

**IMPACTO DE LAS EXPORTACIONES DE
GAS AL BRASIL SOBRE LA ECONOMIA
BOLIVIANA**

**Luis Carlos Jemio
Corporación Andina de Fomento**

IMPACTO DE LAS EXPORTACIONES DE GAS AL BRASIL SOBRE LA ECONOMIA BOLIVIANA

Luis Carlos Jemio
Corporación Andina de Fomento

I. Introducción

La construcción del gasoducto para la exportación de gas boliviano a la República del Brasil, constituye una de las obras de infraestructura energética más importantes de América del Sur. Después de décadas de estudios técnicos, tentativas, proyectos, avances y retrocesos, el gasoducto fue concluido en diciembre de 1998, y permitirá finalmente abastecer de gas al mercado energético más grande de la región. Con esto se establecerá un nuevo marco de integración continental, al instalar un proceso de comercialización constante entre Bolivia y Brasil que asciende a 30 millones de metros cúbicos por día de combustible transportado, no solamente produciendo energía limpia y económica para el Brasil, sino también generando impactos significativos para la economía boliviana.

El gasoducto permitió también apalancar la demanda de gas natural, abriendo perspectivas de nuevos proyectos que faciliten la integración energética, como ser la planta termoelectrica de Cuiabá, la que demandará hasta 7.5 millones de metros cúbicos diarios para abastecer de energía eléctrica a varios estados del Brasil.

El gasoducto para la exportación de gas a la República de Brasil ha tenido y tendrá impactos significativos sobre la economía boliviana, especialmente sobre variables tales como: crecimiento del PIB, exportaciones, inversión, reservas de gas, ingresos fiscales, déficit en cuenta corriente, competitividad externa, etc. Algunos de estos impactos ya se han hecho manifiestos en la economía boliviana; por ejemplo, la construcción del gasoducto fue realizada durante 1998 y parte de 1999, habiéndose generado efectos importantes sobre la actividad económica, tasa de inversión, importaciones, déficit comercial, empleo, etc. En los años venideros se observarán los efectos de la exportación efectiva de gas natural sobre estas y otras variables, como ser: ingresos fiscales, precios relativos, etc.

El presente trabajo intenta cuantificar los efectos que la construcción del gasoducto y las exportaciones de gas han tenido y tendrá sobre la economía boliviana. Con este propósito, en la sección II se discute el contexto en el cual se materializó la construcción del gasoducto. El proyecto fue considerado por el gobierno boliviano como componente fundamental de las reformas del sector de hidrocarburos, en lo que se denominó el Triángulo Energético, que comprendía la nueva ley de hidrocarburos, la capitalización de YPFB y el gasoducto Bolivia-Brasil.

En la sección III se evalúan los efectos directos del gasoducto, es decir aquellos que son netamente atribuibles al proyecto, sobre variables tales como: tasa de inversión, reservas de gas, exportaciones e ingresos fiscales.

Además de los efectos directos, el gasoducto producirá efectos multiplicadores importantes que son necesarios tomar en cuenta. Por ejemplo, el ingreso de divisas provenientes de las exportaciones probablemente genere una apreciación cambiaria, produciéndose el fenómeno conocido como la "Enfermedad Holandesa"¹, donde la

¹ Ver Agenor & Montiel 1996

economía pierde competitividad en el sector productor de bienes transables distintos al bien que está generando el ingreso adicional de divisas, en este caso el gas natural. Aspectos teóricos de este fenómeno son explicados en el anexo A. La sección IV trata de evaluar estos efectos a través de simulaciones realizadas, utilizando un modelo de equilibrio general computable (MEGC) para la economía boliviana. También se evalúan los efectos sobre el crecimiento del producto, estructura productiva, déficit externo y déficit fiscal.

Finalmente, la sección V presenta algunas conclusiones al presente trabajo.

II. Reformas del Sector Hidrocarburos

La reforma del sector hidrocarburos se enmarca dentro del proceso de reformas estructurales iniciados en 1985 y profundizadas a partir de 1993². La reforma fue efectuada bajo los principios de: abrir el sector de hidrocarburos a la inversión privada, retirar al estado de las actividades productivas, establecer la fijación de precios internos del sector en línea con las tendencias de los mercados internacionales, y crear un marco regulatorio y de supervisión basado en un sistema de superintendencias autónomo e independiente de interferencias políticas.

La reforma del sector hidrocarburos se realizó sobre la base de tres componentes: la aprobación de la nueva ley de hidrocarburos, capitalización de YPF y construcción del gasoducto para la exportación de gas a la República del Brasil, en lo que se denominó el Triángulo Energético.

La nueva ley de hidrocarburos

La nueva Ley de Hidrocarburos, promulgada el 30 de abril de 1996, crea el marco jurídico e institucional necesario para garantizar el funcionamiento del sector dentro de los principios del libre mercado. En este sentido, la ley establece las normas básicas para regular las actividades de prospección, exploración, explotación, refinación, transporte, distribución, etc. de hidrocarburos líquidos y de gas natural.

La ley determina que las actividades de exploración, explotación y comercialización sean desarrolladas a través de contratos de riesgo compartido entre YPF y el sector privado. El transporte de hidrocarburos y la distribución de gas natural sean objeto de concesión administrativa por tiempo limitado a favor de personas naturales o jurídicas. Con relación a la comercialización, establece la libertad para la importación, exportación de combustibles líquidos y comercialización interna de hidrocarburos y sus productos derivados, previo abastecimiento del mercado interno. En el campo de la refinación e industrialización, se establece que estas actividades puedan ser ejecutadas por YPF y por personas naturales y jurídicas, nacionales o extranjeras.

La ley también establece el sistema de regulación del sector, como uno de los componentes del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE). Este sistema tiene como objetivo crear las condiciones para que las actividades vinculadas a la exploración, explotación, refinación y comercialización de hidrocarburos se realicen en el marco de lo establecido por la ley. La institución encargada de velar por la correcta aplicación de la ley y normas vigentes es la Superintendencia de Hidrocarburos, que también se constituye en una instancia administrativa en la resolución de conflictos.

² Ver Peirce (1997) y Fundación Milenio (1998)

Capitalización de YPFB

La capitalización de YPFB consistió en la apertura de la empresa estatal a la participación privada, mediante un aporte de capital realizado por un inversionista estratégico. Este aporte se dio mediante la venta de una nueva emisión primaria de acciones realizada por parte de cada una de las empresas en las cuales fue dividida YPFB antes de su capitalización. La compra de este paquete accionario le garantiza al socio estratégico la administración de la empresa. El inversionista estratégico se compromete a invertir los recursos aportados dentro de la empresa en un período máximo de 8 años. Después del proceso de capitalización, la empresa estará en condiciones de duplicar su capital como mínimo. Las acciones pertenecientes al estado, son transferidas a la población boliviana a través de los fondos de pensiones administrados privadamente.

Capitalización de YPFB

| EMPRESA CAPITALIZADA | Sector | SOCIO ESTRATÉGICO | VALOR DE LA CAPITALIZACIÓN (millones \$US) | MONTO EJECUTADO al 31/12/99 (millones de us\$) |
|----------------------|--------------------------|------------------------------|--|--|
| Trans Redes (YPFB) | Exploración y producción | Enron – Shell | 263.5 | 544.3 |
| Chaco (YPFB) | Exploración y producción | Amoco | 306.6 | 278.5 |
| Andina (YPFB) | Transporte por ductos | YPF-Pérez Compac-Plus Petrol | 264.7 | 384.4 |
| | | Total | 834.9 | 1.207.2 |

Para su traspaso al sector privado, las actividades de exploración y operación de hidrocarburos (gas y petróleo) de YPFB fueron divididas en dos bloques equivalentes en todo el territorio nacional y concedidas a dos consorcios: YPF Perez Compac-Pluspetrol Bolivia compró la Empresa Petrolera Andina y Amoco Petroleum Company la Empresa Petrolera Chaco.

