

EL NEGOCIO DEL GAS NATURAL Y LOS IMPACTOS ESPERADOS EN BOLIVIA

Mauricio Garrón Bozo (*)

RESUMEN

El presente documento realiza un análisis del negocio del Gas Natural en Bolivia y de sus posibles impactos en las recaudaciones, exportaciones y el Producto Interno Bruto. Las principales conclusiones sugieren que, el sector de hidrocarburos se perfila como uno de los pilares para el crecimiento de la economía llegando a contribuir con 1,5 puntos porcentuales al crecimiento del PIB hacia el año 2007 y, si se concretan nuevos proyectos energéticos, la contribución podría alcanzar a casi 2,5 puntos porcentuales. De la retrospectiva realizada del negocio del gas en Bolivia, se concluye que la normativa que acompañó al sector fue buena; sin embargo, se ve la necesidad de que ésta se actualice y considere ahora la nueva situación de Bolivia como país excedente de reservas para otorgarles un mejor aprovechamiento impulsando el desarrollo de nuevos proyectos y nuevos mercados. Asimismo, si bien la política de mediano y largo plazo hasta el momento habría sido enfocada a la exportación de este energético, se hace necesario desarrollar políticas que incentiven el uso doméstico del gas, en vista de las abundantes reservas y su bajo costo con relación a otros energéticos.

Clasificación JEL: L11, L16, L52, D92.

Keywords: Hidrocarburos, gas natural, producción, crecimiento, exportaciones, inversión, recaudaciones.

(*) El presente documento, en su primera parte, contó en un inicio con la participación de Luis Dupleich. Asimismo, se agradece la colaboración, los comentarios y sugerencias recibidos del personal de UDAPE. Las opiniones vertidas en este documento no representan necesariamente las de la institución.

INDICE

1. Introducción	3
2. Marco normativo	4
3. Evolución de las reservas de gas natural en Bolivia	6
4. La venta de gas natural a la Argentina	8
5. La venta de gas natural al Brasil	9
5.1. Determinación de Precios de Exportación al Brasil	12
6. Regalías por producción de gas natural y petróleo	14
6. Nuevos proyectos energéticos	15
6.1. Proyecto de Gas Natural Licuado (LNG, en Inglés).....	15
6.2. Industrialización del Gas Natural Convertido a Líquido (GTL, en Inglés).	16
6.3. Proyecto Complejo Petroquímico.....	17
6.4 Planta Termoeléctrica San Marcos en Puerto Suárez	17
7. Impactos de la producción hidrocarburífera en la economía.....	17
7.1 El escenario base.....	18
7.1.1. Resultados obtenidos	19
7.1.2. Impactos esperados	20
7.2 El escenario alternativo.....	21
7.2.1. Resultados obtenidos	21
7.2.2. Impactos esperados	21
8. Conclusiones y recomendaciones	22
8. Bibliografía.....	24
ANEXOS.....	25

1. Introducción

El gas natural es un energético que en la última década ha adquirido una importancia creciente en el mundo debido principalmente al incremento en la demanda por energías denominadas limpias, las abundantes reservas de gas descubiertas, la expansión de las redes de distribución y el avance de la tecnología.

Así, entre 1990 y 2001, la demanda en Estados Unidos de Norte América (EEUU) se ha incrementado en aproximadamente 20% pasando de un consumo anual de 18 trillones de pies cúbicos (TCF, en Inglés) a 22 TCF (de las cuales actualmente produce 19 TCF e importa 3 TCF principalmente de Canadá). En los países de Europa la demanda se incrementó en 36% pasando de 11 TCF a 15 TCF, siendo los mayores consumidores de gas Alemania (3 TCF), Reino Unido (3,3 TCF), Italia (2,4 TCF), Holanda (1,7 TCF) y Francia (1,4 TCF). A su vez, cabe señalar que casi toda la producción de Europa es para el consumo interno, los principales productores de gas natural son Reino Unido, Holanda y Noruega y los mayores exportadores a ese mercado son Rusia y Argelia¹.

En el Asia, la demanda se incrementó en 72% pasando de un consumo anual de 5,9 TCF a 10,2 TCF, siendo el mayor consumidor Japón (2,7 TCF) seguido de Indonesia (1 TCF), China (0,95 TCF) y Pakistán (0,856 TCF). Los mayores exportadores a ese continente son Qatar, Indonesia, Argelia y Malasia.

En los países del Medio Oriente la demanda se incrementó en 83%, pasando de un consumo anual de 3,6 TCF a 6,6 TCF. Los mayores consumidores son Irán (2,2 TCF), Arabia Saudí (1,7 TCF) y los Emiratos Árabes Unidos (0,97 TCF). Los principales exportadores a este mercado son Qatar y los Emiratos Árabes Unidos.

Por su parte, la demanda en Centro y Sud-América se incrementó en 80% pasando de 2 TCF en 1990 a 3,6 TCF en 2001. Los mayores consumidores de la región son Argentina (1,17 TCF), seguido de Venezuela (0,96 TCF), Trinidad y Tobago (0,35 TCF) y Brasil (0,33 TCF)². Los mayores exportadores en el cono sur son Argentina, Bolivia, Venezuela y Trinidad y Tobago en América Central.

Como se mencionó anteriormente, los incrementos en la demanda por gas natural han sido impulsados, entre otros, por el creciente descubrimiento de reservas de gas natural. Al respecto cabe señalar que las mayores reservas de gas en el mundo se concentran en Rusia con aproximadamente 1,680 TCF, seguido Irán (812 TCF), Qatar (509 TCF), Arabia Saudí (219 TCF), Emiratos Árabes Unidos (212 TCF), Argelia (160 TCF), Venezuela (148 TCF), Nigeria (124 TCF), Iraq (110 TCF), etc³.

De acuerdo a las estimaciones realizadas por la Energy Information Administration (EIA) del gobierno de los Estados Unidos de América, se espera que la demanda anual por gas natural en el mundo pase de 84 TCF, que se demandan actualmente, a 162 TCF el año 2020. En este sentido, en los siguientes 20 años la demanda en Norte América se incrementaría anualmente en 2,1%, los países Europeos en 3%, los asiáticos en 1,9% y los países en desarrollo en 5,3%. Asimismo, las mayores importaciones para abastecer estas demandas serían de USA con un incremento anual de 5,9% y de los países en desarrollo (especialmente América del Sur) con un crecimiento anual de 7,4%.

¹ Algunos países Europeos dependen exclusivamente de la importación de gas de Rusia para abastecer su demanda interna. De igual manera, las exportaciones rusas de gas natural son en su mayoría a este mercado.

² Bolivia posee un consumo anual de aproximadamente 0,05 TCF.

³ Bolivia con sus 52,29 TCF, se encuentra en el puesto 18 de los países con mayores reservas de gas natural en el mundo, luego de Canadá que posee 60 TCF y encima de Kuwait que posee 52 TCF.

Bajo este contexto, Bolivia se constituye en un país estratégico por su alto nivel de reservas gasíferas aún no comprometidas, su situación geográfica dentro de América del Sur y la creciente demanda mundial por este energético, especialmente de Norteamérica. Por tanto, reviste particular interés consolidar este negocio como prioridad estratégica nacional.

El presente documento realiza, en una primera instancia, un análisis del marco normativo que acompañó al proceso de consolidación de este negocio desde la etapa de exploración hasta su venta y recapitula la evolución de las reservas certificadas de gas natural en Bolivia, identificando las potencialidades que se tienen en cuanto a reservas probadas y probables.

Posteriormente, resume el proceso de exportación de gas a la Argentina y al Brasil. Para este cometido, se presentan los volúmenes exportados y el cálculo de precios, con un mayor énfasis en la exportación de gas al Brasil.

Se presentan luego, los proyectos energéticos posibles de desarrollar en pro de un mayor aprovechamiento de las reservas con las que cuenta el país y de incremento del valor agregado de las mismas.

A continuación se realiza un análisis del probable impacto que el sector de hidrocarburos podría tener en la economía en los próximos 15 años, en el crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB), en las exportaciones y en los ingresos fiscales, considerando dos escenarios (Base y Alternativo).

Finalmente, se presentan las conclusiones con algunas recomendaciones de política para el corto y mediano plazo.

2. Marco normativo

Dentro del marco normativo que acompaña el crecimiento del sector de hidrocarburos en general y el negocio del gas natural en particular, se pueden distinguir tres reformas legales fundamentales: La Ley de Corredores de Exportación, la Ley de Hidrocarburos y los Decretos Supremos que reglamentan el funcionamiento del sector en Bolivia.

La Ley de Corredores de Exportación de Energía, Hidrocarburos y Telecomunicaciones (Ley No.1961 de 23 de marzo de 1999), estimula las inversiones en estos sectores estableciendo once corredores de exportación. Estos corredores de exportación priorizan regionalmente canales de exportación con países limítrofes en los cuales el sector privado podrá ejecutar inversiones en proyectos consistentes con las políticas sectoriales del país.

