubicadas en La Paz (estación de servicio Uruguay), En Chuquisaca (estación de servicio Ostria Gutiérrez) y en Puerto Suárez (estación de Servicio Mariscal Sucre).

Los productos que comercializan las estaciones de servicio son proveídos por los distribuidores mayoristas quienes a su vez adquieren los carburantes de las refinerías del país.

2.1.2.6.7 Exportación de Hidrocarburos

Como parte de la actividad hidrocarburífera, YPFB fue el encargado de realizar la exportación tanto de petróleo como de gas natural hasta antes de su desintegración.

El primer contrato de exportación de gas natural se realizó con la Argentina y se firmó en julio de 1968, iniciándose la exportación efectiva en mayo de 1972. Este contrato (incluidas las renovaciones) llegó hasta agosto de 1991 (27 años y 4 meses).

En un principio el contrato de venta de gas natural con la Argentina fue suscrito a precio fijo (USD 2.15 por MMBTU). Posteriormente la negociación de precios evolucionó en muchas renovaciones de contrato a hasta que en 1987 se establecía el precio de exportación en función a una fórmula que involucra una canasta de Fuel Oil, New York, Mediterráneo, y Rotterdam incluyendo la aplicación de un factor de ajuste⁴. El volumen exportado alcanzó a 1.87 trillones de pies cúbicos (TCF).

El 10 de marzo de 1997, se acordó entre ambos gobiernos la cláusula adicional al contrato renovado en 1994, en la cual se amplió el periodo de exportación de gas natural a la Argentina

⁴ YPFB (1999), Informe Mensual de agosto de 1999, La Paz.

hasta abril de 1999, aunque también a menores volúmenes, fecha en la cual la exportación concluyó debido a los descubrimientos de reservas de gas natural en la Argentina⁵.

Paralelamente a la exportación de gas natural a la Argentina, se realizó un Acuerdo de Complementación Energética con el Brasil en 1992, el mismo que se constituyó en un incentivo claro para la inversión extranjera directa en Bolivia. El acceder a un mercado energético como el de Brasil fue un gran atractivo que promovió el nivel de inversión en un país estratégicamente situado como Bolivia.

La construcción del gasoducto al Brasil fue la culminación de una serie de negociaciones entre ambos países que datan desde 1974. Recién en 1991, y de una manera formal, se suscribió una carta de intenciones entre YPFB y Petrobras tomando la decisión de vender y comprar gas entre ambos países. Sin embargo, recién para 1992, se tomó la decisión de construir un gasoducto entre ambos países.

Si bien desde 1974 a 1992 se estuvieron efectuando diversas negociaciones para acordar la compra del gas natural boliviano (un tiempo considerable), también cabe mencionar que la consolidación del mercado brasileño para este gas fue lenta, principalmente a partir de la instalación de plantas termoeléctricas que emplearían este producto.

Finalmente en 1993, se firmó el acuerdo entre Bolivia y Brasil para la venta de gas natural, y en 1996, se suscribieron los contratos de compraventa de gas natural, así como el pago adelantado de tarifas de transporte por Petrobras, para financiar la construcción del gasoducto entre ambos países. En septiembre del mismo año, se suscribieron además los contratos llave en mano del gasoducto (culminación de la construcción y cesión de los derechos de operación al operador), se acordaron los términos de referencia para el transporte de gas natural, y se dieron oficialmente iniciadas las obras de construcción de este gasoducto. Cabe señalarse, como un hecho importante, que a diferencia de la exportación de gas natural a la Argentina, la construcción del gasoducto y el transporte del gas ya no está a cargo YPFB sino de la empresa TRANSREDES como parte del proceso de capitalización y privatización de la empresa estatal YPFB que tuvo en 1996.

Sin embargo YPFB tiene aún la función de cargador del ducto como parte del control impuesto por el Estado de los volúmenes exportados y sujetos al pago de regalías.

Este gasoducto fue oficialmente inaugurado en febrero de 1999, y los primeros volúmenes comercializados de gas natural fueron bombeados en julio del mismo año. El tramo por el cual fue tendido va desde Santa Cruz (Río Grande) a Puerto Suárez (tramo boliviano), de ahí a Corumbá, Campinas y San Paulo (tramo brasileño).

Aproximadamente el costo total de inversión del gasoducto fue de USD 2,000 millones, de los cuales USD 435 millones fueron invertidos en el tramo boliviano. La inversión que se efectuó en este gasoducto se detalla en el Cuadro 9, donde se observa la contribución de importantes organismos multilaterales en su financiamiento. La inversión en el tramo boliviano se compone por los costos físicos en un 80% (tuberías, válvulas y otros) así como los costos por desarrollo en un 20% (transacción, honorarios, derechos y otros).

⁵ A fines de 1991, se descubrieron nuevas reservas de gas natural al Norte de la República de la Argentina, reservas que bastaban para cubrir la demanda de ese país y así determinar que ya no se necesitaba continuar con el bombeo de este producto desde Bolivia. De esta manera, a partir de 1991 se empezaron a plantear nuevas alternativas de mercado para este producto.

Cuadro 9

Inversión en la Construcción del Gasoducto Brasil-Bolivia
[millones de USD]

FUENTES:

Banco Mundial	310
Banco Interamericano de Desarrollo	240
Cooperación Andina de Fomento	165
Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social	760
Banco Europeo de Inversión	60
Agencias de Crédito a la Exportación	360
Aportes propios socios brasileños	142

Total Fuentes 2,037

USOS:

Gasoducto tramo brasileño	1,600
Gasoducto tramo boliviano	437

Total Usos 2,037

Fuente: VMH

La exportación de gas natural al Brasil se inicio el 1 de julio de 1999. Para este efecto se programaron niveles de exportación de gas natural considerando la demanda efectiva del Brasil. Los montos establecidos se muestran en el cuadro siguiente:

Cuadro 10

Volúmenes Contractuales de Exportación de Gas Natural al Brasil

	MMm3d	Take or Pay
1999	2.20	0%
2000	9.10	60%
2001	13.30	65%
2002	20.40	70%
2003	24.60	75%
2004 al 2019	30.08	80%

Fuente: VMH, Contrato de exportación de gas natural al Brasil

Como se observa en la tabla anterior los volúmenes programados de exportación de gas natural son ascendentes alcanzando el año 2004 el nivel máximo de exportación de 30.08 MMm3d.

Asimismo se tienen programados niveles crecientes de 'Take or Pay'⁶ que lleguen a 80% el 2004.⁷

Las empresas que exportan gas natural a través de estos ductos poseen cuotas de exportación. Para el establecimiento de estas cuotas de exportación se dio prioridad en una primera instancia a las empresas que exportaban gas natural a la Argentina por considerarse campos de explotación existentes, asignándoles un volumen de exportación de 5.6 MMm3d. Posteriormente se asignaron 2.7 MMm3d adicionales a nuevas empresas bajo licitación por considerarse campos de explotación nuevos.

Finalmente en una tercera etapa se asignaron nuevos y crecientes volúmenes de exportación iniciando con 0.8 MMm3d el año 2000 hasta alcanzar el 2004 la cantidad de 21.78 MMm3d, bajo la misma modalidad anterior (Cuadro 11).

Cuadro 11
Empresas y Volúmenes de Agregación para Exportación de Gas Natural al Brasil

I etapa	II etapa	III etapa
Andina	Andina	Maxus [Monteagudo]
Chaco	Chaco	Petrobras [San Alberto]
Vintage	Vintage	Petrobras [San Alberto]
Perez Companc	Perez Companc	
Dong Wong	Dong Wong	
Tesoro	Tesoro	
	Maxus	
Monto Total Asignado: 5.6 MMm3d	Monto Total Asignado: 2.7 MMm3d	Montos asignados: desde 0.8 MMm3d el 2000 hasta alcanzar 21.78 MMm3d el año 2004.

Fuente: YPFB

De estas empresas las mayores cargadoras del ducto son ANDINA, CHACO, Perez Companc, VINTAGE, MAXUS y PETROBRAS.

⁶ Volumen mínimo, según contrato, que el comprador está obligado a comprar, y que da al vendedor, consecuentemente, el derecho de exigir el pago, se efectúe la compra efectiva o no

⁷ Es importante destacar que durante 2003 las exportaciones de gas estuvieron muy por debajo del porcentaje del Take or Pay del contrato: en promedio, 10.3 MMm3d de exportación efectiva, vs 20.4 MMm3d de Take or Pay. Esta caída en la demanda brasileña por gas natural boliviano se explica básicamente por la devaluación del real brasileño y un cambio en la política energética del Brasil (el Capítulo III presenta más detalle al respecto). Esto ha motivado el inicio de negociaciones entre las partes (YPFB y PETROBRAS) para la revisión de las cláusulas del contrato, en particular en lo referente al porcentaje del Take or Pay, el precio y los volúmenes de venta acordados.