La exploración compromete 8 años de adjudicación inicial, al cabo de los cuales la concesionaria deberá devolver por lo menos 50% del área adjudicada, salvo que haya realizado descubrimientos comerciales, en cuyo caso podrá seleccionar un área de explotación que tenga como máximo 25.000 hectáreas.

La parte de transporte fue capitalizada por un consorcio conformado por las empresas Enron y Shell, que se encarga de los gasoductos internos (excepto 4 poliductos que continuaron siendo operados por YPFB), del gasoducto a la Argentina, del gasoducto de exportación a Chile y de la participación en el gasoducto al Brasil.

Los tres sectores capitalizados de YPFB tenían un valor de libros neto de US\$328,860,000, y las acciones estratégicas se vendieron por US\$834,948,000 aumentando el valor a más de US\$1.2 mil millones. La inversión comprometida por la empresa debía concretarse en un período de 8 años, sin embargo, al 31 de diciembre de 1999 las tres empresas han invertido US\$1.207 millones, monto superior en 45% a los recursos inicialmente comprometidos.

Gasoducto al Brasil³

El gasoducto Bolivia-Brasil se constituye en una de las obras de infraestructura energética más importante en Latinoamérica. El gasoducto tiene 3.150 kilómetros de extensión (557 kilómetros en Bolivia y 2.593 kilómetros en Brasil), 32 a 24 pulgadas de diámetro y una capacidad de transporte de 30 millones de metros cúbicos por día. El gasoducto cuenta con 16 estaciones de compresión de gas (4 en Bolivia y 12 en Brasil) y 4 estaciones de medición (2 en Bolivia y 2 en Brasil).

El costo total de la obra fue de US\$ 2 mil millones (US\$ 1.6 mil millones el tramo brasileño y US\$ 400 millones el tramo boliviano).

El financiamiento del gasoducto provino de las siguientes fuentes:

Banco Mundial (BIRD) – US\$ 310 millones
Banco Interamericano de Desarrollo (BID) - US\$ 240 millones
Corporación Andina de Fomento (CAF) – US\$ 165 millones
Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES) – US\$ 760 millones
Banco Europeo de Inversión (BEI) – US\$ 60 millones
Agencias de Crédito a la Exportación – US\$ 360 millones

La participación accionaria en el gasoducto es diferente en el segmento boliviano del gasoducto (Gas Transboliviano – GTB) y en el tramo brasileño (Transportadora Brasileira Gasoducto Bolivia – Brasil S.A. – TBG.)

Cincuentiuno por ciento de las acciones de GTB pertenecen a la empresa Transredes, que es la empresa transportadora de YPFB capitalizada, de los cuales 25,5% pertenecientes a los Fondos de Pensiones Bolivianos, 12,75% a Shell y 12,75% a Enron. Además, Enron y Shell poseen 17% adicionales de las acciones de GTB cada uno. Es decir, entre Transredes, Enron y Shell poseen 85% de las acciones de GTB. Petrobras, a través de su filial transportadora Gaspetro, posee 9% y el 6% restante esta distribuido entre BBPP British Gas (2%), BHP (2%) y El Paso Energy (2%).

La participación en tramo brasileño del gasoducto (TBG) se distribuye de la siguiente forma: Gaspetro posee 51% de las acciones, BBPP Holding British Gas (9.66%) BHP (9.66%) y El Paso Energy (9.66%). Transredes posee 12% de las acciones, de los cuales 6% pertenecen a los Fondos de Pensiones Bolivianos, 3% a Shell y 3% a Enron. Adicionalmente, Enron y Shell poseen 4% de las acciones cada una.

³ Ver Corporación Andina de Fomento, 1997

Participación Societal en el Gasoducto

| Tramo Boliviano | | | Tramo Brasileño | | |
|-------------------------------------|-------------|------|-------------------------------------|-------------|------|
| Antes de la capitalización | | | Antes de la capitalización | | |
| | YPFB (60%) | 51% | | YPFB (60%) | 12% |
| YPFB/ENRON (85%) | | | YPFB/ENRON (20%) | | |
| | ENRON (40%) | 34% | | ENRON (40%) | 8% |
| PB (Gaspetro) | (15%) | 9% | PB (Gaspetro) | (80%) | 51% |
| BTB (British, El Paso-Energy, BHP) | | 6% | BTB (British, El Paso-Energy, BHP) | | 25% |
| Total | | 100% | Total | | 100% |
| Después de la capitalización | | | Después de la capitalización | | |
| TRANSREDES/ENRON-SHELL | | 85% | TRANSREDES/ENRON-SHELL | | 20% |
| PB (Gaspetro) | | 9% | PB (Gaspetro) | | 51% |
| BTB (British, El Paso-Energy, BHP) | | 6% | BTB (British, El Paso-Energy, BHP) | | 25% |
| Total | | 100% | Privados | | 5% |
| | | | Total | | 100% |

Fuente: Ayala 1999

El costo total de la construcción en el tramo boliviano ascendió a \$US 435 millones, de los cuales \$US 350 millones fueron destinados a la construcción y \$US 85 millones para servicios financieros, gastos de desarrollo, gastos de transacción, honorarios y otros. El monto de US\$ 350 millones fue invertido de la siguiente manera:

- Servicios de construcción – US\$ 90 millones
- Materiales – US\$ 240 millones
- Tuberías (115 mil toneladas) – US\$ 160 millones
- Válvulas, estaciones de medición, etc. – US\$ 80 millones

III. Impactos Directos del Gasoducto sobre la Economía

Impactos en la Inversión

El impacto de las reformas sobre la inversión ha sido considerable. Hasta antes de la aplicación de las reformas, la inversión en el sector de hidrocarburos fluctuaba entre 2% y 4% del PIB. A partir de 1997 la tasa de inversión supera el 6% del producto y en 1999 ésta llega a 7%. A la construcción del gasoducto, que tuvo un costo de US\$ 350 millones (4% del PIB), hay que añadir las inversiones adicionales requeridas para el desarrollo de campos por US\$ 657 millones (7.7% del PIB) y para la ampliación y mejoramiento de la red interna de ductos por US\$ 130 millones (1.5 % del PIB.)

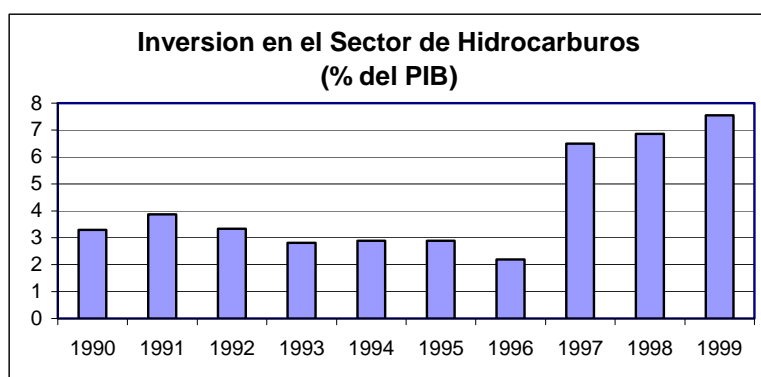
EN 1997 la capitalización de las unidades de exploración y producción de YPFB dejó al país \$us 571,3 millones. Además, otras compañías fueron atraídas por el potencial de exportación al Brasil e invirtieron \$us 891,5 millones. El gasoducto y la apertura del

mercado brasileño incentivó a que las empresas petroleras invirtieran en el país \$US 1.727 millones en los último 3 años.