Específicamente, mediante esta Ley se autoriza a personas extranjeras individuales o colectivas que constituyan empresas con capital extranjero o mixto, obtener y poseer mediante concesión, extensiones de suelo necesarias dentro de los 50 kilómetros de las fronteras nacionales, para ejecutar proyectos de generación, transmisión y distribución de electricidad, construcción y operación de ductos y telecomunicaciones con el objetivo de que Bolivia se convierta en el núcleo energético del Cono Sur.

La Ley de Hidrocarburos se constituye en el marco normativo bajo el cual el negocio de los hidrocarburos se consolida en Bolivia. A partir de esta normativa, se establecen las sociedades de riesgo compartido para las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. Estas sociedades de riesgo compartido podrán ser realizadas entre cualquier persona privada, nacional o extranjera y YPFB a nombre del Estado, como propietario inalienable de los recursos naturales en el país. Esta Ley sentó las bases

para que se desarrollen dos procesos que impulsaron las inversiones en este sector: la capitalización tanto de actividades de exploración, explotación y transporte de hidrocarburos y, posteriormente, la privatización de la refinación y comercialización de productos derivados.

Operativamente, las regiones que serán objeto de las licitaciones de áreas para exploración y explotación que efectuará YPF se dividen en parcelas. Para cada parcela de adjudicación se tendrá en consideración las Unidades Técnicas de Trabajo (UTE)⁴ obligatorias para el período de exploración, en adición a los requerimientos mínimos de inversión que se prevé para cada región en licitación; el pago de un bono a la firma del contrato a favor del TGN, el pago de una participación en las utilidades después de impuestos y el pago de regalías que su porcentaje dependerá si el pozo fue descubierto antes o después de la promulgación de la mencionada Ley. Así, los pozos existentes o descubiertos con anterioridad a la promulgación de la Ley tributan el 50% del valor de producción y los nuevos el 18% (cuadro 1). Estos contratos no podrán exceder un plazo de cuarenta años de adjudicación. El objetivo de diferenciar entre campos existentes y nuevos, fue el de promocionar las inversiones en exploración y explotación de nuevos pozos.

Cuadro No. 1 Pago de Regalías y participaciones

Regalías Campos Existentes	Regalías Campos Nuevos
<input type="checkbox"/> 11% Regalía Departamental	<input type="checkbox"/> 11% Regalía Departamental
<input type="checkbox"/> 1% Departamental complementaria	<input type="checkbox"/> 1% Departamental Complementaria
<input type="checkbox"/> 6% YPFB	<input type="checkbox"/> 6% YPFB
<input type="checkbox"/> 13% Nacional Complementaria	
<input type="checkbox"/> 19% Nacional	
<input type="checkbox"/> 50% Total	18% Total

Por otra parte, también se aprobaron reglamentos específicos tanto relacionados con la comercialización de este producto (El Reglamento de Comercialización de Gas Natural), como al transporte (Reglamento de Transporte). Ambos Reglamentos son parte de la Ley de Hidrocarburos (aprobados mediante D.S.24399 y D.S.24398) y sirven para el esclarecimiento de temas relacionados a este negocio.

El Reglamento de Transporte establece que el transporte de hidrocarburos y derivados se rige por el principio de libre acceso; es decir, que toda persona tiene el derecho de cargar gas en los ductos en la medida en que exista capacidad disponible en el mismo y que la Superintendencia de Hidrocarburos lo autorice.

El plazo de concesiones para la actividad del transporte de hidrocarburos por ductos no deberá exceder de 40 años. Para acceder a esta concesión, la empresa proponente deberá demostrar la capacidad técnica, administrativa y financiera, la disponibilidad de fuentes de abastecimiento, efectos del proyecto propuesto en los ductos existentes y los términos y condiciones para el servicio, incluyendo tarifas.

⁴ La Unidad Técnica de Trabajo (UTE) es aquella unidad que determina el monto de inversión requerido en determinadas actividades tanto de la exploración como de explotación.

Por su parte, el Reglamento de Comercialización de Gas Natural crea lo que se denomina el Comité Agregador, constituido por YPFB y productores de gas natural. Este Comité tiene entre otras funciones, la de nominar los volúmenes efectivos que serán bombeados de acuerdo a cada contrato y la participación de las empresas productoras. De la misma manera, establece la modalidad de los reportes de reservas probadas en el territorio nacional.

En cuanto a la administración de reservas de hidrocarburos, se indican en este Reglamento los derechos y obligaciones de los productores de gas natural, relacionados con el Comité Agregador, la modalidad bajo la cual se ponen en vigencia los contratos de los productores y los métodos de asignación de volúmenes para la explotación y exportación de gas.

Asimismo, es importante señalar que la devolución impositiva del IVA para las exportaciones fue reglamentada a partir del D.S.25504 del 3 de septiembre de 1999. Esta metodología establece un porcentaje máximo de devolución igual al 13% del 49% del valor FOB de exportación, en base a la estimación de los costos de producción del gas natural relacionados con el valor de las exportaciones efectivas de este producto.

Cabe señalar, también, que la Ley 1731 introdujo un impuesto del 25% a las utilidades extraordinarias (SURTAX) obtenidas por empresas dedicadas a las actividades extractivas de recursos naturales no renovables, norma que fue reglamentada mediante DS 24764 a las actividades de extracción y explotación de hidrocarburos. A través de esta norma, se pretende gravar a aquellas empresas dedicadas a la extracción y explotación de hidrocarburos que hubiesen obtenido utilidades extraordinarias. De manera operativa, para la determinación de la utilidad imponible, cada empresa podrá deducir el 45% del valor de la producción en boca de pozo por cada campo hidrocarburífero con un límite anual de Bs. 250 millones por cada operación extractiva que será actualizado, anualmente, por el tipo de cambio y el índice de inflación.

3. Evolución de las reservas de gas natural en Bolivia

Las reservas de gas natural se clasifican en reservas probadas, probables y posibles. Sin embargo, la contabilización de las reservas con las que efectivamente se cuenta se la realiza tomando en cuenta las reservas probadas y probables (conocidas como reservas certificadas).

Para el año 1997 las reservas certificadas eran de 5.69 TCF incrementándose este número a 6.62 TCF en 1998 y hasta 8.58 TCF en 1999. El año 2000 el incremento en reservas certificadas alcanzó a 32.2 TCF, en el año 2001 a 46.83 TCF y en 2002 a 52.29 TCF (cuadro 2).

Cuadro 2. Reservas de Gas Natural (Trillones de pies cúbicos)						
	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Probadas	3,75	4,16	5,28	18,31	23,84	27,36
Probables	1,94	2,46	3,3	13,9	22,99	24,93
Posibles	4,13	3,17	5,47	17,61	23,18	24,87
Total	9,82	9,79	14,05	49,82	70,01	77,16

Fuente. YPFB.

A partir de la promulgación de la nueva Ley de hidrocarburos se incentivó tanto la exploración como la explotación de hidrocarburos. Sin embargo, de cara al contrato de venta con el Brasil, la vocación gasífera del país quedó definida, ya que los volúmenes acordados en principio no eran abastecidos con las reservas certificadas en ese momento, por cuanto la necesidad de certificar mayores reservas fue evidente.

En este sentido, el Acuerdo de Complementación Energética firmado con Brasil en 1992, se constituyó en un importante incentivo para atraer inversión extranjera a Bolivia, país estratégicamente situado, para acceder a un mercado energético potencial como es el de Brasil.

Al momento de la capitalización de las unidades del upstream⁵ de YPF, denominadas luego empresa Chaco S.A. y empresa Andina S.A., éstas contaban con aproximadamente 2.95 TCF de reservas certificadas. Actualmente, éstas empresas tienen 15.15 TCF entre reservas probadas y probables lo cual representa un 28.9% del total de reservas y las otras empresas privadas poseen el restante 37.14 TCF de reservas. Por otra parte, las empresas capitalizadas poseen el 26% del total de reservas de petróleo y las privadas el 74% (cuadro 3).