2.2 Determinación de Precios de Hidrocarburos

2.2.1 Determinación de Precios de Productos Derivados de Petróleo

La determinación de precios antes de la desintegración de YPF, perseguía objetivos sociales y de requerimiento de recursos por parte del Tesoro.

En ese sentido, no existía una metodología clara en cuanto a su variación o cálculo sino que era mas bien *ad hoc*.

Al momento de considerar la privatización de las unidades, se estableció la introducción de márgenes de beneficio en cada unidad de negocio que en su conjunto determinarían el precio final, así como se consideró tomar el precio internacional como referencia de cálculo para cada producto derivado.

Así, se estableció que se tomaría como precio de referencia internacional el promedio del precio publicado en el Platt's Oilgram Price Report de Standard & Poor's para cada producto derivado. Es decir, para el caso de la gasolina especial, premium y gasolina de aviación grado 100 se toma como referencia el precio promedio de 90 días de la gasolina sin plomo de octanaje 87; para el jet fuel y el kerosén se toma el precio promedio de 90 días del precio del Jet/Kero 54; para el diesel oil el promedio del precio de los últimos 30 días del LS No. 2; para el fuel oil se toma el Fuel No. 6 de 0.7%; y para el GLP el 50% del propano y 50% del butano, en sus promedios de los últimos 90 días.⁸

Asimismo, se estableció una banda de variación de precios, que luego de varios cambios se determinó en +/-5% con el objetivo de suavizar los incrementos del precio internacional. Técnicamente la banda establece que solo variará el precio internacional utilizado como referencia de cálculo del precio final de cada producto, cuando el precio internacional de referencia sobrepase la banda hacia arriba o hacia abajo del último precio de referencia vigente en el porcentaje que establece la banda.

Una vez determinado el precio internacional de referencia el siguiente paso es determinar el precio pre-terminal como lo establece la siguiente fórmula:

$$PPT = PR + MR + IEHD + IVA + t, \quad (1)$$

donde *PPT* es el precio pre-terminal; *PR* es el precio internacional de referencia; *MR* es el margen de refinería; *IEHD* es el impuesto especial a los hidrocarburos y derivados; *t* son los costos de transporte.

Obtenido el precio pre-terminal, que es el precio luego de refinación, se le deben añadir los márgenes de los demás agentes que intervienen en la cadena de comercialización para determinar el precio final como lo establece la siguiente fórmula:

$$PF = PPT + MA + MM + Mmin + IVA \quad (2)$$

⁸ El Decreto Supremo 26926 de enero de 2003 define que, a partir del 1 de febrero de 2003, se tomarán los promedios de 365 días para calcular el precio de referencia de cada producto.

donde *PF* es el precio final; *PPT* es el precio pre-terminal; *MA* es el margen de almacenaje; *MM* es el margen mayorista; *Mmin* es el margen minorista; e *IVA* es el impuesto al valor agregado.

2.2.2 Incentivos y subsidios

Dada la incidencia que tienen algunos carburantes en la canasta básica como la gasolina, diesel y GLP, el gobierno a través de varios mecanismos estableció subsidios e incentivos para favorecer al consumidor final, los mismos que se detallan a continuación.

2.2.2.1 Subsidios

Gas Oil. Se denomina gas oil al diesel oil destinado a la generación eléctrica. Para mantener las tarifas de energía eléctrica bajas, el Estado boliviano subvenciona el precio del diesel oil destinado a la generación eléctrica. Para dar continuidad a esta política, mediante Decreto Supremo No. 25588 de 19 de noviembre de 1999, se estableció la obligatoriedad de que la empresa adjudicataria de las Refinerías debía dar cumplimiento a la normativa vigente, entre las que se encontraba la de mantener el subsidio al gas oil al precio fijado por la Superintendencia de Hidrocarburos, y vender gas oil a las empresas indicadas por el Viceministerio de Hidrocarburos (VMH) hasta el año 2010 en los volúmenes indicados mediante resoluciones administrativas a ser emitidas por dicha entidad.⁹

Cabe señalar que, mediante DS 25982 de 16 de noviembre de 2000, se determinó una escala decreciente de subsidio con el objetivo de que hasta el 2010 este subsidio sea cero y el precio subvencionado sea igual al real.

Gas Licuado de Petróleo (GLP). Con la finalidad de evitar incrementos en el precio final del GLP, al ser un bien de consumo masivo dentro la población, el Estado decidió subvencionar el precio afectando los márgenes de refinería y engarrafado de manera de incidir en la cadena de determinación del precio, aprobada mediante DS 24914 de 1997. Así, se estableció un margen de refinería negativo y adicionalmente una subvención en el margen de engarrafado. Este último a través del DS 25649 de 14 de enero de 2000. La subvención al margen de refinería negativo la asumió inicialmente el Estado y luego la Empresa Boliviana de Refinación (EBR) en los volúmenes de su producción, mientras que la subvención al margen de engarrafado la asumió el Estado a través de Notas de Crédito otorgadas a las plantas engarrafadoras privadas y de YPFB (DS. 25797 de 2 de junio de 2000).

De esta manera el GLP se encuentra en el mercado en Bs. 21 la garrafa de 21 Kg siendo su valor real de aprox. Bs. 28. Esta subvención representa para el Estado aprox. 20 millones de dólares al año.

Gasolina Especial y Diesel Oil. En el caso de la gasolina especial y del diesel oil nacional se creó un fondo de estabilización en julio de 2000 y luego un mecanismo de estabilización de precios en agosto de 2001, que no constituyen subsidios al precio final, sino que evitan las grandes fluctuaciones de los precios de referencia en periodos de inestabilidad externa. Estos mecanismos en la práctica han congelado el precio de estos dos carburantes desde julio de 2000

⁹ Existe un proyecto de Decreto Supremo para reducir en 3 años el tiempo de subsidio, esto es hasta 2007, y de aumentar el porcentaje de subvención que las refinerías deben dar al precio del gasoil.

hasta la fecha, en niveles de Bs 3.31 por litro para la gasolina especial y en Bs 3.12 por litro para el caso del diesel oil.

2.2.2.2 Incentivos

Importación de Diesel Oil. Del 100% de la demanda por este carburante, nuestro país sólo produce aprox. el 60%. Por tanto, para satisfacer el total de demanda se debe importar la diferencia.

Para este efecto, el Gobierno determinó reducir el IEHD para el diesel oil importado de manera tal de que se haga atractivo al importador el introducir este producto en el mercado y cubrir así el porcentaje deficitario.

2.2.3 Determinación del precio de gas natural para el mercado interno

El DS 24399 de 31 de octubre de 1996 establece el método de cálculo del precio de venta de gas natural para el mercado interno por un periodo de 5 años a partir de su promulgación de la siguiente manera:

Los precios de venta establecidos contractualmente, antes de la promulgación de este decreto, se mantendrán en los términos establecidos en los respectivos contratos.

Para los casos en que no se tiene contratos suscritos o cuando los contratos existentes concluyan dentro del periodo de 5 años, el precio de venta a las plantas termoeléctricas, industriales y empresas distribuidoras de gas natural por redes, se calculará de la siguiente manera:

Se determinará el precio ponderado de venta de exportación a la Argentina y Brasil puesto en boca de pozo. A este precio se sumará la tarifa de transporte de gas natural en el mercado interno. A este valor se multiplicará por el factor 1.1494 y el resultado será el precio de venta en el punto de entrega en el mercado interno para los productores y cargadores.

Este decreto fue posteriormente modificado por el DS 26037 de 22 de diciembre de 2000 y se estableció el precio de venta de gas natural para las plantas termoeléctricas en 1.30 Bs por litro.

2.2.4 Determinación del precio de exportación de gas natural

Para determinar el valor de estos volúmenes exportados debe considerarse el precio del gas en Río Grande (entrada del gasoducto) mas la tarifa de Transporte por el ducto. Para determinar el precio del gas natural en Río Grande se estableció una formula de precio en unidades de Dólares Estadounidenses por millón de BTU (British Thermal Units) a ser calculado de manera trimestral.