Inversión en el Sector Hidrocarburos (millones de \$US)

| Años | YPFB | Privados | Inversion en Hidrocarburos | %PIB |
|------|------|----------|----------------------------|------|
| 1990 | 106 | 55 | 160 | 3,3 |
| 1991 | 115 | 92 | 207 | 3,9 |
| 1992 | 105 | 83 | 188 | 3,3 |
| 1993 | 94 | 68 | 162 | 2,8 |
| 1994 | 100 | 73 | 173 | 2,9 |
| 1995 | 66 | 130 | 196 | 2,9 |
| 1996 | 46 | 118 | 165 | 2,2 |
| 1997 | 8 | 510 | 510 | 6,4 |
| 1998 | 4 | 581 | 581 | 6,8 |
| 1999 | 0 | 636* | 636 | 7,5 |

Fuente: Unidad de Programación Fiscal, Viceministerio de Inversiones, YPFB
* No incluye US\$ 105 millones de la privatización de refinerías de YPFB



Impacto en las Reservas⁴

Los compromisos para vender gas a Brasil demandarán un volumen de 7.7 trillones de pies cúbicos (TPC) en los próximos 20 años. El consumo de gas por parte de la planta termoeléctrica de Cuiabá demandará 0.3 TPC. Adicionalmente, el consumo interno de gas natural en Bolivia se incrementó desde 37 mil millones de pies cúbicos (MPC) en 1996 a un estimado de 47 mil MPC en 1999, y se estima que continuará creciendo en el futuro, con lo cual se prevé que en los próximos 20 años el volumen requerido para abastecer la demanda interna será de 1.8 TPC. Por lo tanto, para abastecer la demanda interna y externa en los próximos 20 años, se requerirán 9.8 TPC.

Como resultado de la importante entrada de inversión externa en el sector de hidrocarburos, las reservas de gas se incrementaron sustancialmente, llegando estas en 1999 a 32,2 trillones de pies cúbicos (TPC).

Antes de la capitalización de YPFB (1996) las reservas de gas probadas y probables del país llegaban a 6,8 TPC, insuficientes incluso para abastecer el mercado interno.

⁴ Ver Salomon Smith Barney 1999.

Al materializarse la construcción del gasoducto al Brasil, las empresas internacionales mostraron su interés en invertir en las áreas de explotación petrolera tradicionales. Las inversiones comenzaron a llegar con la capitalización de la estatal petrolera, ya que Andina y Chaco comprometieron US\$ 571,3 millones de inversión en exploración y producción. Estos capitales sirvieron para modernizar los campos, mejorar la producción, realizar trabajos de exploración y sustituir las reservas de gas que fueron explotadas. Sin embargo, las reservas hidrocarburíferas del país no se incrementaron sustancialmente como resultado de la capitalización. Por ejemplo las reservas de gas de Chaco solo llegaron a 2,05 TPC y las de Andina a 2,84 TPC, volúmenes inferiores a la de otras compañías como Total, Maxus o Petrobras.

Después de la capitalización de YPF, el gobierno licitó las áreas no desarrolladas y los contratos de riesgo compartido que suscribió YPF comenzaron a dar sus frutos. De esta forma, en los últimos años las inversiones de las otras empresas petroleras sumaron \$us 891,5 millones. El objetivo era incrementar las reservas de tal forma que las exportaciones al Brasil se abastezcan completamente con gas boliviano. Gracias al incremento de las inversiones, las reservas del país crecieron de 6,8 TPC en 1996 a 32,2 TPC en 1999. Se destacan los aportes de la compañía brasileña Petrobras (10,59 TPC), Total de Francia (7,3 TPC) y de la compañía argentino-española Maxus (6,54 TPC). Los descubrimientos de las reservas de gas en los campos de San Antonio y San Alberto, además de la certificación del pozo de Itaú, permitieron que Bolivia se sitúe, después de Venezuela (142.5TPC) y México (63.5 TPC), en el tercer lugar en volumen de reservas en América Latina.

Las grandes inversiones realizadas en el sector, han permitido incrementar las reservas de gas en forma apreciable, sin embargo, estas no cuentan en la actualidad con un mercado asegurado donde puedan ser colocadas, ya que Petrobras tiene preferencia para exportar sus reservas a Brasil. Del total de reservas existentes, solo 9.8 TPC tienen mercado asegurado en las exportaciones a Brasil y el mercado interno, los restantes 22,4 TPC no tiene aún un mercado donde venderse.

Reservas de Gas Natural

| | |
|--|-----------------------|
| Reservas Certificadas (1 de enero 2000) | 32.2 trillones |
| Demanda próximos 20 años | 9.8 trillones |
| Gasoducto Bolivia – Brasil | 7.7 trillones |
| Cuiaba | 0.3 trillones |
| Demanda Interna | 1.8 trillones |

Sin embargo, existe un mayor potencial de demanda de gas en el Brasil, lo cual haría viable la construcción de un nuevo gasoducto. En 1998, la participación del gas natural en la matriz energética brasileña fue menor al 3%, pero el objetivo del gobierno de ese país es llegar al 12% en el año 2010. En este caso, el potencial de consumo de gas del Brasil llegaría a 60 millones de metros cúbicos por día. Si bien en la actualidad ya se habla de la posibilidad de construir un nuevo gasoducto para hacer frente a esta demanda potencial, todavía no existen plazos concretos para la materialización de

este proyecto. Todavía hay que esperar que el gasoducto actualmente existente entre a operar a plena capacidad: Además, el cambio tecnológico requerido para que el mercado del Brasil sustituya otras fuentes de energía por gas natural podría requerir todavía un tiempo.

Acceso Preferente de Petrobras

La cláusula 21,2 del contrato de compraventa de gas natural suscrito entre Petrobras-YPFB el 16-08-96, otorgan a Petrobras una opción para que las reservas de gas de esta empresa puedan acceder en forma preferente al gasoducto. Este artículo establece textualmente que: "Petrobras tendrá preferencia, con relación a terceros, en el suministro de gas a Brasil, para gas que provenga de campos en Bolivia, en los cuales Petrobras, por sí y/o a través de sus subsidiarias, tenga participación, aplicándose condiciones no menos ventajosas que aquellas previstas en el contrato".

De acuerdo a esta cláusula, Petrobras, junto a sus socias Total y Andina, suministrará 21,78 millones de metros cúbicos día (MMCD) –72.4%- de gas natural de los 30,08 (MMCD), los restantes 8,3 MMCD –27.6%- estarán divididos entre Chaco, Pérez Companc, Vintage Petroleum, Maxus y Pluspetrol.

Distribución de la Capacidad de Transporte del Gasoducto

| | Millones de M3 por día | % |
|---|---------------------------|-------|
| Petrobras, Total y Andina | 21.78 | 72.4 |
| Chaco, Pérez Companc, Vintage Petroleum, Maxus Y Pluspetrol | 8.30 | 27.6 |
| Total | 30.08 | 100.0 |

El departamento de Tarija en el sur del país será el departamento más beneficiado con el derecho preferente de Petrobras, pues 72,4% del gas que se exportará a Brasil se producirá en los campos San Alberto y San Antonio, de propiedad de Petrobras, ubicados en la región del Chaco tarijeño. Esto significa que este departamento recibirá por regalías, 11% de las ventas brutas.