Cuadro 3. Distribución de reservas probadas y probables por compañía (Al 01/01/2002)

Compañía	Reserva total de gas (TCF)	% del total	Reserva total de petróleo (MMBbl)	% del total
Andina SA	12.9808	24.8%	203.2173	21,87%
Total Exploration . Production Bolivia	7.3474	14.0%	104.7944	11,28%
Petrobras Bolivia SA	7.2087	13.8%	98.8547	10,64%
Maxus Bolivia Inc.	5.1137	9.8%	137.4857	14,80%
BG Exploration and production Ltd.	5.0326	9.6%	113.7887	12,25%
Mobil boliviana de petróleo Inc.	3.5335	6.8%	51.8688	5,58%
Arco de Bolivia Ltda.	3.3551	6.4%	75.8591	8,16%
BGBC	3.3101	6.3%	48.8314	5,26%
Chaco SA	2.1709	4.2%	41.8836	4,51%
Vintage Petroleum Ltd.	1.0115	1.9%	15.9406	1,72%
Pecom Energía S.A.	0.7632	1.5%	8.0009	0,86%
Pluspetrol, Bolivia Corporation	0.1638	0.3%	1.5310	0,16%
Panamerican Energy Bolivia S.A.	0.1525	0.3%	1.7635	0,19%
BHP Boliviana de Petróleos Inc.	0.0691	0.1%	23.2450	2,50%
Dong Wong Corporation Bolivia	0.0449	0.1%	0.8653	0,00%
Petrolex SA	0.0275	0.1%	0.6144	0,00%
Canadian Energy Enterprises	0.0052	0.0%	0.5604	0,00%
Monelco S.R.L.	0.0052	0.0%	0.0583	0,00%
Total	52.2956	100%	929.1628	100%

Fuente: Vicepresidencia de negociaciones internacionales y contratos, YPF.

⁵ Se denomina upstream a las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y downstream a la refinación, transporte y comercialización de los mismos.

4. La venta de gas natural a la Argentina

El primer contrato de venta de gas natural a la Argentina fue firmado en julio de 1968, iniciándose la exportación efectiva en mayo de 1972. Este contrato (incluidas las renovaciones) llegó hasta julio de 1999 (27 años y 7 meses).

El volumen total exportado a la Argentina alcanzó los 52 mil millones de metros cúbicos (equivalentes a 1.87 TCF), que representó \$us.4,580 millones (cuadro 4).

Cuadro 4. Volúmenes de venta a la Argentina

Volumen			
Años	Miles de metros cúbicos (MM3)	Trillones de Pies Cúbicos (TCF)	Valor en \$us
1972-1979	12.196.251	0,430	404.793.047
1980-1989	21.952.556	0,775	3.083.446.648
1990-1999	18.695.461	0,660	1.092.110.086
Total	52.844.268	1.866	4.580.349.781

Fuente: YPFB.

En una primera etapa el contrato de venta de gas natural con la Argentina fue suscrito a precio fijo (\$us.2.153 por millar de BTU). Posteriormente, la negociación de precios dio lugar a muchas renovaciones de contrato, hasta que en 1987 se estableció el precio de exportación en función a una fórmula que involucra una canasta de precios considerando el Fuel Oil New York, Mediterráneo y Róterdam, incluyendo la aplicación de un factor de ajuste a partir de octubre de 1987⁶.

Finalmente el 10 de marzo de 1997 se acordó entre ambos gobiernos incluir una cláusula al contrato renovado en 1994, en la cual se amplió la exportación de gas natural a la Argentina hasta abril de 1999. El vencimiento de esta ampliación estipulaba que el contrato podría ser nuevamente prorrogable por un año, o ser válido hasta que se inicie la exportación de gas natural al Brasil (por restricciones de volúmenes).

El volumen de esta nueva renovación alcanzaba a 6.1 millones de metros cúbicos al día (MM3D) con un take or pay del 81.97%⁷. Esta cláusula fue modificada posteriormente (cláusula de addendum 2) el 30 de noviembre de 1998, donde se amplió la vigencia del contrato de exportación hasta el 31 de julio de 1999, estableciéndose un volumen de exportación de 4.25 MM3D de noviembre de 1998 a marzo de 1999 y de 1,5 MM3D de abril a julio de 1999.

La exportación de gas natural a la República de Argentina concluyó el 31 de julio de 1999; sin embargo a partir de agosto de 1999, la empresa PLUSPETROL exporta gas natural a la Argentina a través del campo Bermejo, aunque los volúmenes exportados son sustancialmente menores a los exportados en años anteriores (0,2 MM3D). Asimismo, a partir de septiembre de 2001, se ha iniciado una nueva exportación a la Argentina a través del campo Madrejones con volúmenes que alcanzan los 0.4 MM3D y

⁶ YPFB.1999. Informe mensual de agosto de 1999. La Paz, Bolivia.

⁷ El Take or Pay se refiere a aquel volumen mínimo, según contrato, que el comprador está obligado a adquirir del productor, y consecuentemente, éste último tiene el derecho de exigir el pago, se efectúe la compra efectiva o no.

se estima que éstas alcancen a 1 MM3D el 2003. El total de exportaciones a la Argentina ha representado, en la gestión 2001, aproximadamente \$us 1 millón.

5. La venta de gas natural al Brasil

Entre 1974 y 1992 se efectuaron diversas negociaciones con la República Federativa del Brasil para acordar vender gas natural boliviano. Sin embargo, la consolidación del mercado brasileño para el gas boliviano fue lenta debido principalmente al tiempo que demandaba la instalación de plantas termoeléctricas en el vecino país, las cuales eran las que emplearían este energético.

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 ese año, se empezaron a plantear en el país nuevas alternativas de mercados para este producto.

En 1991 y de manera formal, se suscribió una Carta de Intenciones entre YPF y Petrobras (empresa petrolera estatal del Brasil) tomando la decisión de compra-venta de gas entre ambos países. En 1992 se tomó la decisión de construir un gasoducto y, en el mismo año, la compra de gas natural por parte de Brasil fue una política prioritaria.

En 1993 se firmó el Acuerdo de Integración y en 1996, se suscribieron los contratos de compra-venta 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 del gasoducto.

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).

El costo total de inversión del gasoducto alcanzó a aproximadamente \$us. 2,000 millones de los cuales \$us. 435 millones fueron invertidos en el tramo boliviano. La inversión que se efectuó en este gasoducto se detalla en el siguiente cuadro, 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).

Cuadro No. 5 Inversión en la Construcción del gasoducto Bolivia – Brasil

FUENTES	Mlls. de \$us.
Banco Mundial	310
Banco Interamericano de Desarrollo	240
Corporación 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 de Socios Brasileños	142
Total fuentes	2.037
USOS	
Gasoducto tramo Brasileño	1.600
Gasoducto tramo Boliviano	437
Total usos	2.037

Fuente: VMEH.

La exportación de gas natural al Brasil se inició el 1ero. de julio de 1999. Para el efecto, se programaron niveles de exportación de gas natural considerando la demanda efectiva de ese país. Los montos establecidos en el contrato se muestran en el cuadro 6.

Cuadro 6. Volúmenes contractuales de exportación de gas natural al Brasil

Año	Millones de metros cúbicos al día (MM3D)	Take or Pay (TOP)
1999	2.2	00%
2000	9.10	60%
2001	13.3	65%
2002 (*)	20.4 – 24.6	70%
2003 (*)	24.6 – 30.08	75%
2004 al 2019	30.08	80%

Fuente: VMEH. Contrato de exportación de gas natural al Brasil

(*) Los volúmenes acordados inicialmente en el contrato de compra-venta son los que se muestran a la izquierda y los renegociados en agosto de 2001 los de la derecha.

Como se observa en la tabla anterior los volúmenes programados de exportación de gas natural son ascendentes. Sin embargo cabe señalar que estos incrementos en la compra de gas se traducirán en un incremento similar en los volúmenes para el pago por regalías en la medida en que esta compra se traduzca en una producción efectiva, debido a que se podría dar el caso de que se pague por las cantidades antes mencionadas cumpliendo con los TOP acordados, sin que se demanden aún los volúmenes por condiciones de baja demanda. En este caso, no se cancelarían regalías

en ese momento por los volúmenes acordados en el TOP, debido a que las regalías se tributan sobre la producción real de gas natural⁸.

En la exportación del gas natural, YPFB tiene el papel de cargador y agregador en el ducto. 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 MM3D a lo largo de los 20 años. Posteriormente, se asignaron 2.7MM3D 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, bajo la misma modalidad anterior (cuadro 7).

Cuadro 7. Empresas y volúmenes de agregación para exportación de gas natural al Brasil

1era. Etapa	2da. Etapa	3era. Etapa
Andina Chaco Vintage Perez Companc Dong Wong Tesoro	Andina Chaco Vintage Maxus Perez Companc Dong Wong Tesoro	Maxus-Monteagudo Petrobras San Alberto Petrobras San Antonio
Monto asignado: 5.6 MM3D	Monto asignado 2.7 MM3D	Montos asignado: 21.78 MM3D .

Fuente: VMEH

De estas empresas, las mayores cargadoras del ducto son: ANDINA, CHACO, British Gas-Bolivia, VINTAGE, MAXUS, Perez Companc y PETROBRAS. Los volúmenes y el importe efectivamente exportados al Brasil por estas empresas se muestran en el cuadro 8.