La fórmula de determinación del precio es la siguiente:

$$PG = P(i) [0.5 (F01 / F01o) + 0.25 (F02 / F02o) + 0.25 (F03 / F03o)], \quad (3)$$

donde PG es el precio del Gas, en dólares, por millón de BTU, $P(i)$ es el precio base establecido en el contrato para el trimestre i , $F01$, $F02$ y $F03$, son promedios aritméticos de los puntos medios diarios de los precios de referencia, determinados en conformidad con las cotizaciones diarias, superior e inferior, de cada día del trimestre inmediatamente anterior al trimestre correspondiente a la aplicación del PG , siendo:

- $F01$ = Fuel Oil de 3.5% de azufre, referido bajo el título Cargoes FOB Med Basis Italy
- $F02$ = Fuel Oil de 1% de azufre, referido como US Gulf Coast Waterborne en USD/Bbl
- $F03$ = Fuel Oil de 1% de azufre, referido como Cargoes FOB NWE, en USD/TM

Todos estos precios se publican en el Platt's Oilgram Report en la tabla Spot Price Assessments. $F01o$, $F02o$ y $F03o$, son promedios aritméticos para los mismos fuel oil definidos anteriormente, de los puntos medios diarios de los precios, determinados de conformidad con las cotizaciones diarias, superior e inferior de cada día del periodo comprendido entre el 1 de enero de 1990 hasta el 30 de junio de 1992.

A partir del segundo trimestre el precio determinado con la ecuación anterior será ajustado considerando la siguiente ecuación:

$$P_t = 0.50 PG + 0.50 P_{t-1} \quad (4)$$

donde P_t es el Precio del gas dólares por millón de BTU en el trimestre t , PG el Precio del gas dólares por millón de BTU, y P_{t-1} el Precio del gas dólares por millón de BTU del trimestre anterior.

Esta determinación de precios deberá ser revisada cada 5 años a partir del inicio del suministro, lo cual puede o no conducir a modificaciones. Para el cálculo de la tarifa de transporte se consideró una tarifa única y la cual rigió hasta marzo del 2001, año en el cual se establecieron las nuevas tarifas.

3 Reformas Institucionales

3.1 Estructura Institucional

Luego de la desintegración de YPF (1997) se creó la Superintendencia de Hidrocarburos. Dentro de las funciones de esta superintendencia se encuentra la de promover la competencia y eficiencia del sector, otorgar, modificar y renovar las concesiones, autorizaciones y registros del sector, vigilar la correcta prestación de servicios de las empresas y entidades bajo su jurisdicción, aprobar y publicar precios y tarifas de acuerdo a la normativa establecida, proteger los derechos de los consumidores, proponer al Poder Ejecutivo normas de carácter técnico y dictaminar sobre reglamentos relativos a su sector. Para cumplir con estos objetivos, esta institución solicita continuamente a las empresas información, datos y otros que considere necesarios para el cumplimiento de sus funciones y para la elaboración y publicación de estadísticas.

Por su parte, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos Residual, en su calidad de empresa pública, por sí misma o asociada con terceros, presta servicios técnicos y comerciales para la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos. Asimismo, establece contratos de riesgo compartido para la exploración y explotación, y está encargada de administrar los

misimos. De la misma manera, administra los contratos de exportación de gas natural suscritos con la República de Argentina y con la República Federativa de Brasil y es el cargador de los respectivos ductos destinados a la exportación.

El Ministerio de Minería e Hidrocarburos, a través del Viceministerio de Hidrocarburos, como la institución pública cabeza de sector, está encargado de proponer las normas que regulen las actividades hidrocarburíferas, de acuerdo con la política y objetivos del Gobierno Central.

3.2 Reformas Legales

Por otro lado, con la promulgación de la nueva Ley de Hidrocarburos, se marcó una nueva senda a seguir en este sector en el tema regulatorio. Es a través de esta Ley, que se establece el nuevo marco normativo una vez desintegrado YPF. Dentro de las normas más importantes establecidas a partir de esta Ley, se encuentra el nuevo sistema tributario y la apertura del mercado para la suscripción de contratos de riesgo compartido para la exploración y explotación de hidrocarburos, construcción y operación de transporte de hidrocarburos por ductos y gas natural por redes, refinación y comercialización de hidrocarburos, así como la venta tanto en el mercado interno como externo de carburantes.

Esta Ley cuenta con 8 reglamentos complementarios:

- Reglamento para Construcción y Operación de Estaciones de Servicio de Gas Natural Comprimido (GNC),
- Reglamento para Construcción y Operación de Plantas de Engarrafado de Gas Licuado de Petróleo,
- Reglamento de Construcción y Operación de Plantas de Almacenaje de Combustibles Líquidos,
- Reglamento para Construcción Y Operación de Plantas de Distribución de Gas Licuado de Petróleo (GLP) en garrafas,
- Reglamento para Construcción y Operación de Estaciones de Servicio de Combustibles Líquidos,
- Reglamento para el Diseño, Construcción, Operación y Abandono de Ductos,
- Reglamento de operación y mantenimiento de Refinerías,
- Reglamento para la Construcción y Operación de Estaciones de Servicio de Aeropuertos,
- Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos.

Cabe señalar que, una de las normas más importantes introducidas con la nueva Ley de Hidrocarburos, fue el cambio en el sistema tributario tanto para el upstream como para el downstream.

En el caso del upstream, antes de las reformas en el sector de hidrocarburos las empresas petroleras contribuían con 50% del valor bruto de la producción por concepto de regalías. Las mismas, se componían de departamentales que llegaban a 11%, compensatorias de 1%, nacional complementaria de 19% y la de participación directa del Estado también de 19%.

Después de iniciadas las reformas al sector, los hidrocarburos existentes (definidos como los reservorios que estaban en producción al 30 de abril de 1996) continuaron tributando el 50% del valor bruto de la producción por concepto de regalías, mientras que los hidrocarburos nuevos, entendidos como los reservorios que no se encontraban en producción al 30 de abril de 1996 y los reservorios por descubrir a partir de esa fecha, tributan solamente el 18% del valor

bruto de la producción. Los cambios y las diferencias entre sistemas tributarios se pueden ver en el siguiente cuadro:

Cuadro 12
Regímenes Impositivos

Concepto	Sistema Antiguo [Ley 1194]	Sistema Nuevo [Ley 1689]	
		Hidrocarburos Existentes [5% reservas]	Hidrocarburos Nuevos [95% reservas]
1 Regalías y Participaciones sobre la Producción en Boca de Pozo			
1.1 Participación Departamental "REGALÍA"	11	11	11
1.2 Regalía Nacional Compensatoria [Beni y Pando]	1	1	1
1.3 Participación YPFB [+TGN]	-	6	6
1.4 Regalía Nacional Complementaria	-	13	-
1.5 Impuesto Nacional	19	-	-
1.6 Participación Nacional [TGN, Ley 1689 art. 72.b.1]	19*	19	-
	50	50	18
2 Impuestos			
2.1 Impuesto a las Utilidades [Ley 1194; Ley 1689 art. 50; Ley 843]	40**	25***	25
2.2 Impuesto de Remisión de Utilidades al Exterior [Ley 843, 25% del 50% remesado = 12.5% del total remesado al exterior]	-	12.5***	12.5
2.3 SURTAX [alícuota adicional a las utilidades extraordinarias por actividades extractivas de recursos naturales no renovables, Ley 843]	-	-	25

Fuente: YPFB

[*]: en favor de YPFB.

[**]: acreditable contra Regalía 11%, Nacional Compensatoria e Impuesto Nacional.

[***]: acreditable contra la Regalía Nacional Complementaria de 13% a campos existentes.

Por otro lado, existen otros impuestos como el impuesto a las utilidades de las empresas (25%), el de remesas al exterior (12%) y a las utilidades extraordinarias en las actividades destinadas a la extracción de recursos naturales (25%).

Las recaudaciones por concepto de regalías se muestran en el cuadro siguiente:

Cuadro 13

Evolución de las Regalías y Participaciones sobre Hidrocarburos

[millones de USD]

Producto	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Petróleo	16.17	17.79	21.08	26.02	49.63	73.57	69.11	116.41	98.59	88.31
Gas Natural	13.76	14.49	12.25	15.72	21.59	37.14	26.28	56.77	81.36	76.55
GLP	0.80	0.91	1.29	1.32	3.37	4.71	4.07	6.79	8.28	7.60
Total	30.74	33.19	34.61	43.06	74.59	115.42	99.47	179.96	188.23	172.45

Fuente: VMH

Como se puede observar, tres productos pagan regalías sobre hidrocarburos, el petróleo, el gas natural y el GLP. Hasta el momento el producto que contribuye mas sobre el total de regalías es el petróleo con una participación que promedia el 60%. Sin embargo, si se tiene en cuenta la proyección de la explotación del gas natural para cubrir el contrato de compra y venta con el Brasil, se proyecta que en 15 años el monto recaudado por regalías totales aumentará en un 200% y la contribución de las regalías por gas natural en las regalías totales será de 74%.