A partir de 2004 Bolivia exportará 30.08 millones de metros cúbicos diarios (MMCD) de gas y facturará aproximadamente 400 millones de dólares al año. De este monto se transferirá a las regiones productoras el 11%, que equivalen a 55 millones de dólares y el 1% (US\$ 5 millones) para las zonas no productoras.

De los 55 millones de dólares por regalías, US\$ 39,6 millones los recibirá Tarija; US\$ 15,4 millones serán distribuidos entre Santa Cruz, Cochabamba y Chuquisaca, donde compañías petroleras como Chaco, Maxus, Vintage y Dong Wong tienen reservas probadas de gas, pero no pueden ser explotadas en mayores cantidades por la falta de mercado.

Impacto en las Exportaciones

A principios de la década de los 80, las exportaciones de gas natural llegaban a US\$ 400 millones, representando el 50% de las exportaciones totales. Estos ingresos provenían de la venta de gas a la Argentina. Con el descubrimiento de reservas de gas por parte de este país, las exportaciones fueron declinando, llegando en 1990 a US\$ 241 millones. En 1992, el convenio de exportación de gas a la Argentina llegó a su fin, habiendo sido ampliado hasta 1999, en condiciones más desfavorables para Bolivia (menores volúmenes y menores precios). En 1999 las exportaciones de gas solo alcanzaron a US\$ 62 millones, de los cuales US\$ 18 millones corresponden a exportaciones experimentales al Brasil a través del gasoducto.

Exportaciones (millones de \$US)

| | Exportaciones | Hidrocarburos |
|------|---------------|---------------|
| 1990 | 941 | 227 |
| 1991 | 865 | 241 |
| 1992 | 740 | 126 |
| 1993 | 789 | 96 |
| 1994 | 1064 | 98 |
| 1995 | 1150 | 142 |
| 1996 | 1232 | 133 |
| 1997 | 1275 | 98 |
| 1998 | 1197 | 88 |
| 1999 | 1013 | 62 |

Exportaciones de Gas al Brasil más Cuiabá

| Años | Brasil | | Cuiaba | |
|------|------------------------------------|-----------------------------|------------------------------------|-----------------------------|
| | Cantidad Contractual (mill.m3/día) | Valor Exportado (mill.\$US) | Cantidad Contractual (mill.m3/día) | Valor Exportado (mill.\$US) |
| 1999 | 8,00 | 102 | | |
| 2000 | 9,10 | 116 | | |
| 2001 | 13,30 | 170 | 2,5 | 32 |
| 2002 | 20,40 | 261 | 2,5 | 32 |
| 2003 | 24,60 | 315 | 2,5 | 32 |
| 2004 | 30,08 | 385 | 2,5 | 32 |
| 2005 | 30,08 | 385 | 2,5 | 32 |
| 2006 | 30,08 | 385 | 7,5 | 96 |
| 2007 | 30,08 | 385 | 7,5 | 96 |
| 2008 | 30,08 | 385 | 7,5 | 96 |
| 2009 | 30,08 | 385 | 7,5 | 96 |
| 2010 | 30,08 | 385 | 7,5 | 96 |
| 2011 | 30,08 | 385 | 7,5 | 96 |
| 2012 | 30,08 | 385 | 7,5 | 96 |
| 2013 | 30,08 | 385 | 7,5 | 96 |
| 2014 | 30,08 | 385 | 7,5 | 96 |
| 2015 | 30,08 | 385 | 7,5 | 96 |
| 2016 | 30,08 | 385 | 7,5 | 96 |
| 2017 | 30,08 | 385 | 7,5 | 96 |
| 2018 | 30,08 | 385 | 7,5 | 96 |
| 2019 | 30,08 | 385 | 7,5 | 96 |

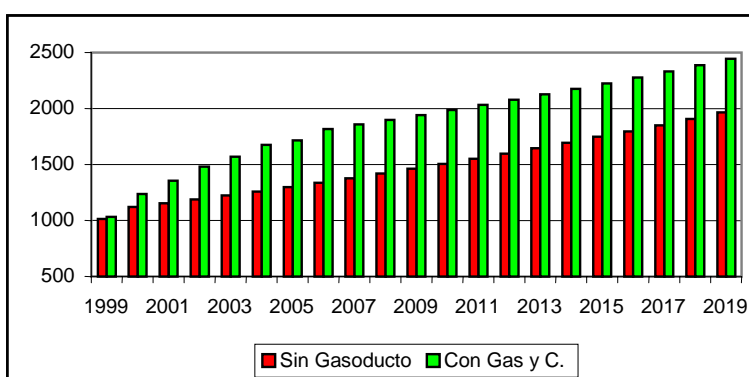
Fuente: Viceministerio de Energía e Hidrocarburos

- a) En el caso de Cuiaba, las exportaciones de 2.5 millones de metros cúbicos día incluye 1.25 millones de metros cúbicos de gas argentino.

- b) El precio de exportación utilizado es el precio base estimado en \$US 0.95/BTU.

Con el inicio de las exportaciones en forma regular a partir de 2000, se espera que los ingresos de exportación se incrementen hasta un máximo de US\$ 385 millones a partir de 2004, por la venta de gas natural, mas un adicional de US\$ 96 millones por las ventas de gas para la producción de energía termoeléctrica en la planta de Cuiabá, con lo que las exportaciones bolivianas se incrementarán en US\$ 480 millones anuales, representando un ingreso adicional de US\$ 8.500 millones en los próximos 20 años.

**Proyección de Exportaciones
Sin Gasoducto y Con Gasoducto más Cuiabá
(millones de US\$)**



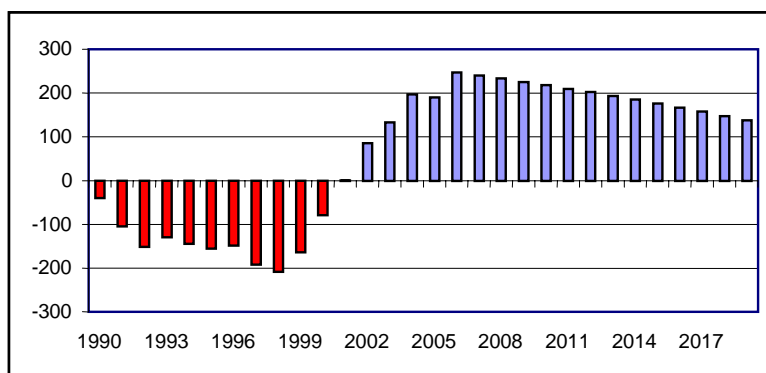
El saldo en la balanza comercial de Bolivia con Brasil ha sido históricamente deficitario. Con el inicio de las exportaciones al Brasil, el saldo será positivo en alrededor de US\$ 200 millones al año durante los próximos 20 años.