⁸ Este caso se suscitó en la gestión 2002, donde los volúmenes producidos y exportados fueron menores a los esperados debido a que la empresa pagó por los volúmenes acordados en el TOP pero no demandó la entrega de los mismos por la caída en la demanda del vecino país.

Cuadro 8. Volúmenes y valor de las exportaciones de gas natural al Brasil

Mes	Volumen exportado (MM3)	Importe Miles \$us.
Julio-99	50.497	1.645
Agosto-99	56.776	1.859
Septiembre-99	57.169	1.888
Octubre-99	68.622	2.823
Noviembre-99	74.396	3.067
Diciembre-99	92.836	3.830
Enero-00	101.942	4.933
Febrero-00	118.705	5.817
Marzo-00	114.386	5.560
Abril-00	131.216	7.282
Mayo-00	127.845	7.087
Junio-00	176.454	9.745
Julio-00	226.848	13.364
Agosto-00	171.460	10.094
Septiembre-00	203.914	12.001
Octubre-00	228.387	14.500
Noviembre-00	213.209	13.496
Diciembre-00	210.750	13.318
Enero-01	203.904	13.596
Febrero-01	234.494	15.694
Marzo-01	263.862	17.724
Abril-01	242.724	15.052
Mayo-01	333.148	20.804
Junio-01	289.301	17.927
Julio-01	328.214	19.217
Agosto-01	360.015	21.660
Septiembre-01	323.587	19.098
Octubre-01	389.678	23.173
Noviembre-01	376.031	22.406
Diciembre-01	336.408	19.393

Fuente: YPF, Unidad de Negocios Internacionales y Contratos

Como se aprecia en el cuadro 8, las exportaciones de gas natural entre jul-99 y dic-01, se han incrementado en más de 500% y el valor acumulado de las exportaciones alcanzó a \$us 356,8 millones.

5.1. Determinación de Precios de Exportación al Brasil

A diferencia del contrato de exportación con la Argentina, en el cual de inicio se determinó un precio fijo, en la exportación de gas natural al Brasil la estimación del precio estuvo siempre vinculada a una canasta de referencia, aspecto por el cual, el valor de la exportación de gas natural es variable.

Para determinar el valor de los volúmenes exportados al Brasil se debe considerar el precio del gas en Río Grande (entrada del gasoducto) más la tarifa de transporte por el ducto. Para determinar el precio del gas natural en Río Grande se estableció una fórmula de precio en unidades de dólares estadounidenses por millón de BTU (British Thermal Unit) a ser calculado de manera trimestral.

La fórmula de determinación del precio es la siguiente:

$$PG = P(i) \left(0.5 \frac{F01}{F01o} + 0.25 \frac{F02}{F02o} + 0.25 \frac{F03}{F03o} \right)$$

Donde:

PG = precio del gas en unidades de dólares estadounidenses por millón de BTU, a la entrada del ducto.

P(i) = precio base establecido en el contrato de compra-venta, el mismo que es creciente en el tiempo.

F01, F02 y F03, son promedios aritméticos de los puntos medios diarios de los precios, determinados en conformidad con la 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 \$us/Bbl

F03 = Fuel Oil de 1% de azufre, referido como Cargoes FOB NWE, en \$us/TM

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

A partir de la ecuación anterior se determina el precio final, considerando la siguiente relación:

$$Pt = 0.50 PG + 0.50 Pt-1$$

Donde:

Pt = Precio final del gas en dólar por millón de BTU para el trimestre actual

PG = Precio del gas en dólar por millón de BTU a la entrada del ducto del trimestre actual.

Pt-1 = Precio del gas en dólar por millón de BTU del trimestre anterior

Esta fórmula de determinación de precios debe 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, de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos.

Desde julio de 1999 a diciembre del 2001, los precios del gas natural se han incrementado en 68% aproximadamente. Este incremento se debe por un lado al alza de los precios internacionales de referencia y al crecimiento en el precio base considerado en la formula de determinación del precio (Pi). Sin embargo, a partir del mes de abril de 2001 los precios de referencia se han reducido paulatinamente llegando a registrar, en diciembre de 2001, una caída del 10% con relación a la gestión anterior. En la siguiente tabla, se muestra el listado de precios unitarios por MMBTU (millar de unidades térmicas), considerando la tarifa de transporte así como el precio del gas natural únicamente.

Cuadro 9. Precios de exportación del gas natural al Brasil

MES	Precio Río Grande \$us/MMBTU	Transporte \$us/MMBTU	Precio en Frontera \$us/MMBTU
Jul 99	0.9075	0.3244	1.2319
Ago 99	0.9075	0.3244	1.2319
Sep 99	0.9075	0.3244	1.2319
Oct 99	1.1065	0.3244	1.4309
Nov 99	1.1065	0.3244	1.4309
Dic 99	1.1065	0.3244	1.4309
Ene 00	1.2999	0.3244	1.6243
Feb 00	1.2999	0.3244	1.6243
Mar 00	1.2999	0.3244	1.6243
Abr 00	1.4878	0.3244	1.8122
May 00	1.4878	0.3244	1.8122
Jun 00	1.4878	0.3244	1.8122
Jul 00	1.5771	0.3244	1.9015
Ago 00	1.5771	0.3244	1.9015
Sep 00	1.5771	0.3244	1.9015
Oct 00	1.6932	0.3244	2.0176
Nov 00	1.6932	0.3244	2.0176
Dic 00	1.6932	0.3244	2.0176
Ene 01	1.8091	0.3276	2.1367
Feb 01	1.8091	0.3276	2.1367
Mar 01	1.8091	0.3276	2.1367
Abr 01	1.6668	0.3276	1.9944
May 01	1.6668	0.3276	1.9944
Jun 01	1.6668	0.3276	1.9944
Jul 01	1.5507	0.3276	1.8993
Ago 01	1.5507	0.3276	1.8993
Sep 01	1.5507	0.3276	1.8993
Oct-01	1.5236	0.3276	1.8512
Nov-01	1.5236	0.3276	1.8512
Dic-01	1.5236	0.3276	1.8512

Fuente: YPFB.

5.2 Regalías por producción de gas natural y petróleo

Sobre el valor bruto de la producción del gas natural, petróleo y gas licuado de petróleo (GLP) se gravan en la actualidad dos tipos de regalías: Regalías sobre yacimientos existentes que alcanza a 50% sobre el valor de producción, y regalías sobre hidrocarburos nuevos que alcanzan a 18% sobre el valor de producción. Para realizar la valoración del gas natural para el pago de regalías se considera el precio promedio ponderado de los precios de exportación y de ventas internas ajustados por las tarifas de transporte, las mismas que se determinan de acuerdo al reglamento de transporte de hidrocarburos por ductos.

Cuadro 10. Evolución de las regalías y participaciones sobre hidrocarburos (\$us)

Producto	1997	1998	1999	2000	2001(p)
Petróleo	49.631.109	73.570.829	69.114.024	116.406.367	100.013.693
Gas Natural	21.589.607	37.136.864	26.280.231	56.767.732	80.657.626
GLP	3.367.843	4.713.240	4.072.434	6.787.366	7.700.510
Total	74.588.559	115.420.933	99.466.689	179.961.465	188.371.829

(p) Preliminar. Fuente: VMEH.

Como se aprecia en el anterior cuadro, el monto recaudado por regalías sobre gas natural en el periodo 1997 al 2001, ha ido ganando importancia relativa en su contribución a las regalías totales (empezando en 1997 con una contribución de 28.9% y alcanzando el año 2001 a 42.8%). Las regalías por la producción de petróleo son mas significativas que las de gas natural, debido a que existe una mayor explotación de petróleo en los campos existentes, los cuales tributan mayor impuesto y debido a que el precio internacional del petróleo es mayor al del gas natural. Sin embargo, a pesar de estas diferencias, se espera en los siguientes años esta tendencia se revierta y la contribución de regalías por gas natural superen a las de petróleo, dado que una de las características de los campos petrolíferos en Bolivia es su alto contenido de gas con relación a líquidos. Asimismo, el gas licuado de petróleo (GLP) también esta sujeto al pago de regalías, aunque su contribución es mucho menor a las anteriores.

Con relación a este impuesto, destaca la importancia de estos recursos en el desarrollo de los departamentos donde se encuentran los campos como Santa Cruz, Sucre, Tarija y Cochabamba (cuadro 11). Se espera que en los siguientes años el departamento más beneficiado sea el departamento de Tarija, al ser la región que cuenta con los mayores reservorios de gas.

Cuadro 11. Regalías Departamentales (\$us)

Años/Depto.	Cochabamba	Chuquisaca	Sta. Cruz	Tarija	Total
1997	5.896.216	1.817.995	10.324.695	1.738.355	19.777.260
1998	10.401.643	2.474.478	13.021.548	3.609.313	29.506.983
1999	12.196.807	3.217.199	13.216.289	3.337.396	31.967.690
2000	19.626.359	5.257.962	23.446.917	7.557.164	55.888.402
2001(p)	20.473.143	5.482.600	25.129.621	15.130.471	66.215.836

(p) Preliminar.