4 Participación del Sector Privado

Actualmente se encuentran en proceso de análisis la estrategia para promover la participación del sector privado en la distribución de gas natural por redes domiciliarias; así como en 26 plantas de engarrafado. En el caso de las plantas de engarrafado, se espera que una vez decidida la estrategia para las redes de distribución de gas, se incentive el consumo de dicho energético, y que a su vez disminuya el consumo de GLP, el mismo que actualmente se encuentra subvencionado dificultando así la definición de la estrategia a seguir con las plantas mencionadas.

CAPÍTULO II

5 Desarrollo del Sector

5.1 Participación del Sector Hidrocarburos en el PIB

Como se observa en el siguiente cuadro, la contribución de este sector al Producto Interno Bruto fue en promedio para los años 1990-1996 de 4.5% aprox.. Luego de este periodo se observa un incremento en su participación llegando en 2002(e) a 6.5% de participación, que se debe principalmente a las fuertes inversiones realizadas a partir del año 1997 y a la exportación de gas natural al Brasil.

Cuadro 14

Participación del Sector en el PIB

1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
4.7%	4.5%	4.5%	4.4%	4.5%	4.5%	4.4%	4.8%	5.2%	4.9%	5.4%	5.9%	6.5%

Fuente: INE

5.2 Inversiones en Hidrocarburos

La inversión en el sector de hidrocarburos tuvo un fuerte incremento a partir de la capitalización de YPFB (1995) y del inicio de la construcción del Gasoducto Bolivia - Brasil (1996) pasando de inversiones de alrededor de USD 53 millones en 1996 a USD 400 millones en 1998. El siguiente cuadro nos muestra el monto de inversión extranjera por actividad económica.

Cuadro 15

 Inversión Extranjera Directa
 [millones de USD]

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002(e)
AGRICULTURA	1.3	0.2	0.3	2.6	0.0	0.0	0.0
CONSTRUCCION	0.1	181.6	103.5	140.6	64.4	18.1	284.2
COMERCIO	5.8	0.8	5.1	21.8	32.4	11.7	11.4
ELECTRICIDAD Y AGUA	38.6	105.2	84.9	71.7	42.0	41.4	36.9
SERVICIOS FINANCIEROS	35.8	23.9	88.8	42.0	42.5	20.1	39.8
INDUSTRIA	28.2	25.4	16.1	149.6	89.1	87.3	49.2
HOTELES Y RESTAURANTES	0.0	1.0	0.0	0.0	31.4	1.0	0.0
HIDROCARBUROS	53.4	295.9	461.9	384.1	377.6	404.7	342.2
MINERIA	19.7	29.9	38.2	23.1	28.5	32.3	13.8
TRANSPORTE Y COMUNICACIONES	244.1	179.6	223.3	168.9	108.8	200.8	36.3
OTROS SERVICIOS	0.1	10.5	3.9	6.0	4.5	8.1	2.9
TOTAL IED	427.2	854.0	1,026.1	1,010.4	821.1	825.7	816.7

Fuente: MCEI

Las inversiones realizadas en el sector de hidrocarburos, fueron las mayores con relación a otros sectores, aportando al descubrimiento de nuevos campos petrolíferos así como a generar empleo directo e indirecto.

Las inversiones en estos años estuvieron concentradas en importación de maquinaria y equipo para las actividades de exploración y explotación y al reacondicionamiento de las instalaciones físicas existentes.¹⁰

En el siguiente cuadro, se puede ver que la inversión tanto en exploración y explotación tuvo un importante crecimiento, a partir de 1995, llegando a niveles muy superiores a los registrados bajo la administración de YPF, en años anteriores.

Cuadro 16
Inversión Estatal y Privada, Nacional y Extranjera,
en Exploración y Explotación
[millones de USD]

	Inversión Estatal	Inversión Privada	Total
1988	69.6	25.2	95.1
1989	60.0	52.0	112.0
1990	91.2	54.5	145.7
1991	95.6	91.7	187.3
1992	92.1	83.4	175.5
1993	63.4	67.8	131.2
1994	67.1	73.4	140.5
1995	39.9	129.7	169.6
1996	45.7	118.4	164.1

Fuente: VMH

La inversión pública, fue destinada en su mayoría a la exploración y explotación de hidrocarburos, principalmente para cumplir con el contrato de exportación de gas natural suscrito con la Argentina en 1968. En 1994 este contrato se renegotió por menores volúmenes hasta que en 1999 finalizó el contrato, debido el descubrimiento de yacimientos de gas en Argentina que hizo innecesaria la ampliación del mismo. Por esta razón, las inversiones públicas cayeron drásticamente a partir de entonces en estas actividades y continuó reduciéndose aún más a medida que se fueron privatizando las actividades del downstream.

¹⁰ Cabe señalarse también que el sector de la construcción registró un fuerte incremento en 1998, debido a la construcción del gasoducto Bolivia–Brasil y a la de nuevos gasoductos.

Cuadro 17
Inversión Privada, Nacional y Extranjera
[millones de USD]

Actividad	1997	1998	1999	2000
Exploración	130.4	374.6	372.2	256.8
Explotación	140.4	230.3	208.6	185.3
Total	270.8	604.8	580.8	442.1

Fuente: INE

El cuadro anterior muestra claramente que durante los años 1998 y 1999 la inversión en exploración llegó a sus niveles más altos y que el año 2000 declinó. Esta caída puede ser explicada por la conclusión de los compromisos de inversión de las empresas capitalizadas y por el hecho que para el primero de enero de 2000 las reservas de gas natural probadas y probables alcanzaron los 32.2 TCF, cantidad muy superior a la necesaria para cumplir con los contratos de venta de gas natural al Brasil y que posteriormente en enero de 2001 se incrementó a 46.8 TCF, haciendo innecesarias mayores inversiones en el sector hasta hallar nuevos mercados.

Así, el desafío actual en el sector de hidrocarburos se constituye en encontrar mercados para las reservas existentes en el país. En este sentido, para los próximos años se espera que la inversión en exploración disminuya debido a los grandes niveles de reservas que ya están certificados en el país y que la inversión en explotación aumente en la medida que se encuentren nuevos mercados para el gas natural o se desarrollen proyectos como petroquímicas, gas natural licuado, gas convertido a líquido, termoeléctricas, etc. que incrementen la demanda de este energético.

5.3 Producción de hidrocarburos

5.3.1 Gas Natural

Como se mencionó anteriormente, las empresas petroleras realizaron fuertes inversiones en exploración y explotación. Así, las reservas certificadas probadas y probables de gas natural crecieron desde 5.69 TCF en 1997 hasta 52.29 TCF en 2002, mostrando un crecimiento del 818% en los 5 años y de 11.6% respecto a la certificación realizada el año 2001. Otro factor que contribuyó al importante aumento observado en las reservas nacionales fue el rol activo que jugó YPF durante el proceso de capitalización, realizando presentaciones internacionales para promover las áreas libres con potencial hidrocarburífero, en busca de capitales de inversión dirigidos a la exploración y explotación¹¹.

La producción de gas natural (Cuadro 18) se incrementó en 200% entre 1990 y 2002, fruto de los contratos de exportación de este carburante primero a la Argentina y luego al Brasil. Sin embargo, no se incrementó de acuerdo con los nuevos descubrimientos alcanzados de reservas

¹¹ Entre las presentaciones realizadas destacan las de 1998 en la Convención Anual de la Asociación Americana de Geólogos Petroleros (AAPG), la iniciativa de inversión presentada ante la Cámara Interamericana de Comercio en Houston y la Conferencia Internacional de la AAPG en Río de Janeiro.

gasíferas debido a que para exportar más gas natural es necesario firmar nuevos acuerdos para exportar volúmenes mayores a los establecidos en el actual contrato de exportación al Brasil. Actualmente, esta situación se encuentra en negociaciones con el vecino país.¹²

Cuadro 18
Producción de Hidrocarburos

	Petróleo [MMBbl]	Gas Natural [MMpc]
1986	6.95	95.27
1987	7.40	94.54
1988	7.56	97.82
1989	7.90	103.66
1990	8.37	105.49
1991	8.91	105.85
1992	8.53	107.31
1993	8.89	107.68
1994	10.29	115.71
1995	11.34	116.07
1996	11.68	152.39
1997	12.74	157.22
1998	13.80	189.61
1999	11.85	176.70
2000	11.50	201.39
2001	13.06	252.66
2002	13.39	316.40

Fuente: YPFB

5.3.2 Petróleo

En el caso de la producción de petróleo, ésta también mejoró desde 1990 hasta la fecha aunque a una tasa mucho menor (60%) a la registrada en el caso del gas natural (200%).