**Saldo Comercial con el Brasil
(millones US\$)**

| | Exportaciones | Importaciones | saldo |
|------|---------------|---------------|-------|
| 1990 | 78 | 118 | -40 |
| 1991 | 38 | 142 | -104 |
| 1992 | 13 | 164 | -151 |
| 1993 | 21 | 150 | -129 |
| 1994 | 35 | 179 | -144 |
| 1995 | 20 | 175 | -155 |
| 1996 | 35 | 183 | -148 |
| 1997 | 36 | 228 | -192 |
| 1998 | 37 | 245 | -208 |
| 1999 | 27 | 190 | -163 |

Fuente: Instituto nacional de Estadística

Saldo Comercial Projectado con el Brasil
(millones US\$)



Ingresos Fiscales⁵

Regímenes Impositivos Up-Stream

| | Sistema Antiguo | Sistema Nuevo | |
|---|--|---|----------------------|
| | | Hidrocarburos Existentes | Hidrocarburos Nuevos |
| A. Departamentos Productores (11%) | 11% | 11% | 11% |
| B. Compensación Beni y Pando (1%) | 1% | 1% | 1% |
| C. Participación YPFB (TGN) | | 6% | 6% |
| D. Impuesto Nacional /Regalía Nacional Complementaria (1) | 19% | 13% (art.51, Ley No 1689) | 0% |
| E. Participación del Estado | Participación YPFB (19%) | Participación Nacional 19% SAM(A) y SAM(B)-19% contr. Convertidos | 0% |
| Impuesto a las Utilidades | 40% (Art.74,Ley No 1194) Acreditable contra el 19% + 12% | 25% | 25% |
| Surtax | | 25% | 25% |
| Impuesto Remesas al Exterior | | 12.5% | 12.5% |

Fuente: Ayala, 1999

1. El Impuesto a las utilidades atribuibles a los hidrocarburos existentes es acreditable contra la Regalía Nacional Complementaria
2. La base imponible del Surtax es la misma que la del impuesto sobre utilidades, previa deducción de los siguientes conceptos
 - Hasta el 33% de las inversiones acumuladas en exploración y explotación de hidrocarburos
 - El 45% del valor de la producción en Boca de Pozo por cada campo, hasta un límite anual de Bs.250.000.000

Los impactos de las reformas en el sector de hidrocarburos y de la exportaciones de gas al Brasil, sobre los ingresos del TGN, son apreciables. Con anterioridad a la promulgación de la nueva ley de hidrocarburos, las empresas petroleras contribuían

⁵ Ver Ayala (1999)

con 50% del valor bruto de la producción. Once por ciento por concepto de regalías a los departamentos productores, 1% como regalías compensatorias para los departamentos de Beni y Pando, 19% como regalía nacional complementaria y 19% como participación directa del Estado.

En 1996, los impuestos a los hidrocarburos constituían el 32% del total de las recaudaciones tributarias. La reforma del sector hidrocarburos buscó lograr un equilibrio entre mantener las recaudaciones e incentivar las inversiones en el desarrollo de nuevas reservas. Por este motivo, se dividieron las reservas entre “hidrocarburos viejos” o “hidrocarburos existentes” al momento de la capitalización, las cuales en esencia pagaban el mismo porcentaje de impuestos existente en el antiguo sistema, e “hidrocarburos nuevos” que fueran descubiertos con posterioridad a la reforma. Esta última categoría de hidrocarburos solo tributaría un 18% del valor bruto de su producción-11% de regalías a los departamentos productores, 1% de compensación a Beni y Pando, y 6% como contribución directa al TGN.

La reducción de la regalía nacional complementaria tuvo un efecto inicial de disminuir las recaudaciones por hidrocarburos, cayendo éstas a 4.4% del PIB. En años posteriores las recaudaciones aumentaron debido a la mayor importancia de las recaudaciones por concepto del Impuesto Especial a los Hidrocarburos (IEHD.)

La contribución futura del sector hidrocarburos a las finanzas públicas, en el marco del nuevo sistema impositivo, dependerá de varios factores: primero, de la evolución de los precios internacionales de referencia del petróleo; segundo, de los volúmenes de producción de hidrocarburos existentes que contribuyen con 50% del valor bruto de la producción; tercero, de los volúmenes de producción de los hidrocarburos nuevos, ya que estos solamente contribuyen con el 18% del valor bruto de la producción, como consecuencia de la exportación de gas natural al Brasil; finalmente, de las recaudaciones por concepto de tributos generales (IVA e IT) y específicos (IEHD) por la venta de hidrocarburos y derivados en el mercado interno.

La exclusividad de las reservas de Petrobras en la venta gas al Brasil tendrá también un impacto en los ingresos para el Tesoro General de la Nación (TGN), ya que la mayor parte del gas exportado es categorizado como combustible nuevo. Según la Ley de Hidrocarburos, este tipo de hidrocarburo cancela 18% de impuesto (12% para regalías y 6% para YPFB); las reservas de gas existentes pagan 50% (12% como regalías, 6% para YPFB y 32% para el Tesoro).

De los 3,6 trillones de pies cúbicos (TPC) de reservas de gas catalogados como “existentes”, solamente 2 trillones fueron nominadas para la exportación de gas al Brasil, quedando un remanente de 1,6 TPC sin explotar. Si Bolivia no logra que estas reservas se incluyan en las exportaciones de gas al Brasil, el Estado experimentará una pérdida de ingresos ya que la mayor parte de las reservas son consideradas hidrocarburos nuevos y tributarán solo el 18% de la facturación bruta (alrededor de US\$ 500 millones en los próximos 20 años.)

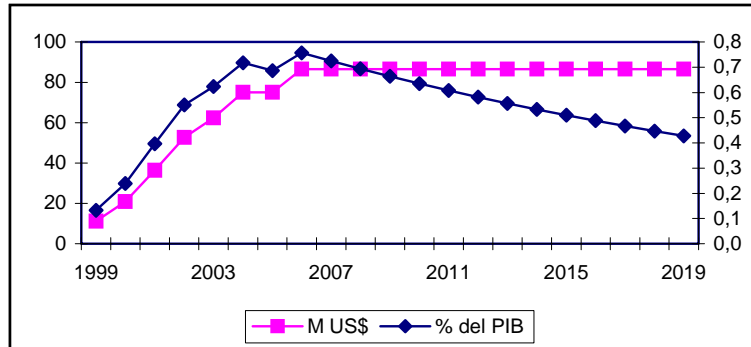
Sin embargo, la aplicación del impuesto de Surtax puede incrementar los ingresos fiscales. La Ley de Hidrocarburos establece el pago del Surtax a los campos de grandes dimensiones y grandes volúmenes de producción, como es el caso de los campos de San Alberto y San Antonio. Las reservas gasíferas de San Alberto y San Antonio llegan a 10,6 trillones de pies cúbicos, de los 32 trillones de pies cúbicos certificados en Bolivia. De los 30 millones de metros cúbicos diarios de gas que Bolivia

venderá a Brasil, 22 millones de metros cúbicos provendrán de San Alberto y San Antonio.

De acuerdo a la Ley de Hidrocarburos, los campos con hidrocarburos nuevos -es el caso de San Alberto y San Antonio- sólo pagan el 18 por ciento, en lugar del 50 por ciento que aportan los hidrocarburos existentes. En compensación a esta diferencia, estos campos pagarán Impuestos a las Utilidades del 25 por ciento y el sobre impuesto Surtax, también del 25 por ciento.

Aunque la ley no es muy clara sobre la forma de realizar el pago, para el cálculo del pago del Surtax se debe tomar en cuenta los balances de las empresas, las inversiones, costos operativos y volumen de ventas, entre otros. De acuerdo a la Ley de Hidrocarburos, cuando un campo pase un cierto margen de utilidades se vuelve a calcular el Impuesto a las Utilidades, descontándose un tercio de las inversiones realizadas y el costo operativo; sobre el saldo se vuelve a cobrar impuestos por un 25 por ciento.

**Recaudaciones Tributarias Proyectadas
Ventas de Gas - Cuiabá**



La venta de gas al Brasil tendrá un impacto moderado sobre las recaudaciones tributarias. Los montos recaudados se irán incrementando hasta alcanzar los US\$ 87 millones a partir de 2006, cuando el gasoducto esté operando a su máxima capacidad. En términos porcentuales, la contribución llegará a ser solamente un 0.8% del PIB en el 2006, y se irá reduciendo paulatinamente a medida que el PIB vaya aumentando.