Fuente: VMEH

6. Nuevos proyectos energéticos

Los descubrimientos de las reservas gasíferas sitúan a Bolivia como el segundo país con mayores reservas de gas natural en América Latina, después de Venezuela. Por lo tanto, es importante analizar las opciones que se le podría dar a estas reservas para, además de exportarlas como materia prima, añadirles valor agregado y generar productos secundarios de exportación con este insumo. Es bajo esta concepción que se presentan a continuación algunos de los proyectos que podrían realizarse en el país en el mediano plazo.

6.1. Proyecto de Gas Natural Licuado (LNG, en Inglés)

El proyecto LNG tiene como objetivo lograr una monetización de las reservas probadas de gas natural no comprometidas, mediante el procesamiento de gas natural para su exportación y posterior transporte por barco a Norteamérica (Estados Unidos y México).

Este proyecto se constituye en una alternativa para el transporte de gas natural por ductos a grandes distancias. El LNG supone un proceso previo de compresión de gas mediante refrigeración, que convierte el gas en líquido para poder trasladarlo en contenedores que sean transportados en barcos hasta el destino final.

La idea de este proyecto es construir un ducto para el transporte de gas natural entre los campos productores de Bolivia y un puerto en el Pacífico, ya sea por Chile o Perú, donde se espera se instale una planta de licuefacción y se construya la infraestructura complementaria de almacenaje y carga en puerto.

Posteriormente, trasladar el gas ya convertido en líquido hasta México, país que cuenta con un Tratado de Libre Comercio con Estados Unidos, y en un puerto de esa nación regasificar el Gas, (convertirlo de nuevo a gas) para transportarlo mediante un gasoducto hasta California - Estados Unidos. El volumen proyectado de venta de gas natural en este proyecto alcanza los 30 MM3D.

La inversión que se requiere en la construcción de gasoducto en el tramo boliviano está en el orden de los 400 a 600 millones de dólares. Tomando en cuenta la construcción de la planta de licuefacción en algún puerto del Pacífico y la compra de barcos de transporte, la inversión total estaría entre los 3.500 y 4.000 millones de dólares, los cuales serían financiados íntegramente por capital privado extranjero. En este sentido, ya existe un acercamiento entre British Gas (BG), British Petroleum (BP) y Repsol-YPF para desarrollar el mismo, mediante la conformación de un consorcio.

Entre algunos de los beneficios que traería consigo la puesta en marcha están: el desarrollo de nuevos mercados para el gas natural, el incremento del nivel de exportaciones del país, la monetización de las reservas de gas natural sin mercado que tiene Bolivia con el consiguiente incremento en las recaudaciones y la consolidación del proceso de integración energética en el ámbito hemisférico entre Bolivia, Chile o Perú, México y los Estados Unidos que, además, puede dar paso a la conformación de nuevos proyectos energéticos destinados a la exportación a esos mercados.

6.2. Industrialización del Gas Natural Convertido a Líquido (GTL, en Inglés).

El proyecto GTL, persigue lograr una mayor utilización de las reservas probadas de gas natural no comprometidas con el Brasil y el mercado interno, mediante el procesamiento del gas natural para la obtención de líquidos (principalmente gasolina y diesel oil) o derivados sintéticos.

Dentro de los beneficios que se cuentan con la instalación de esta planta, esta la generación de mayor valor agregado al gas natural utilizado para su transformación en la planta. Asimismo, la demanda de mayor empleo calificado y no calificado. En este campo se estima se generarían 300 puestos de trabajo en la operación de la planta y alrededor de 3.000 en su construcción. Por otro lado, también se alcanzaría la autosuficiencia en el mediano y largo plazo en el consumo del diesel oil (actualmente la oferta nacional en el mercado interno es deficitaria), el desarrollo de una actividad con inminente potencial exportador y de crecimiento e incremento de regalías por los volúmenes consumidos o producidos de gas natural y otros impuestos directos e indirectos imputables al proyecto (IVA, IT, IU, etc.) y finalmente la monetización de las reservas de gas natural sin mercado en la actualidad.

La inversión estimada se encuentra entre los \$us 350 millones en una planta con capacidad de procesamiento de 10,000 BPD, que puede extenderse en una segunda etapa a una planta con capacidad de 50,000 BPD y una inversión total de 1,400 millones de dólares. Los mercados potenciales son Bolivia, Chile, Paraguay, Brasil, México y EEUU, entre otros.

Se estima que este proyecto demandará aproximadamente, 5 años en la instalación de la planta y su puesta en marcha.

6.3. Proyecto Complejo Petroquímico

La instalación de un complejo petroquímico tiene como objetivo el añadir valor agregado al gas natural. De manera general, este negocio consiste en obtener del gas natural etano que a su vez es procesado para obtener, entre otros, caucho sintético, polietileno, alcohol, insecticidas, pesticidas, funguicidas, plásticos, etc., productos que a su vez podrían abaratar los costos de las industrias que actualmente los importan e incentivar la creación de nuevas, generándose así un círculo virtuoso de crecimiento y desarrollo.

Actualmente PETROBRAS conjuntamente con Oderebatch, elaboraron un estudio de prefactibilidad del proyecto, en el que se estima una producción de 600.000 toneladas de etileno por año de las que 500.000 serían destinadas al mercado de Río de Janeiro y San Pablo y las 100.000 toneladas restantes destinadas a Bolivia, Paraguay y Matto Grosso para la producción especialmente de plásticos. La inversión total estimada es de 1.000 millones de dólares y el volumen de gas natural requerido sería de aproximadamente entre 3 y 5 MM3D.

6.4 Planta Termoeléctrica San Marcos en Puerto Suárez

La construcción de la planta termoeléctrica en Puerto Suárez es el primer proyecto de exportación de electricidad a gran escala en la historia de Bolivia.

El 23 de mayo de 2000, los ministros de Energía y Minas del Brasil y Desarrollo Económico de Bolivia suscribieron un Memorandum de Entendimiento para fomentar la instalación de una planta termoeléctrica. El 2 de junio de 2000 en Río de Janeiro, el Ministro de Desarrollo Económico manifestó la decisión del Gobierno boliviano de instalar la planta. El 3 de agosto de 2000, en la ciudad de Santa Cruz de la Sierra, los representantes brasileños expresaron la intención de dos consorcios de instalar un complejo termoeléctrico compuesto por dos plantas, una en Puerto Suárez y otra de similar capacidad en Corumbá, Brasil. El consorcio de participantes se conforma de la siguiente manera: DUKE con 38%, PETROBRAS con 21%, CORANI con 17%, GRUPO MONTEIRO ARANHA con 18% y CRE con 6%.

Se estima que la inversión total que demandará la instalación de la planta es de alrededor de \$us 50 y 70 millones. La capacidad instalada de la planta ascendería a los 80 MW y consumiría 0.6 MM3D. Se espera que esta planta genere divisas por exportación de alrededor de \$us. 30 millones al año. El inicio de la exportación se estima para el año 2003.

7. Impactos de la producción hidrocarburífera en la economía.

Para analizar el impacto en las recaudaciones, PIB y exportaciones, primero se proyectaron los volúmenes de producción de gas natural y petróleo destinadas tanto al mercado interno como al externo⁹. Además, se consideran dos escenarios: el primero, denominado escenario base, incluye solamente un proyecto energético (el proyecto LNG), como proyecto adicional al contrato de exportación de gas suscrito con la república del Brasil y algunos otros proyectos considerados menores. El segundo escenario, denominado alternativo, considera la inclusión de nuevos proyectos energéticos como la construcción de una planta petroquímica, una segunda planta

⁹ Se incluyeron los volúmenes producción de petróleo debido a que su producción esta íntimamente relacionada a la de gas natural.

termoeléctrica y el proyecto de gas natural convertido a líquido. Ambos escenarios fueron proyectados por 15 años.

En la proyección del impacto en las recaudaciones, se consideró la metodología establecida en la Ley de Hidrocarburos y el reglamento para el pago de regalías.

Para analizar el impacto de la producción del gas y petróleo en el PIB y las exportaciones, se asumió un crecimiento regular promedio para los demás sectores de la economía, de acuerdo con sus tasas históricas de crecimiento, eliminándose aquellas tasas atípicas. Luego se contrastó el crecimiento de estas variables considerando un escenario sin producción de gas natural con el escenario base y luego con el alternativo. Para el análisis de estos impactos, se utilizó el modelo denominado "Revised Minimum Standard Model-Extended" (RMSMX)¹⁰.