Cabe señalar que, la producción de este carburante disminuyó de manera importante en los años 1999 y 2000 debido a la caída de la demanda en el mercado interno. Sin embargo, la caída en la producción se recuperó a partir de 2001, por los fuertes incrementos en el precio internacional del crudo que incentivaron la producción y exportación de crudo.

¹² Según la Agencia Estado de Sao Paulo, el 28 de abril próximo Brasil planteará a Bolivia la rebaja del precio de venta de gas de 3,6 a 2 dólares por millón de BTU. Si Bolivia acepta la propuesta, el informe de la Agencia señala que Brasil se comprometerá a que los volúmenes adquiridos lleguen antes de fin de año a 30 MMm3d y a construir una planta hidroeléctrica en Cachuela Esperanza (La Prensa, 17 abr. 2003).

6 Ventas en el Mercado Interno

6.1 Derivados de petróleo

Los mayores volúmenes comercializados en el mercado interno, corresponden a la gasolina especial, diesel oil y GLP (Cuadro 19). La razón se debe a que la gasolina es utilizada para combustible de automotores, el diesel oil es utilizado por el transporte especialmente de alto tonelaje y por la agroindustria y finalmente el GLP, porque es un producto de consumo masivo dentro la población urbana y rural, como fuente de generación de energía por su bajo precio que a su vez se encuentra subvencionado.

Con relación a la evolución del consumo de estos carburantes, la gasolina especial registró un crecimiento constante en las ventas en los años 1990-1998, este crecimiento se explica principalmente por el aumento del parque automotor. Sin embargo en los años siguientes se registró una caída en las ventas, que se explica por la menor actividad económica registrada en este periodo.

El Diesel Oil registró un crecimiento sostenido desde 1984. A partir de entonces las ventas muestran un crecimiento promedio de 7.6% al año. Las disminuciones registradas en 1993 y 1999-2000 se explican por el efecto (negativo) de la corriente del Niño sobre la producción agroindustrial.

La venta de GLP también tiene un crecimiento sostenido desde 1984, con una tasa de crecimiento promedio de 3.7% al año. La leve disminución de su consumo en 2000 fue un efecto de la desaceleración económica en los niveles de actividad económica y consumo de la población.

Cuadro 19

Venta de Derivados de Petróleo en el Mercado Interno

[miles de barriles por año]

	Gasolina de automotores	Kerosene	Diesel Oil*	Jet Fuel	GLP
1984	2,787	653	1,496	580	1,747
1985	2,839	571	1,489	579	1,786
1986	2,957	331	1,606	571	1,963
1987	3,287	305	1,836	558	2,104
1988	3,279	261	1,915	555	1,992
1989	3,384	284	2,157	620	1,985
1990	3,376	234	2,444	661	2,038
1991	3,204	226	2,420	631	2,089
1992	3,115	176	2,897	670	2,206
1993	3,114	165	2,333	707	2,327
1994	3,208	164	2,812	719	2,519
1995	3,423	174	4,024	823	2,723
1996	3,650	190	4,408	979	2,880
1997	3,955	177	4,743	1,192	3,013
1998	4,108	137	5,485	1,208	3,068
1999	4,033	134	5,375	1,038	3,139
2000	3,661	129	4,837	966	3,052
2001	3,458	NA	4,828	859	3,111
2002	3,308	NA	4,894	893	3,335

Fuente: YPFB

[*]: incluye importaciones.

6.2 Consumo de Gas Natural y Petróleo

El mercado interno consume aprox. 120 MMpcd de gas natural, de los cuales 45 son distribuidos a través de las redes de gas domiciliarias (38%), 0.5 es consumo directo, 8.5 es consumo propio de las plantas distribuidoras y productoras, 1 es consumido a través de los oleoductos, 55 son destinados a la generación termoeléctrica (46%), 10 es destinado a las Refinerías y una mínima diferencia (0.01) se ventea (ver Anexo 1).

De la producción total actual de gas natural (aprox. 610 MMPC mes), el mercado interno consume aprox. el 20% (120 MMPC mes). A su vez, del total de reservas gasíferas (52.3 TCF) con las que cuenta el país, sólo alrededor de 2.5 TCF están comprometidos para consumo interno en los próximos veinte años¹³.

¹³ Asumiendo que el consumo interno crece a una tasa promedio de 10% anual en los próximos 20 años.

Uno de los objetivos en el mediano plazo es el de incentivar el consumo interno de gas natural, a través de su uso en el parque automotor, industrial y doméstico. Actualmente existen 14,000 vehículos convertidos a gas natural comprimido. El consumo de este carburante está concentrado en las ciudades del eje troncal del país: Cochabamba 28%, Santa Cruz 25%, La Paz 23%, otros departamentos 24%

Con relación al consumo de petróleo, éste es extraído de los campos de producción y es transportado a través de los oleoductos de TRANSREDES hacia las Refinerías, las mismas que demandan aprox. 84% del total transportado y el resto es destinado a la exportación vía Arica-Chile (ver Anexo 2).

7 Ventas en el Mercado Externo

7.1 Exportación de Gas Natural y Petróleo

Desde que se inició la exportación a la Argentina hasta su conclusión, el volumen total alcanzó a 52 mil millones de metros cúbicos (equivalentes a 1.87 TCF), y en valor alcanzó a USD 4,580 millones (Cuadro 20).

Cuadro 20

Exportación de Gas Natural a la Argentina

Años	Volumen		Monto millones USD
	MM m3	MM pc	
1972-1979	12,196	430,963	405
1980-1989	21,953	775,709	3,083
1990-1999	18,695	660,617	1,092
Total	52,844	1,867,289	4,580

Fuente: YPFB

En la exportación al Brasil se tienen comprometidos 9 TCF, que corresponden a una exportación de 20 años. Los volúmenes y el importe efectivamente exportados al Brasil se muestran en el Cuadro 21.

Cuadro 21
Exportaciones de Gas Natural al Brasil

	Volumen	Importe
	MM pc	MM USD
ene-jun 2000	27,211.7	40.4
jul-dic 2000	47,012.6	79.5
ene-jun 2001	55,294.5	100.8
jul-dic 2001	74,649.5	125.1
ene-jun 2002	64,358.8	91.8
jul-dic 2002	68,861.6	114.2

Fuente: YPFB

Gracias a las inversiones realizadas y al descubrimiento de nuevos campos gasíferos, las exportaciones de gas natural, como se aprecia en el cuadro anterior, se han incrementado en casi de 300% entre 2000 y 2002. Se espera que la exportación de gas al Brasil alcance su máximo el año 2004 con 20 MMm3d.

Cabe señalar que, si bien las exportaciones al Brasil se han incrementado de manera importante, aun no se superaron los valores de exportación anuales que se registraron con la Argentina en los años 80`s (Cuadro 22).

Por otra parte, las exportaciones de petróleo que realiza Bolivia, conformadas básicamente de petróleo reconstituido y gas licuado de petróleo, fueron bastante irregulares a lo largo de los años (Cuadro 22). Sin embargo, se puede ver que en los últimos 10 años se han incrementado de manera significativa.

Cuadro 22
Exportación de Hidrocarburos
[millones de USD]

	Gas Natural	Petróleo
1980	220.9	24.3
1981	326.2	9.8
1982	381.6	16.8
1983	378.2	41.9
1984	375.9	13.1
1985	372.6	1.9
1986	328.7	3.9
1987	248.6	7.5
1988	214.9	4.0
1989	213.8	0.6
1990	225.3	1.4
1991	232.2	8.6
1992	122.8	10.8
1993	90.2	12.6
1994	91.6	15.1
1995	92.4	60.2
1996	94.5	40.8
1997	69.9	37.1
1998	55.5	41.2
1999	35.5	38.2
2000	121.4	36.4
2001	239.3	64.2
2002	265.6	76.7

Fuente: INE

8 Evolución de Precios de Hidrocarburos

8.1 Precios de derivados de petróleo en el mercado interno

Antes de la reforma del sector de hidrocarburos (1997), los precios de los derivados en el mercado interno obedecían a factores sociales y de requerimiento del Tesoro, razón por la que no existía una metodología clara que establezca sus variaciones, sino que eran fijados de manera *ad hoc*. En esos años fue común el término del 'gasolinazo', que se generaba cada fin

de año con los objetivos de alejarse de los precios establecidos en los países vecinos, y de incrementar los ingresos del Tesoro General de la Nación. Como se observa en el gráfico 2, en el periodo 1987-1996 los precios de la gasolina y diesel registraron incrementos aproximados de 300% y el GLP de 350%.

Con la promulgación de la nueva Ley de Hidrocarburos, se incluye en el cálculo de precios de estos productos el precio internacional de referencia para cada producto como base de cálculo de los mismos en el mercado interno¹⁴.