RENTA INTERNA, RENTA ADUANERA, INGRESOS POR HIDROCARBUROS Y REGALIAS MINERAS

(millones de Bs.)

| | 1993 | 1994 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 |
|--|---------------|-------------|---------------|-------------|---------------|---------------|---------------|
| RENTA INTERNA | 2193,6 | 2727,6 | 3451,3 | 3995,5 | 4844,3 | 5920,5 | 5761,1 |
| RENTA ADUANERA | 319,9 | 394,3 | 450,3 | 474,7 | 590,4 | 719,9 | 633,0 |
| HIDROCARBUROS | 1636,3 | 1645,1 | 1714,9 | 2137,5 | 1833,3 | 2541,7 | 2530,4 |
| Impuesto al Valor Agregado – YPFB* | 285,4 | 325,1 | 364,4 | 357,2 | 345 | 307,4 | 333,6 |
| Impuesto a las Transacciones – YPFB | | | | 81,5 | 74,8 | 70,9 | 77,0 |
| Impuesto Especial a los Hidrocarburos (IEHD) | | | | 47,4 | 546,5 | 1092,6 | 1188,3 |
| Regalías | 1350,9 | 1320 | 1350,5 | 1651,4 | 867 | 1070,8 | 931,5 |
| Departamentales | 154,3 | 160,4 | 190,5 | 228 | 233,4 | 193,6 | 167,4 |
| Nacionales | 106,4 | 147,5 | 187,6 | 265 | 83,5 | 430,7 | 322,7 |
| Otros | 1090,2 | 1012,1 | 972,4 | 1158,4 | 550,1 | 446,5 | 441,4 |
| REGALIAS MINERAS | 12 | 0 | 16,3 | 25,3 | 58,3 | 48,0 | 42,7 |
| TOTAL RECAUDACIONES | 4161,8 | 4767 | 5632,8 | 6633 | 7326,3 | 9230,1 | 8967,2 |

RENTA INTERNA, RENTA ADUANERA, INGRESOS POR HIDROCARBUROS Y REGALIAS MINERAS

(% del PIB)

| | 1993 | 1994 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| RENTA INTERNA | 8,9 | 9,8 | 10,6 | 10,5 | 11,6 | 12,6 | 11,8 |
| RENTA ADUANERA | 1,3 | 1,4 | 1,4 | 1,2 | 1,4 | 1,5 | 1,3 |
| HIDROCARBUROS | 6,6 | 5,9 | 5,3 | 5,6 | 4,4 | 5,4 | 5,2 |
| Impuesto al Valor Agregado – YPFB* | 1,2 | 1,2 | 1,1 | 0,9 | 0,8 | 0,7 | 0,7 |
| Impuesto a las Transacciones – YPFB | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| Impuesto Especial a los Hidrocarburos (IEHD) | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 1,3 | 2,3 | 2,4 |
| Regalías | 5,5 | 4,8 | 4,1 | 4,3 | 2,1 | 2,3 | 1,9 |
| Departamentales | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,4 | 0,3 |
| Nacionales | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,2 | 0,9 | 0,7 |
| Otros | 4,4 | 3,6 | 3,0 | 3,0 | 1,3 | 0,9 | 0,9 |
| REGALIAS MINERAS | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| TOTAL RECAUDACIONES | 16,9 | 17,2 | 17,3 | 17,4 | 17,5 | 19,6 | 18,4 |

IV. Simulación del Impacto del Gasoducto mediante un Modelo de Equilibrio General Computable para Bolivia

En la sección precedente se analizaron los efectos directos que las exportaciones de gas al Brasil tendrán sobre la economía boliviana. Sin embargo, existen efectos multiplicadores que es necesario tomar en cuenta para medir el impacto total del gasoducto. Para este efecto, se realizaron ejercicios de simulación a través de un modelo de equilibrio general computable (MEGC) para Bolivia, comparándose un escenario base que no considera las exportaciones de gas al Brasil, con un escenario alternativo donde se incorpora estas exportaciones.

Una explicación de las características del MEGC utilizado se realiza en el anexo B. Si bien el modelo permite un análisis bastante detallado de los impactos del gasoducto en el comportamiento del sector de hidrocarburos, también permite evaluar estos impactos a nivel macroeconómico, como ser: crecimiento, inflación, tipo de cambio real, déficit fiscal, déficit externo, etc. En esta sección se discuten en detalle los mencionados efectos. Las simulaciones cubren el período de los 9 años iniciales de la exportación de gas, donde se dan la mayor parte de los efectos y se determinan las tendencias de las principales variables. Es importante destacar que, como todo modelo de simulación, este modelo entrega resultados aproximados, los cuales tienen que ser interpretados principalmente como tendencias de las variables y no como valores exactos que tendrán estas variables en el futuro.

Para analizar los efectos del gasoducto sobre la economía, es necesario comparar esta alternativa con otra en la cual no se incorporan los volúmenes a ser exportados al mercado brasileño. Este escenario (escenario base o escenario sin gasoducto) incorpora también los supuestos sobre las tendencias de variables exógenas o de política, como ser política cambiaria, precios internacionales, entrada de capitales, etc., los cuales no serán modificados cuando se realicen las simulaciones en el escenario con gasoducto.

Alternativa Base (Sin Gasoducto)

El escenario base incorpora supuestos que constituyen los “hechos estilizados” más relevantes que han caracterizado el desempeño de la economía boliviana, y asume que estos se mantendrán en el futuro. Entre estos supuestos se encuentran los siguientes:

- a) Las exportaciones de gas natural se mantendrán en el nivel alcanzado en 1999, cuando el país exportó 1.641 millones de metros cúbicos de gas. Este año las exportaciones de gas fueron sustancialmente inferiores a las de los años precedentes por la conclusión del contrato de exportación a la Argentina.
- b) La devaluación cambiaria se mantiene en un 5% anual, siguiendo la tendencia observada en los últimos años.
- c) El gasto público tiene un incremento real de 2% al año, suponiendo que el gobierno mantendrá una política fiscal austera dirigida a mantener la estabilidad macroeconómica.
- d) El financiamiento externo al gobierno seguirá la tendencia decreciente observada en los últimos años, y los flujos externos al sector privado, principalmente en la forma de inversión extranjera directa, se mantendrán a lo largo de todo el período de la simulación.

- e) Otras variables exógenas, como ser: precios internacionales de exportaciones e importaciones, tasas internacionales de interés, permanecerán estables.

Los principales resultados obtenidos en la simulación base también reflejan las principales características del desempeño de la economía boliviana en los últimos años, destacándose los siguientes:

- a) La tasa de crecimiento del PIB se sitúa alrededor del 4% anual. Este resultado es compatible con la tasa observada en los últimos años.
- b) La inflación se sitúa alrededor del 3% al año, ligeramente por debajo de la tendencia observada. Sin embargo, esta tasa es la alcanzada en 1999 y se espera que pueda ser mantenida en el futuro.
- c) El déficit fiscal se va reduciendo pero a un ritmo lento. En 1999 se obtuvo un déficit de 4%, y este es rebajado hasta 3% en 2008.
- d) Las exportaciones se incrementan desde US\$ 1.337 millones el año 1999 hasta US\$2.260 millones en 2008. Es decir un crecimiento de casi 70%.
- e) El déficit en cuenta corriente de la balanza de pagos se reduce de US\$ 817 millones en 1999 a US\$ 705 millones el 2008.