7.1 El escenario base.

Los supuestos considerados en este escenario son los siguientes:

Volúmenes producidos de Gas Natural:

Mercado Externo

- Al Brasil¹¹: El año 2002 se exportan 11 MM3D, el año 2003 se exportarían 17 MM3D y a partir de 2005 un volumen de 30 MM3D y del 2007 en adelante 40 MM3D.
- A Cuiaba (Brasil): el año 2002 se exporta 1.25 MM3D y crece hasta llegar el 2004 a 4 MM3D.
- A la Argentina: el 2002 se exporta 0.6 MM3D y en adelante crece hasta llegar el 2015 a 5.2 MM3D.
- Proyecto de Gas Natural Licuado (LNG): Se inicia el año 2007 con una demanda de 10,5 MM3D y crece hasta el 2015 demandar 50 MM3D.

Mercado Interno

- Consumo interno (industrial y doméstico): se asume una demanda de 3,8 MM3D el año 2002 y en adelante crece hasta el año 2015 llegar a 6.5 MM3D.
- Termoeléctrica Puerto Suárez: Se inicia la producción el año 2003 y demanda 0.3 MM3D y desde 2004 0.6 MM3D.

Volúmenes producidos de Petróleo :

- El incremento de la producción depende de las variaciones en la extracción de gas natural (0.01%).

En precios:

- Los precios del gas natural y petróleo se asume que crecen a una baja tasa en el tiempo.

¹⁰ Para una explicación amplia del modelo ver: World Bank, RMSM-X Reference Guide (1997).

¹¹ Los volúmenes considerados de exportación al Brasil fueron ajustados tomando en cuenta la caída en la demanda del Brasil registrada entre enero y septiembre de 2002. Asimismo, se asume que la demanda del vecino país se recuperará en los años 2003 y 2004.

Impuestos:

- En el pago de regalías, se asume la proyección de caudales de producción establecidos en el anexo II del Reglamento de Hidrocarburos Existentes y Nuevos a partir del año 2000.
- Se considera al impuesto a las utilidades de las empresas igual al 25% de los ingresos totales de producción menos los costos de producción de la gestión anterior, que a su vez son el 50% de los ingresos menos el pago de regalías.
- La devolución del IVA exportaciones se asume igual al 13% del 49% del total del valor FOB de exportación.
- El presente análisis no considera el impuesto a las utilidades extraordinarias (SURTAX) debido a que su metodología de cálculo requiere proyectar las utilidades de cada empresa productora luego de deducirles el 45% del valor de producción en boca de pozo, considerando un límite de Bs. 250 millones por campo. Este estudio no realiza un análisis por empresa, por tanto, no se estimó este impuesto. Sin embargo, se considera que ni los resultados ni las conclusiones serán afectados por esta omisión, debido a que se estima este impuesto tenga un bajo aporte tanto a las recaudaciones como en los impactos macroeconómicos.

7.1.1. Resultados obtenidos

Como se observa en el cuadro 12, los incrementos en el valor de la producción de gas natural son explicados básicamente por incrementos en los volúmenes producidos, los cuales alcanzan el año 2007 alrededor de 22.6 millones de metros cúbicos (MM3) y hasta el 2015 a 40.1 MM3.

A su vez estos incrementos se deben, por un lado, a incrementos en el volumen de venta de gas natural a la República del Brasil los mismos que crecen en 263% entre el 2002 y 2007 y, por el otro, a las ventas de gas para el proyecto del LNG que crecen en 412% entre los años 2007 al 2015. De esta manera, se estima existirá una gran dependencia en el tema energético entre Bolivia y Brasil en los próximos 15 años, y el proyecto del LNG sería quien marque la segunda senda de integración con los países socios de la exportación.

Con relación al mercado interno, si bien se espera que aumente el consumo de gas natural entre la población, se considera un escenario moderado de crecimiento debido a que dada la topografía, la dispersión de la población y la baja densidad de las poblaciones en Bolivia, se hace difícil la tarea de masificar su consumo en los siguientes años. Así, la demanda actual de gas por este concepto se incrementaría en 20,6% hasta el año 2007 y en 80% al 2015, llegándose a conectar a 70.000 usuarios el 2007 y a cerca de 200.000 el 2015.

Por su parte, la producción de petróleo se estimó crecería al 2007 en 60% y al 2015 en 132% debido a la relación que existe entre la extracción de gas natural y petróleo de los campos.

En este escenario, el crecimiento promedio del sector de hidrocarburos para los siguientes años se situaría en 22,6%.

7.1.2. Impactos esperados

En este escenario, se estimó que la contribución del sector hidrocarburos en el crecimiento del PIB podría ser de 0,74 puntos porcentuales el año 2002 y 1.8 puntos en el año 2007, estabilizándose en 0.94 puntos en los siguientes años. De esta manera, el PIB podría registrar una tasa de crecimiento en el año 2002 de 2.19%, el 2007 de 5,22% y en adelante mantenerse en un promedio de 4.64%. El impacto del desarrollo de este sector en el crecimiento de la economía podría representar, entre los años 2002 y 2006, un aumento anual aproximado de un punto y medio por ciento del PIB (cuadro 13).

Con relación a las exportaciones (cuadro 14), se estima que este crecimiento sectorial incremente las exportaciones totales en 102% en los próximos 5 años y en 14 años en aproximadamente 344%. Así, la contribución del sector sobre las exportaciones totales se espera pase de 20% que significan actualmente, a un promedio 48% el año 2007 en adelante.

En cuanto a las recaudaciones por concepto de pago de regalías (cuadro 15), si bien se incrementan, lo harían a una tasa menor que el incremento en el valor de la producción a consecuencia del mayor aprovechamiento de los campos nuevos¹². Sin embargo a pesar de ello, las recaudaciones por este concepto podrían alcanzar, en este escenario, los \$us 337,5 millones el año 2007 y cerca a \$us 588,3 millones el 2015, de las cuales aproximadamente el 70% corresponde a producción de gas natural y 30% a petróleo.

Por su parte, el impuesto a las utilidades registra un incremento importante en la recaudación pasando de \$us 27,4 millones el 2002 a \$us 95,3 millones el 2007 y \$us 213 millones el 2015. Este incremento se origina en el hecho de que el valor bruto de producción se incrementa a una tasa mayor al incremento en el pago de regalías, generando mayores utilidades a las empresas¹³.

Las devoluciones impositivas del IVA se incrementarían a medida que los ingresos de las empresas también se incrementen, asumiendo que su crédito aumenta por concepto de exportación. De esta manera, se estima que estas devoluciones alcancen el 2002 a \$us 20.2 millones, el 2007 a \$us 76 millones y el 2015 a \$us 146 millones.

Las recaudaciones netas, que son la suma de los impuestos menos las devoluciones antes mencionadas alcanzarían el año 2002 a los \$us 178,8 millones, el 2007 a \$us 356.3 millones y el año 2015 a \$us 655,5 millones, lo cual significaría un incremento sustancial en las recaudaciones fiscales, especialmente las departamentales.

Finalmente, las recaudaciones como porcentaje del valor total de producción de gas natural y petróleo (government take) cae en el tiempo, aunque a partir del 2005 a una baja tasa. Esto se debe, por un lado, al incremento en el valor de la producción total de hidrocarburos y, por el otro, tanto a la mayor explotación de los campos nuevos como a las mayores devoluciones impositivas por IVA en las exportaciones. De esta manera, el ratio de recaudación neta sobre el total valor de producción cae de 29,5% el año 2002 a 22.8% el año 2005, a partir de cual se estabiliza en 22% promedio, debido a que las recaudaciones por el impuesto a las utilidades se incrementan (cuadro 15).

¹² Del total de reservas certificadas, alrededor del 90% son campos nuevos, según los informes de YPF.

¹³ El pago de Regalías es acreditable para la base imponible del Impuesto a las Utilidades de las Empresas.

7.2 El escenario alternativo.

Los supuestos considerados en este escenario son iguales a los del escenario base más los siguientes¹⁴:

- Proyecto GTL (Gas to Liquids), inicia el 2008 con una demanda de 11.28 MM3D y en adelante crece hasta el 2015 demandar 15 MM3D.
- Proyecto Petroquímica, se inicia el 2007 con una demanda de 4.5 MM3D, la misma que se mantiene hasta el 2015.
- Termoeléctrica Tarija, inicia el 2005 con una demanda de 0.6 MM3D.
- Existe una mayor utilización de los campos nuevos a partir de 2008.