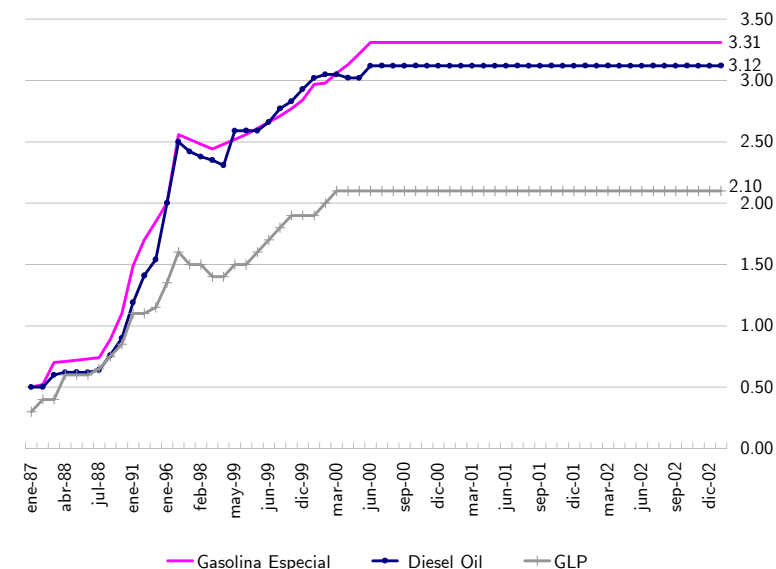
Como se observa en el gráfico 2, este mecanismo incrementó el precio de estos carburantes en el periodo entre 1997 y julio de 2000 en 66%, a consecuencia de la íntima relación entre los precios internos y el precio internacional, el mismo que registró fuertes incrementos por las políticas de restricción en la producción adoptadas por los países productores que conforman la OPEP. Para contrarrestar este efecto negativo en el precio final de los carburantes en el mercado interno, se decretó como solución temporal el congelamiento de los precios de la gasolina especial en 3.31 Bs por litro, diesel oil en 3.12 Bs por litro y GLP en 2.1 Bs por kilo, por el lapso de un año a partir de julio de 2000.

Para el efecto, el Gobierno firmó un contrato con las empresas productoras y la principal refinería en el país (EBR) en el que creó una cuenta de estabilización, en la cual se acreditaba a favor de la refinería la diferencia entre el precio real y el congelado, cuando esta diferencia era positiva, y se acreditaba la diferencia a favor del Estado si ésta era negativa. El objetivo de esta cuenta era que al final del periodo del contrato tanto las ganancias como las pérdidas de uno u otro se podrían anular de manera que el saldo sea cero. Sin embargo, el incremento de los precios fue mayor a las reducciones, generándose finalmente una cuenta a favor de los Productores y la Refinería de USD 18.4 millones.

Una vez finalizado este contrato, el gobierno decidió continuar con la política de congelamiento de precios de los principales carburantes consumidos en el país, debido a que el país atravesaba una situación de recesión económica y un incremento en el precio de los carburantes podía agravarla y aumentar la presión social de las clases pobres. Por tanto, se decretó que los precios se mantendrían congelados en los mismos niveles anteriores y que las diferencias entre el precio real y congelado serían absorbidas por el impuesto especial a los hidrocarburos y sus derivados (IEHD).

¹⁴ Para mayor referencia ver Capítulo I, determinación de precios de hidrocarburos.

Gráfico 2
Evolución de precios de refinados
[Bs por litro]



Fuente: Superintendencia de Hidrocarburos

La política de congelamiento de precios continúa en vigencia. La constante subida de los precios internacionales de referencia en los últimos años ha reducido fuertemente las recaudaciones del IEHD, y en el último tiempo ha requerido eliminar el margen de ganancia de las refinerías.

8.2 Precio de gas natural en el mercado interno y externo

Como se observa en el siguiente gráfico 3, los precios del gas natural en el mercado interno son en promedio superiores a los precios establecidos para el mercado externo. La razón se debe a que las tarifas de transporte del mercado interno son superiores a las del mercado externo (Cuadro 23).

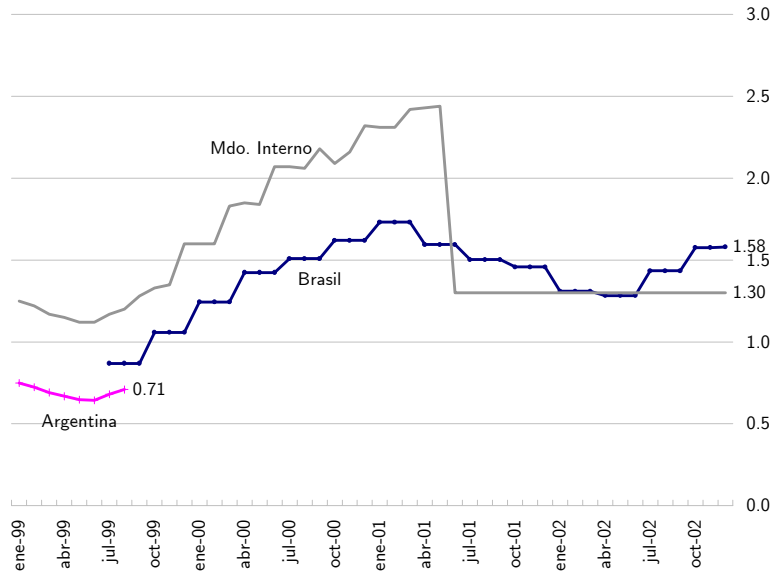
Cuadro 23
Tarifas de Transportes de Hidrocarburos por Ductos

Ductos	Tarifa (USD/Mpc)
Gasoductos de exportación al Brasil	0.24
Gasoductos del mercado Interno	0.32
Gasoductos de exportación a la Argentina	0.18

Fuente: VMH

Asimismo, como se observa en el gráfico 3, los precios iniciales de exportación al Brasil se acordaron en niveles superiores a los de exportación a la Argentina.

Gráfico 3
Precios de Venta del Gas Natural
[USD por M pc]



Fuente: Superintendencia de Hidrocarburos

Desde julio de 1999 a diciembre del 2002, los precios del gas natural de exportación se han incrementado en aprox. 80%. Este incremento se debe por un lado al alza de los precios internacionales y al incremento en el precio base acordado para el periodo jul.1999–mar.2001 en el contrato con el Brasil. En el Cuadro 24, se muestra el listado de precios unitarios por MMBTU (Millar de unidades térmicas) tanto considerando la tarifa de transporte como el precio del gas natural únicamente.

Cuadro 24
Precios de Exportación de Gas Natural al Brasil
[USD por M pc]

	Precio Río Grande	Tarifa Transporte	Precio en Frontera
III.1999	0.87	0.31	1.18
IV:1999	1.06	0.31	1.37
I.2000	1.24	0.31	1.56
II.2000	1.42	0.31	1.74
III.2000	1.51	0.31	1.82
IV:2000	1.62	0.31	1.93
I.2001	1.73	0.31	2.04
II.2001	1.60	0.31	1.91
III.2001	1.50	0.31	1.82
IV:2001	1.46	0.31	1.77
I.2002	1.31	0.37	1.68
II.2002	1.28	0.37	1.65
III.2002	1.43	0.37	1.80
IV:2002	1.58	0.37	1.94

Fuente: YPFB

A diferencia del contrato con la Argentina en el cual se negociaban precios fijos por un determinado periodo de tiempo, en el caso de la exportación de gas natural al Brasil la estimación de precios además de utilizar un precio base, esta vinculada a una canasta de precios de referencia. Sin embargo, Brasil ha manifestado su interés de hacer enmiendas al contrato, aspecto que será tratado en las próximas reuniones de ambos países sobre el tema.

8.3 Precio internacional del petróleo

Como se observa en el gráfico 4, los precios internacionales de petróleo registran grandes variaciones, que se deben en gran parte a los cambios en los niveles de producción de los países miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y de los otros grandes productores que han surgido en la última década (Rusia, China, Estados Unidos, y algunos países del África sub-Sahara).

Entre los años 1998 y 2000 el precio de este carburante se incrementó en aprox. 150%, ocasionando graves problemas en las economías de los países importadores. Por ello, en marzo de 2000 los países miembros de la OPEP acordaron establecer de manera informal una banda

de precios bajo la cual regularían su producción de manera que el precio fluctúe entre 28 y 22 USD por barril. Sin embargo, en los hechos, esta medida fue aplicada sólo una vez en octubre de 2000, cuando los países miembros incrementaron sus cuotas de producción en 500,000 barriles por día.

Gráfico 4
 Precio internacional del petróleo*
 [USD por Bbl]



Fuente: Departamento de Energía, Estados Unidos
 [*]: precio spot, FOB, del petróleo WTI 38 API.