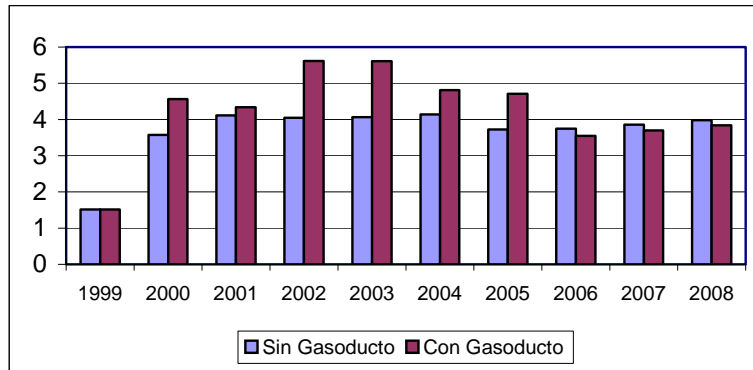
Alternativa Con Gasoducto

En esta sección se describen los efectos resultantes del incremento sustancial en las exportaciones de gas natural sobre la economía boliviana, simulados a través del MEGC. Los volúmenes y valores de las exportaciones de gas corresponden a los montos pactados dentro del contrato de compra-venta firmado con el Brasil. También se incluyeron los volúmenes y valores de gas natural a ser utilizados en la planta termo-eléctrica de Cuiabá.

a) Crecimiento del PIB y estructura productiva

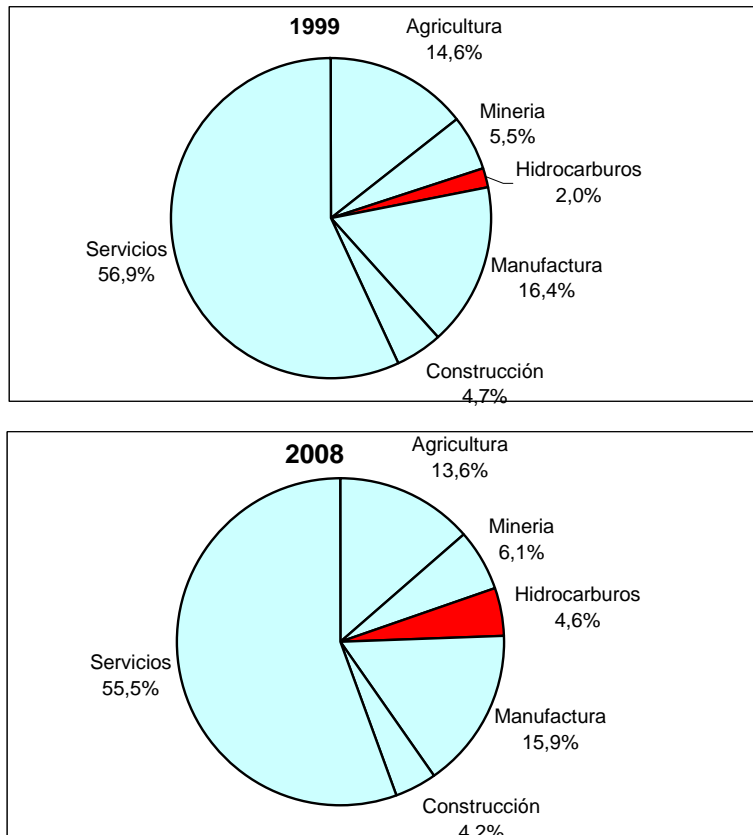
Las exportaciones de gas tendrán un efecto positivo sobre la tasa de crecimiento del PIB. La tasa promedio de crecimiento anual, en el período 2000-2008, será superior en 0.5% como resultado de las exportaciones de gas. El mayor efecto se dará en los años 2002 y 2003, cuando se realizan los mayores aumentos en los volúmenes exportados. Estos años la tasa de crecimiento del PIB será 1.6% superior debido a las exportaciones de gas. A partir del año 2006, cuando las exportaciones hayan llegado a su máximo nivel, la tasa de crecimiento tenderá a igualarse con la tasa de la alternativa sin gasoducto, aunque a un mayor nivel absoluto del PIB en el caso de la alternativa con gasoducto.

Tasa de crecimiento del PIB (variación %)



La diferencial en la tasa de crecimiento estará dada por el mayor crecimiento de las exportaciones, que en la alternativa con gasoducto crecerán en 1.4% por encima de la alternativa sin gasoducto. En los primeros 5 años de exportación de gas la diferencia en la tasa de crecimiento promedio será de 3.1%. La tasa de crecimiento del consumo privado será superior en solo 0.5% en el escenario con gasoducto. Obviamente el sector que tendrá la mayor tasa de crecimiento con la exportación de gas, será el de hidrocarburos. El PIB del sector crecerá a una tasa promedio anual de 16% en los primeros 6 años de la exportación. La participación del sector de hidrocarburos se incrementará de 2% en 1999 a 4.6% el año 2008.

Estructura del PIB real (%)

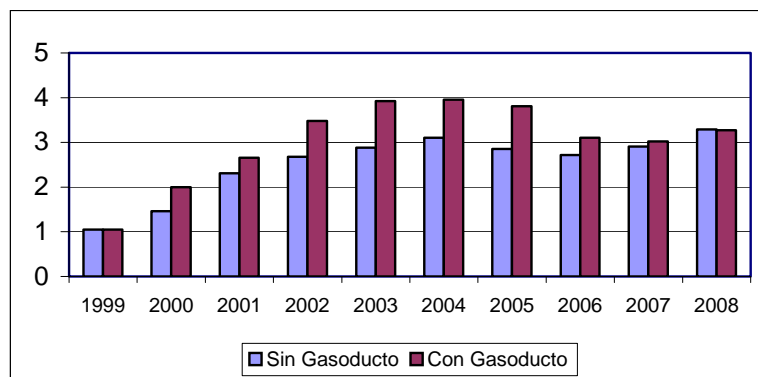


b) Inflación, Tipo de Cambio Real y Enfermedad Holandesa

Como se mencionó anteriormente, los ingresos de exportación de gas probablemente causen una apreciación del tipo de cambio, o una menor depreciación, con lo cual la economía podría experimentar los efectos de la denominada “enfermedad holandesa”. Sin embargo, estos efectos no serán muy significativos, ya que la mayor parte de los ingresos de exportación constituirán utilidades de las empresas transnacionales que exportan el gas, y lo más probable es que dejen el país como “remesas de utilidades”, sin tener un efecto significativo sobre la demanda interna. El único componente importante que tendrá un efecto directo sobre la demanda agregada será el ingreso tributario, que alcanzarán al 18% del valor bruto de la producción del gas exportado, al ser considerado este como “hidrocarburos nuevos”.

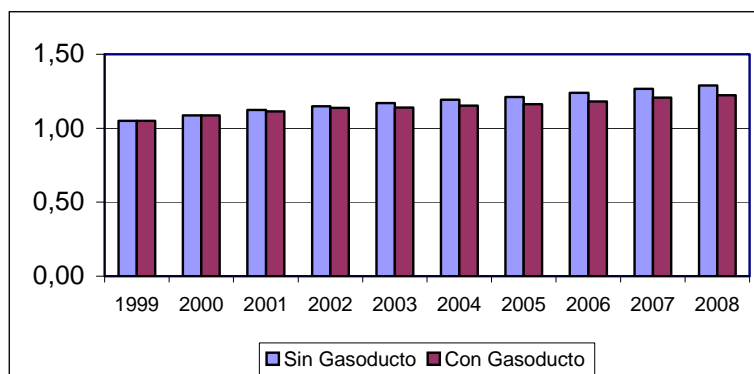
Este aspecto es captado en los ejercicios de simulación del MEGC. En primer lugar, la tasa de inflación es superior en 0.6% promedio anual, como resultado de la mayor demanda y ritmo de actividad generadas por los ingresos provenientes de las exportaciones de gas. Esta diferencia en la tasa de inflación es poco significativa en relación a los ingresos de exportación adicionales generados por el gas. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, una buena parte de estos ingresos no alcanzarán a transmitir sus efectos a la economía boliviana, ya que dejen el país como remesas de utilidades de las compañías transnacionales que son propietarias del gasoducto y de las reservas de gas.