7.2.1. Resultados obtenidos

Los resultados obtenidos (cuadro 16) muestran que el volumen de producción total de gas natural se incrementarían, entre los años 2002 y 2007, en 298% y al 2015 en 673%. Sin embargo, este incremento se debería principalmente a aumentos en el volumen de exportación de gas natural a la República del Brasil y el proyecto LNG, los cuales aportarían el año 2007 al total de volúmenes exportados en 58% y 15% respectivamente y el año 2015 en 31% y 40%, mostrando así que la participación de los nuevos proyectos considerados sería inferior a éstos. Así se estima, que la planta petroquímica podría contribuir en 5% al valor total de producción de gas natural el año 2007 y en 3,4% el año 2015. Asimismo, la planta de Conversión de Gas a Líquido (GTL) contribuiría con 13% el año 2008 y 11,4% el año 2015. Cabe señalar, sin embargo, que el mayor impacto de estos proyectos no está en la producción de gas, sino en los productos resultantes de la transformación de la materia prima (gas natural).

Al igual que en el escenario anterior la producción de petróleo crece; sin embargo, a diferencia del anterior, recién lo haría a partir del 2008 por la relación existente con la producción de gas natural, incrementando así la producción hacia el año 2015 en 220%.

Bajo este escenario, la producción de gas aumenta en 3,9 veces el año 2007, pasando de 6.1 MM3 en el año 2002 a 24.4 MM3 el 2007 y en 7,7 veces el año 2015, alcanzando a 47.4 MM3.

7.2.2. Impactos esperados

En este escenario, el desarrollo sectorial tiene un mayor impacto en las variables macroeconómicas anteriormente señaladas. Así por ejemplo, la tasa de crecimiento del PIB se estima alcance el año 2007 a 5.89% y en adelante se estabilice en una tasa cercana al 5%. Para ello, el año 2007, la producción de hidrocarburos aportaría en 2.44 puntos porcentuales al crecimiento del PIB y en 1.17 puntos los años posteriores (cuadro 17).

Cabe señalar que, dado que los proyectos que se consideran se instalarán en territorio boliviano, la venta de gas sería destinada al mercado interno, por cuanto no existiría un

¹⁴ Se asume que los proyectos de este escenario se instalarán en territorio nacional, por cuanto la demanda de gas fue considerada como destinada al mercado interno. Si embargo, los productos transformados con esta materia prima serán en su gran mayoría destinados a la exportación.

efecto en las exportaciones por gas natural. Sin embargo, el efecto estaría dado por el incremento en las exportaciones de petróleo que se generarían a partir de la puesta en marcha de los proyectos, considerando la relación que existe en la extracción de gas natural y petróleo. Por tanto, el impacto en las exportaciones se espera a partir del año 2008, incrementando las mismas hacia el año 2015 en 286%, lo cual significaría un incremento promedio anual en el valor de las exportaciones de \$50 millones (cuadro 18).

Con relación al anterior punto, si bien los nuevos proyectos que generen valor agregado no contribuirían de manera directa a incrementar las exportaciones por gas natural, sí lo harán por los productos que se obtengan de la transformación de este energético. Así, a manera de ejercicio, se proyectaron los ingresos que podrían generar la exportación de diesel resultante de la producción de la planta de GTL que iniciaría el 2008 y se estimó que con una exportación de 40.000 BPD a un precio promedio de 22 \$us/Bbl, las exportaciones podrían incrementarse en \$us. 316.8 millones anuales, lo cual muestra el importante impacto que tiene el desarrollar proyectos que generen valor agregado al gas natural.

En cuanto a las regalías, éstas podrían alcanzar el año 2002 a \$us 171,5 millones, hasta alcanzar el año 2007 los \$us 356,7 millones y el 2015 los \$us 658,5 millones (cuadro 19). Por su parte las recaudaciones por concepto de impuesto a las utilidades igualmente se incrementarían, alcanzando el año 2002 a 27,4 millones, el año 2007 a \$us 96,1 millones y el año 2015 a \$us 274,4 millones.

Sobre las devoluciones de IVA por exportación de gas natural, estas permanecen iguales al escenario anterior hasta el año 2008. Sin embargo, la producción asociada de petróleo destinada al mercado externo incrementa las devoluciones de IVA a partir de 2008, alcanzando el año 2015 a \$us 151,9 millones.

Bajo este marco, las recaudaciones netas podrían alcanzar el año 2007 los \$us 376,2 millones y el 2015 los 780,9 millones. Como porcentaje del valor de producción total (government take) éstas podrían ser ligeramente inferiores en los últimos años a las registradas en el escenario base, debido a que se asumen curvas de declinación para los campos existentes más acentuadas que en el escenario anterior, resultando en coeficientes inferiores en algunos años. Se estima que en los primeros 6 años este ratio podría estar en promedio en 25% y en los siguientes 8 años en 22%.

8. Conclusiones y recomendaciones

El presente documento realizó un análisis sobre el negocio del gas en Bolivia considerando la normativa que acompañó al sector, la evolución de las reservas de gas natural, la experiencia de la venta de gas a la Argentina y al Brasil y los nuevos proyectos que se podrían desarrollar en el mediano y largo plazo. Posteriormente realizó un análisis para los siguientes 15 años, de los posibles impactos que traería consigo el desarrollo del negocio del gas sobre las recaudaciones impositivas, las exportaciones y el producto interno bruto.

Con relación a la normativa legal que acompañó el desarrollo del sector, se considera fue satisfactoria y para ser un sector de reciente transformación en su estructura (capitalización y privatización), la normativa es considerablemente comprensiva. Sin embargo, es fundamental plantear una revisión a fondo de la misma para los siguientes años, considerando la nueva posición de Bolivia como país excedente de reservas gasíferas, de manera de darle un mejor aprovechamiento a las mismas, impulsando la instalación de proyectos energéticos que generen valor agregado.

De la retrospectiva de las exportaciones al Brasil y a la Argentina parecería que existía una estrategia que definía los objetivos de mediano y largo plazo en cuanto a este negocio. Sin embargo, la apertura de mercados y la posibilidad de vender este recurso abundante en Bolivia fue el estímulo mayor a una estrategia de mediano y largo plazo mejor definida. Al respecto se considera necesario desarrollar una estrategia que incentive el consumo doméstico del gas natural considerando su bajo costo con relación a otros energéticos alternativos y a las grandes reservas con las que cuenta el país.

Las estimaciones realizadas para los siguientes 15 años consideraron dos escenarios tanto para la producción de gas natural y petróleo, como de sus posibles impactos en algunas de las principales variables macroeconómicas. El primero escenario, denominado Base, consideró el escenario actual de exportación de gas al Brasil más la realización del proyecto de exportación de gas natural a California-USA. El segundo escenario, denominado Alternativo, consideró además de los proyectos del primer escenario, la inclusión de nuevos proyectos energéticos como una planta de conversión de gas natural a líquido, una planta petroquímica y una termoeléctrica adicional a la actual. Los resultados, en ambos casos, mostraron el importante incremento en los recursos que la evolución del sector otorgaría como contribución (aunque con una diferencia de magnitudes entre escenarios). Sin embargo, dado que del total de recaudaciones casi el 90% de los tributos serán de campos nuevos y los mismos se encuentran en un 75% en Tarija y el resto en Santa Cruz y Cochabamba, no hay que perder conciencia de que serán los departamentos productores los directos beneficiarios, ya que el Estado sólo recibirá el 6%, mientras que los departamentos el 12%. Por lo tanto, se hace fundamental la elaboración de una estrategia de desarrollo que maximice los ingresos que recibirán los departamentos en los próximos años, de manera de alcanzar un desarrollo integral.

En cuanto a la contribución del sector a la evolución de las exportaciones y el PIB, se pudo ver que en los siguientes años el sector de hidrocarburos podría convertirse en uno de los pilares del crecimiento económico, por cuanto se considera importante el culminar las negociaciones de exportación de gas natural a California (Estados Unidos) y México, a través de la instalación de una planta de licuefacción en un puerto próximo (a definir entre las costas peruanas o chilenas) a Bolivia, así como el impulsar la instalación de nuevos proyectos energéticos que añadan valor agregado al gas natural.

Finalmente, cabe señalar que el presente documento se constituye en una primera aproximación de los posibles impactos que puede traer este negocio a la economía boliviana, a manera de resaltar los beneficios de impulsar nuevos proyectos y la apertura de mercados para el gas, quedando para futuras investigaciones el analizar, entre otros, aspectos como un posible "Dutch Disease" por tipo de cambio, el efecto de las mayores recaudaciones en el déficit fiscal y de las exportaciones e importaciones en la balanza de pagos.

8. Bibliografía

- Dupleich, L. y Garrón, M. “El negocio del Gas en Bolivia”, documento de trabajo analítico No 565. UDAPE, Marzo de 2001.
- EIA. Energy Information Administration. “Country Analysis Brief: Russia”, Octubre de 2001.
- EIA. Energy Information Administration. “International Energy Outlook 2002: Natural Gas”, Junio de 2002.
- Superintendencia de Hidrocarburos. Boletines Informativos, varios números.
- (UDAPE) Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económicas (2002). “Documento de Estructura del Sector de Hidrocarburos (1990-2000)”. Documento de trabajo, Abril de 2002.
- Viceministerio de Energía e Hidrocarburos. Boletines Informativos “Energía y Desarrollo”, varios números.
- World Bank, Revised Minimum Standard Model-Extended (RMSM-X). Reference Guide. The International Economic Department Development Data Group, May 1997.
- Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, Informes Mensuales. Vicepresidencia de Negociaciones Internacionales y Contratos, Varios Números.