Los precios internacionales del petróleo han mostrado mayor volatilidad en 2002 y principios de 2003, debido en gran parte a la incertidumbre que se vive por problemas geopolíticos en el mundo, en particular, por el conflicto bélico en Irak.

9 Encadenamiento Intra-sectorial

El sector de hidrocarburos es uno de los sectores que más interrelaciones tiene con los demás sectores económicos al procesar derivados como la gasolina, diesel y gas licuado de petróleo, que se constituyen entre los insumos mas utilizados en otros sectores de la actividad económica.

Como se observa en el Cuadro 25, el sector que más demanda gasolina es el sector de los transportes en el cual se incluye el transporte terrestre, fluvial y aéreo, siendo el mayor el primero. Este sector consume cerca del 98% del total demandado. La demanda de este producto creció hasta 1998, sin embargo, a partir de entonces comienza a disminuir en todos los sectores a consecuencia de la recesión económica que enfrenta el país.

Cuadro 25

Demanda de Gasolinas por Sector

[m3]

	Transporte	Electricidad	Construcción	Agropecuario	Minería	Industria	Otros	Total
1990	486,683	169	5,388	849	2,533	4,299	473	500,394
1991	488,566	170	5,408	852	2,543	4,316	475	502,330
1992	475,178	165	5,260	829	2,473	4,192	462	488,559
1993	475,876	381	4,587	1,042	1,675	5,137	287	488,985
1994	493,145	397	4,785	1,087	1,747	5,358	3,566	510,085
1995	525,962	424	5,103	1,159	1,863	5,715	3,803	544,029
1996	560,981	452	5,443	1,236	1,987	6,095	4,056	580,250
1997	607,854	490	5,898	1,339	2,153	6,605	4,395	628,734
1998	631,423	509	6,126	1,391	2,237	6,860	4,566	653,112
1999	628,439	400	4,169	866	996	4,355	1,937	641,162
2000	571,507	363	3,785	876	904	3,954	771	582,160

Fuente: YPFB

Por otra parte, el sector que más demanda diesel oil, es el sector de transporte pesado, que agrupa camiones, volquetas, etc. Este sector demanda cerca del 92% del total, seguido del sector eléctrico, agropecuario, construcción y minería (Cuadro 26).

Cuadro 26

Demanda de Diesel Oil por Sector

[m3]

	Transporte	Electricidad	Construcción	Agropecuario	Minería	Industria	Otros	Total
1990	281,496	43,853	23,896	8,598	12,137	14,685	3,953	388,618
1991	266,517	19,180	22,303	20,631	12,446	19,715	59	360,851
1992	308,846	43,189	34,513	29,524	7,309	17,082	-	440,463
1993	325,279	13,920	10,842	3,003	5,478	12,444	-	370,966
1994	387,711	16,778	13,068	3,619	6,603	15,000	4,365	447,144
1995	431,196	18,660	14,534	4,025	7,344	16,682	4,855	497,296
1996	486,947	18,252	16,413	4,545	8,293	18,839	5,482	558,771
1997	391,007	14,656	13,179	3,650	6,659	15,127	4,402	448,680
1998	395,026	24,702	13,314	19,494	6,728	15,283	3,447	477,994
1999	431,629	26,004	14,548	21,652	7,351	16,699	4,402	522,285
2000	375,798	10,601	5,155	6,602	4,637	3,804	375	406,972

Fuente: YPFB

Finalmente, el sector que más demanda GLP lo constituye el sector domiciliario y comercial quienes consumen el 98% del total, seguido del sector industrial con 1.5% (Cuadro 27).

Cuadro 27
Demanda de GLP por Sector
[m3]

	Transporte	Dom. y Comercial	Agropecuario	Minería	Industria	Otros	Total
1990	20	311,100	882	2,087	5,836	1,094	321,019
1991	21	321,978	913	2,160	6,040	1,132	332,244
1992	22	339,683	963	2,279	6,372	1,194	350,513
1993	35	362,606	137	704	4,955	1,385	369,821
1994	38	392,201	148	762	5,360	1,499	400,007
1995	41	424,487	160	825	5,801	1,622	432,936
1996	43	449,951	169	874	6,149	1,719	458,906

Fuente: YPFB

CAPÍTULO III

10 Balance y Perspectivas

La actividad hidrocarburífera en el país se encuentra actualmente centrada en el negocio del gas, particularmente en lo concerniente a la exportación de este energético y a constituir al país como el núcleo energético en el Cono Sur.

En este sentido, la búsqueda de mercados para vender este recurso abundante en Bolivia, es el estímulo de mediano y largo plazo para desarrollar el sector.

Si bien el exportar gas natural al Brasil y en su momento a la Argentina aumentaron las recaudaciones del Estado, se tiene que tomar conciencia sobre el carácter no renovable de este energético. La mejor manera de explotar este energético es generando valor agregado, instalando plantas en el país de conversión de gas a líquidos, petroquímicas, termoeléctricas, etc.

El caso de exportación de energía eléctrica por ejemplo, es fundamental, ya que las plantas termoeléctricas que se instalen en Bolivia generarían inversión, empleo y recursos al Estado por concepto de impuestos. En este mismo sentido, otro proyecto importante y que está actualmente en consideración del Ministerio de Minería e Hidrocarburos es el de conversión de gas natural a combustibles líquidos (GTL).

Mediante este proyecto se instalaría una planta de transformación de gas natural a otro tipo de energéticos líquidos, como por ejemplo diesel oil o gasolina. El monto de inversión de esta planta es considerable, dependiendo de la capacidad con la que se la programe, podría ascender hasta USD 1,000 millones y demandar mas de 30,000 bpd (la programación inicial de esta planta alcanza a 10,000 barriles por día con una inversión de USD 420 millones). Con un proyecto de este tipo se cubriría el déficit nacional de diesel y se podría incluso exportar este energético a Chile, por ejemplo, que tienen una demanda promedio de diesel de 390,000 barriles al día, la cual no es satisfecha internamente.

Otros proyectos son el Gas Natural Licuado (GNL) y la planta petroquímica. En el caso del GNL, para su instalación se requieren entre 300 y 1,300 millones de dólares que permitirían una producción entre 10 mil y 50 mil bpd. La instalación de éstas plantas requeriría entre 3 a 4 años. Este proyecto supone un proceso de compresión de gas mediante refrigeración que convierte el gas a líquido para poder trasladarlo en contenedores que sean transportados en barcos hasta el destino final. La idea de este proyecto es la de construir un gasoducto a Chile o Perú, donde se espera se instale una planta de licuefacción y luego, trasladar el gas convertido a líquido hasta México donde se instalará otra planta que lo convertirá nuevamente en gas, para finalmente ser transportado a través de ductos a California en los Estados Unidos.

El proyecto de una planta petroquímica consiste en extraer etano del gas natural, para producir luego etileno. La idea es que un una primera fase de industrialización, y una vez producido el etileno, éste sea transportado hasta Corumbá-Brasil, donde se encuentran las plantas de polimerización donde se producen, entre otros, plásticos. Sin embargo, en el futuro se espera que las plantas de polimerización se instalen en Bolivia.

Respecto a las exportaciones de gas natural al Brasil se tienen perspectivas inciertas. Este país ha atravesado por etapas de recesión económica e incertidumbre política que hicieron que sus importaciones de gas se encarecieran fuertemente por la depreciación de su moneda, lo cual, sumado a una nueva política del gobierno brasileño para reorientar su matriz energética hacia el uso de hidroeléctricas que replacen a las termoeléctricas existentes, ha disminuido la demanda por el gas natural boliviano en dicho país. La empresas estatales involucradas en el negocio de exportación de gas (YPFB y Petrobras) se encuentran en el proceso negociaciones para revisar el contrato original de exportación, y reducir así los volúmenes acordados de venta y el porcentaje de compra obligado que tiene el Brasil ('Take or Pay').

Con relación al desarrollo del mercado interno, cabe señalar que aún quedan temas muy importantes por definir, como la expansión en el uso de redes de gas domiciliarias, que deberá realizarse dentro de una estrategia que incentive al inversionista a expandir físicamente las redes y estimule a la población al consumo de este carburante. Esta medida contribuirá a su vez el disminuir el subsidio del GLP que otorga el Estado a medida que la población cambie su consumo de GLP por gas natural.

Otro tema importante es el del análisis de la cadena de determinación de precios. Los mecanismos utilizados para el congelamiento de precios de los principales carburantes han tenido claros beneficios en términos de evitar que los costos de producción y de insumos esenciales en la economía aumenten, pero lo han logrado a un costo fiscal elevado e introduciendo dificultades para realizar la planificación de ingresos y de necesidades de gasto fiscales. En este sentido, es necesario re-evaluarlos y proponer alternativas para mantener la política de precios estables para los principales carburantes, pero tratando de que el costo fiscal de estas medidas sea menor.