ANEXOS

ESCENARIO BASE

CUADRO No. 12. PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

Producción de Gas Natural														
Volumen (MM3)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Total	6,131	9,043	13,596	14,914	16,776	22,601	24,882	27,362	29,704	31,900	33,894	35,914	37,982	40,140
Mercado Externo	4,626	7,380	11,880	13,140	14,940	20,700	22,860	25,272	27,540	29,592	31,518	33,498	35,460	37,440
Mercado Interno	1,505	1,663	1,716	1,774	1,836	1,901	2,022	2,090	2,164	2,308	2,376	2,416	2,522	2,700
Valor (Mill. De \$us)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Total	302	445	673	744	844	1,147	1,274	1,415	1,550	1,680	1,802	1,927	2,057	2,195
Mercado Externo	226	360	585	654	750	1,050	1,171	1,308	1,440	1,562	1,681	1,804	1,929	2,057
Mercado Interno	77	85	87	90	94	97	103	107	110	118	121	123	129	138
Producción de Petróleo														
Volúmen (Mils. de Bbls)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Mercado Interno y Externo	12,6	13,8	15,5	16,6	18,1	20,1	21,5	22,9	24,3	25,5	26,4	27,3	28,3	29,3
Valor (Mils. De \$us)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Mercado Interno y Externo	303	333	377	407	449	503	542	584	626	662	693	725	758	793
Total Valor de producción de Gas y Petróleo	605	777	1,049	1,151	1,293	1,650	1,817	1,999	2,176	2,343	2,495	2,652	2,816	2,988
Tasa de crecimiento del sector (%)	13,9	33,0	35,7	8,7	11,2	25,6	8,8	8,7	7,6	6,4	5,2	5,0	4,9	4,9

IMPACTOS ESPERADOS

CUADRO No. 13. ESTIMACIÓN DEL CRECIMIENTO DEL PRODUCTO INTERNO BRUTO (porcentaje)

Escenario Base	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008-2015
Crecimiento con hidrocarburos	2,19	3,96	5,81	4,75	5,28	5,22	4,64
Crecimiento sin hidrocarburos	1,45	2,56	3,05	3,35	3,63	3,45	3,7

CUADRO No. 14. ESTIMACIÓN DE LAS EXPORTACIONES (Mils. de dólares)

Escenario Base	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Exportaciones con hidrocarburos	1,348	1,567	1,957	2,175	2,336	2,727	2,881	3,204	3,501	3,783	4,062	4,383	4,718	5,123
Exportaciones sin hidrocarburos	1,067	1,118	1,230	1,362	1,402	1,413	1,410	1,558	1,684	1,806	1,933	2,096	2,272	2,511

CUADRO No. 15. RECAUDACIONES FISCALES (en Mils. de dólares)

Recaudaciones por concepto de Regalías (Departamental 11%, Compensatoria 1%, Complementaria 13%, Nacional 19% y TGN 6%)

Años	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Gas Natural	85,6	116,0	159,6	157,0	173,3	234,6	257,6	285,9	309,4	335,4	358,1	379,5	405,1	432,1
Petróleo	85,9	86,8	89,4	86,0	92,2	102,9	109,6	118,1	125,0	132,2	137,8	142,8	149,3	156,2
Total	171,5	202,7	248,9	243,0	265,5	337,5	367,1	403,9	434,5	467,6	495,9	522,2	554,4	588,3

Recaudaciones por concepto de IUE

Impuesto a las Utilidades	27,4	32,8	46,5	68,9	83,2	95,3	121,9	135,3	148,9	163,4	175,9	187,9	201,0	213,4
---------------------------	------	------	------	------	------	------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Total Recaudaciones	198,9	235,5	295,4	311,9	348,7	432,8	489,0	539,3	583,3	631,0	671,8	710,1	755,4	801,7
----------------------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Devoluciones impositivas

Devolución IVA Exportación	20,2	29,3	44,5	49,4	56,4	76,5	85,0	94,5	103,7	112,2	120,3	128,8	137,4	146,2
----------------------------	------	------	------	------	------	------	------	------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Recaudaciones Netas	178,8	206,3	250,9	262,5	292,3	356,3	404,0	444,8	479,7	518,9	551,5	581,3	618,1	655,5
----------------------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Recaudaciones sobre valor total de producción

Porcentajes	29,5	26,5	23,9	22,8	22,6	21,6	22,2	22,3	22,0	22,2	22,1	21,9	21,9	21,9
-------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

ESCENARIO ALTERNATIVO

Cuadro No. 16. PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

Producción de Gas Natural														
Volúmen (MM3)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Total	6,131	9,043	13,596	15,130	16,992	24,437	30,779	33,767	36,616	39,172	41,166	43,186	45,254	47,412
Mercado externo	4,626	7,380	11,880	13,140	14,940	20,700	22,860	25,272	27,540	29,592	31,518	33,498	35,460	37,440
Mercado Interno	1,505	1,663	1,716	1,990	2,052	3,737	7,919	8,495	9,076	9,580	9,648	9,688	9,794	9,972
Producción de Petróleo														
Volúmen (Mils. de Bbls)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Mercado Interno y Externo	12,6	13,8	15,5	16,6	18,1	20,1	21,5	23,6	25,8	28,3	31,1	34,1	37,4	40,4
Valor (Mils. de \$us)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Mercado Interno y Externo	303	333	377	407	449	503	542	601	665	737	816	904	1,001	1,093
Total Valor de producción de Gas y Petróleo														
	605	777	1,049	1,162	1,304	1,744	2,117	2,342	2,567	2,787	2,989	3,202	3,430	3,658
Tasa de crecimiento del sector (%)	13,9	33,0	35,7	9,7	11,1	31,2	18,6	9,7	8,9	8,0	6,8	6,7	6,7	6,0

IMPACTOS ESPERADOS

CUADRO No. 17. ESTIMACIÓN DEL CRECIMIENTO DEL PRODUCTO INTERNO BRUTO (porcentaje)

Escenario alternativo	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008-2015
Crecimiento con hidrocarburos	2,19	3,96	5,81	4,53	5,28	5,89	4,87
Crecimiento sin hidrocarburos	1,45	2,56	3,05	3,35	3,63	3,45	3,7

CUADRO No. 18. ESTIMACIÓN DE LAS EXPORTACIONES (Mils. de dólares)

Escenario alternativo	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Exp. con hidrocarburos	1,348	1,567	1,957	2,175	2,336	2,727	2,881	3,208	3,511	3,803	4,097	4,434	4,790	5,209
Exp. Sin hidrocarburos	1,067	1,118	1,230	1,362	1,402	1,413	1,410	1,558	1,684	1,806	1,933	2,096	2,272	2,511

CUADRO No. 19. RECAUDACIONES FISCALES (en Mils. de dólares)

Recaudaciones por concepto de Regalías (Departamental 11%, Compensatoria 1%, Complementaria 13%, Nacional 19% y TGN 6%).

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Gas Natural	85,6	116,0	159,6	169,0	175,6	253,8	314,3	341,2	369,2	391,3	404,9	413,6	437,1	461,7
Petróleo	85,9	86,8	89,4	86,0	92,2	102,9	108,2	117,7	129,1	140,6	152,1	162,7	180,3	196,8
Total	171,5	202,7	248,9	255,0	267,8	356,7	422,5	458,9	498,3	531,9	557,1	576,4	617,3	658,5

Recaudaciones por concepto de IUE

Impuesto a las Utilidades	27,4	32,8	46,5	68,9	84,0	96,1	128,8	159,0	178,0	196,4	215,5	234,3	256,2	274,4
---------------------------	------	------	------	------	------	------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Total Recaudaciones	198,9	235,5	295,4	323,9	351,8	452,7	551,3	618,0	676,2	728,2	772,5	810,7	873,5	932,9
----------------------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Devoluciones impositivas

Devolución IVA Exportación	20,2	29,3	44,5	49,4	56,4	76,5	85,0	94,8	104,4	113,6	122,7	132,2	142,0	151,9
----------------------------	------	------	------	------	------	------	------	------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Recaudaciones Netas	178,8	206,3	250,9	274,5	295,4	376,2	466,3	523,2	571,8	614,6	649,9	678,5	731,5	780,9
----------------------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Recaudaciones sobre valor total de producción

Porcentajes	29,5	26,5	23,9	22,8	22,7	21,6	22,0	22,3	22,3	22,1	21,7	21,2	21,3	21,3
--------------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------