Con relación a la normativa legal que ha acompañado el desarrollo del sector, se considera que en general esta ha sido buena dado que ha permitido la gran transformación en estructura (capitalización y privatización) que se dio en el sector. Sin embargo se considera importante realizar una revisión a fondo tanto de la Ley de Hidrocarburos como de sus decretos reglamentarios, para darle un nuevo empuje al sector ubicado ahora en un país excedente de reservas gasíferas.

Finalmente, dentro de otros temas que deberán ser analizados e implementados en lo futuro, se encuentran los siguientes:

- Definición de la Estrategia y el Reglamento para la Distribución de Gas Natural por Redes.
- Establecimiento de un mecanismo de fijación de precios de gas natural para la generación termoeléctrica.
- Estudio de la cadena de precios de derivados de petróleo
- Reglamento para la Construcción y Operación de plantas de transformación de gas natural a hidrocarburos líquidos.
- Análisis sobre la liberación de precios de los carburantes

11 Bibliografía

- [1] Dupleich, Luis y Mauricio Garrón, 2001, *El negocio del Gas en Bolivia*, Documento de Trabajo Analítico 565, UDAPE, marzo.
- [2] López, Pablo y Pablo Selaya, 2003, *Informe sobre Proyectos de Inversión en el Sector Hidrocarburos*, Ayuda Memoria UDAPE, febrero.
- [3] Selaya, Pablo, 2003, *Sistemas de Estabilización Eficientes para los Precios de los Principales Carburantes*, Documento de Trabajo UDAPE, marzo.
- [4] Selaya, Pablo, 2002, *Ingresos Fiscales por Producción y Comercialización de Hidrocarburos en Bolivia*, Documento de Trabajo UDAPE, diciembre.
- [5] Superintendencia de Hidrocarburos, *Boletines Informativos*, varios números.
- [6] Superintendencia de Hidrocarburos, *Anuarios Estadísticos*, 1998 y 1999.
- [7] Viceministerio de Hidrocarburos, *Boletines Informativos*, varios números.
- [8] Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, *Anuarios y boletines estadísticos*, varios números.



Anexo 1

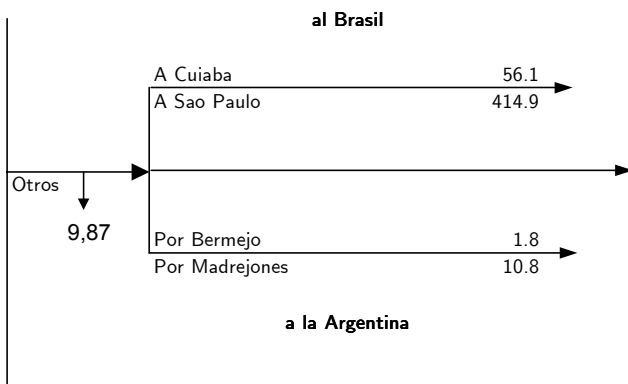
Flujo de Gas Natural
Promedio 2002
[MMpcd]

INYECCIÓN DE CAMPOS

ANDINA	157.9
CHACO	97.0
GTB	
JV. Chaco/Andina	
MAXUS	8.2
PEREZ COMPANC	30.2
PETROBRAS	172.3
PLUSPETROL	13.7
SOPETROL	
BTG	114.8
TRANSREDES	
VINTAGE	21.5

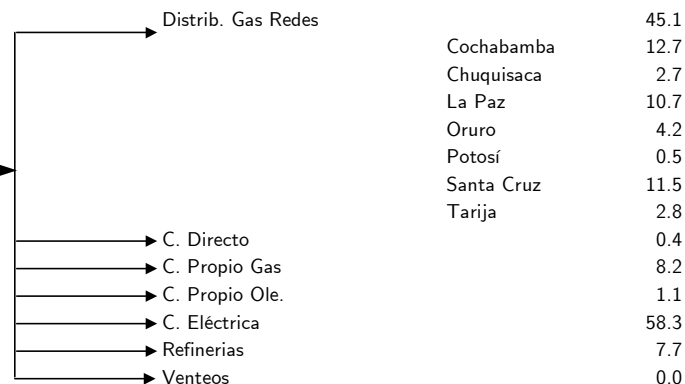
INYECCIÓN TOTAL 615.6

EXPORTACIÓN



EXPORTACIÓN TOTAL 483.5

MERCADO INTERNO

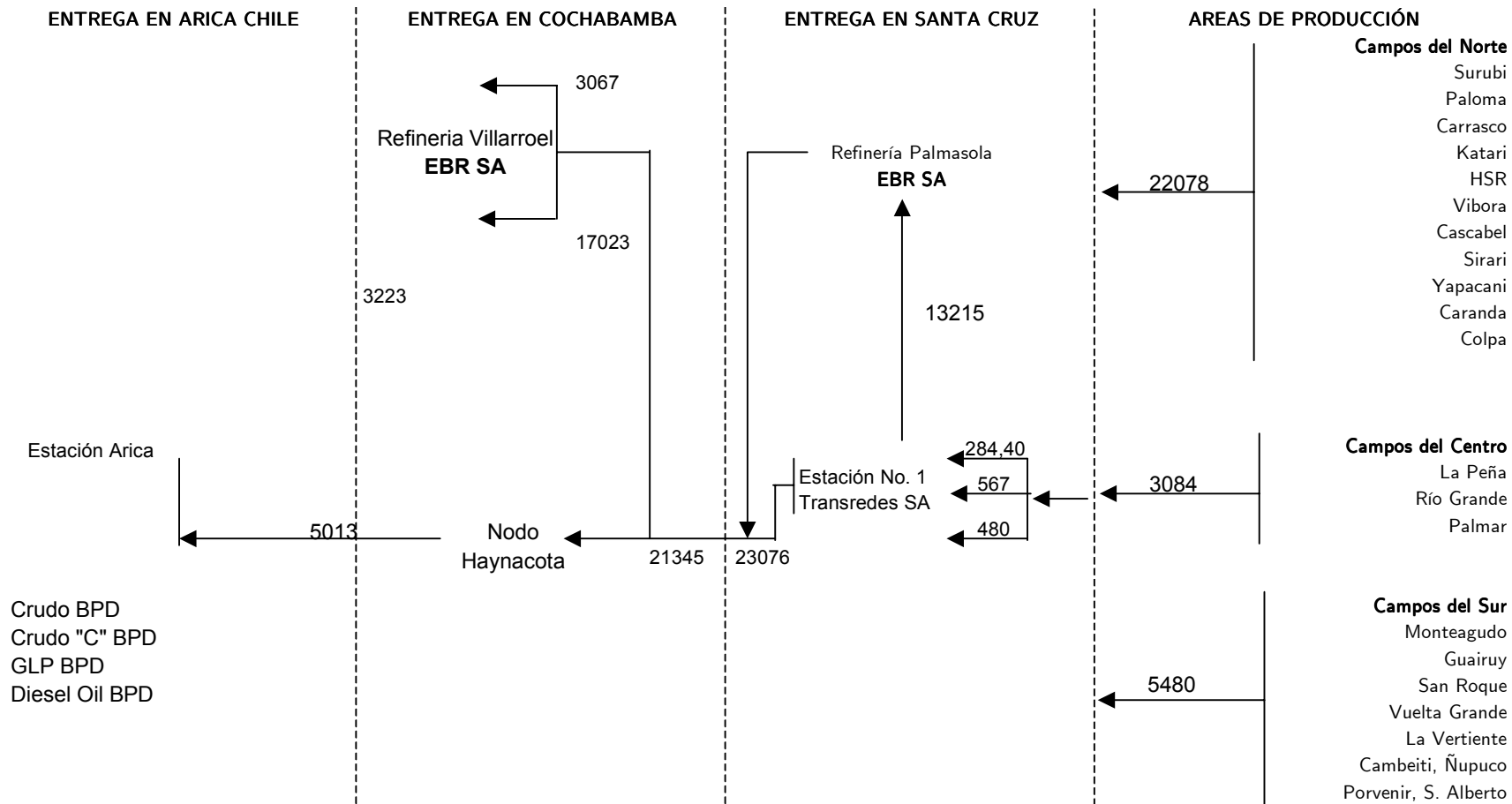


CONSUMO INTERNO 120.7

Fuente: Superintendencia de Hidrocarburos



Anexo 2
 Flujo de Petróleo
 Promedio 2002
 [bpd]



Fuente: Superintendencia de Hidrocarburos