**Tasa de inflación
(variación %)**



Debido al limitado efecto sobre la inflación, los efectos sobre el tipo de cambio real también serán reducidos. Dado que la devaluación nominal en ambos escenarios es la misma (5% al año durante todo el periodo de la simulación) y suponiendo una inflación internacional de 2% al año en ambos escenarios, la depreciación del tipo de cambio real, en el escenario con gasoducto, es en promedio anual 0.6% inferior en comparación a la alternativa sin gasoducto. En el largo plazo esta menor depreciación tiende a acumularse, llegando a ser el tipo de cambio real 1.5% inferior en la alternativa con gasoducto en un período de 9 años.

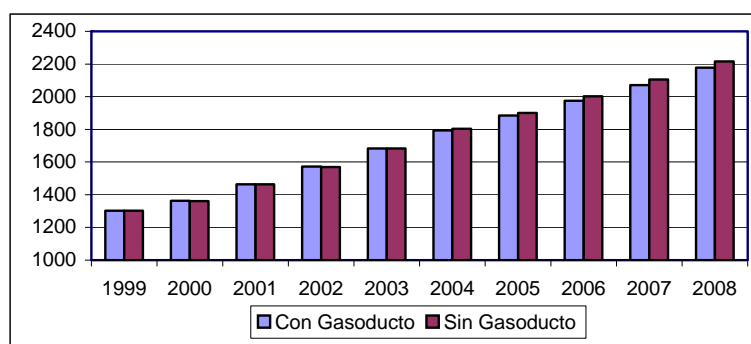
Evolución del Tipo de Cambio Real



Debido a que la menor depreciación cambiaria es mas bien moderada en la alternativa con gasoducto, el impacto sobre la producción de bienes transables distintos al gas natural, tiende también a ser reducida.

En las simulaciones del modelo, las exportaciones de bienes distintos al gas natural, en el escenario con gasoducto, son como promedio anual US\$ 11 millones inferior a la alternativa sin gasoducto. Si bien esta la diferencia tiende a incrementarse en el tiempo debido a la menor depreciación cambiaria acumulada, esta no deja de ser poco significativa. De acuerdo a los resultados obtenidos a través del modelo, se esperaría que las exportaciones de gas al Brasil producirían un caso leve de “Enfermedad Holandesa”, por lo que la competitividad del sector exportador se vería marginalmente afectada. Este efecto reducido sería principalmente el resultado de: primero, que una buena parte de los ingresos de exportación no ingresarían efectivamente a la economía, ya que estos serían enviados al exterior como remesas de utilidades, y segundo, que la política cambiaria seguida por el Banco Central, de fijar el tipo de cambio mediante un sistema de flotación controlada, en el cual el tipo de cambio nominal se devalúa alrededor de un 5% al año, tiende a mantener el tipo de cambio real en un nivel competitivo.

Exportaciones Otros Bienes Distintos a Gas Natural (millones de US\$)

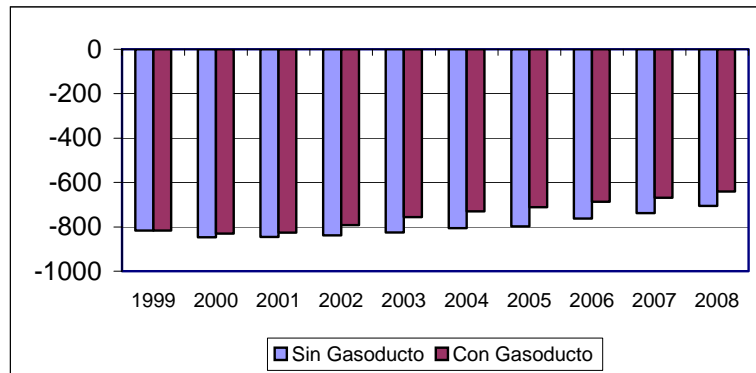


c) Déficit Externo

En la alternativa con gasoducto, el déficit en la cuenta corriente de la balanza de pagos tiende a ser menor en US\$ 52.2 millones como promedio anual en un período

de 9 años. Esta diferencia no es mayor ya que los mayores ingresos de exportación, que alcanzan a US\$ 213.2 millones como promedio al año, son compensados por mayores importaciones (US\$ 84.2 millones en promedio al año) y mayores transferencias corrientes al exterior (US\$ 75.1 millones en promedio al año).

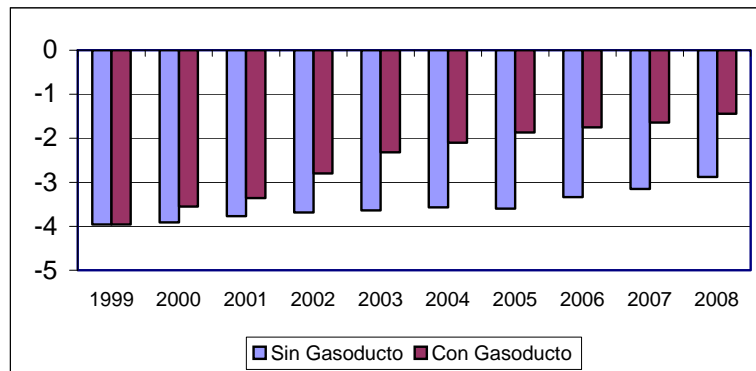
**Déficit Cuenta Corriente
(millones de US\$)**



d) Déficit Fiscal

El déficit fiscal, en la alternativa del gasoducto, experimenta una notable mejoría con relación a la alternativa sin gasoducto. Los mayores ingresos fiscales, especialmente por concepto de regalías, tendrán el impacto de reducir el déficit fiscal en forma más acelerada. De acuerdo a las simulaciones efectuadas, el déficit será inferior en promedio en 1.1 del producto, llegando en un año en particular a ser 1.73% del producto inferior. El impacto fiscal del gasoducto es mayor a los ingresos fiscales estimados como efectos directos en la sección 2. Las simulaciones realizadas mediante el MEGC, además de los impuestos del “up-stream” incluyen los impuestos a las utilidades. Si el gas exportado hubiera proveniendo de las reservas catalogadas como existentes, los ingresos y efectos sobre el déficit fiscal habrían sido superiores.

**Déficit Fiscal
(% del PIB)**



V. Conclusiones

La construcción del gasoducto y el inicio de las exportaciones han tenido y tendrán efectos significativos sobre la economía boliviana. La construcción que fue realizada casi en su totalidad en 1998, hizo que los efectos de la crisis económica internacional no se manifestara antes en la economía boliviana, ya que el producto creció en 4.7% en ese año cuando el resto de la región experimentaba tasas negativas.

En 1999, el rezago en el inicio de las exportaciones de gas, también atribuible a la crisis que afectó a la economía brasileña, no produjo el incremento esperado en el producto del sector de hidrocarburos, que compensara la caída de otros sectores debido a la conclusión del gasoducto, con lo cual la economía redujo considerablemente su tasa de crecimiento llegando a ser solo 0.6%.

Sin embargo, se estima que los impactos futuros de la exportación de gas sobre la actividad económica se darán a partir del año 2000, llegando la tasa de crecimiento a ser hasta 1.6% superior en el año de mayor crecimiento de las exportaciones de gas, en comparación a la alternativa de no existir el gasoducto.

Los impactos han sido importantes en términos de la tasa de inversión, no solo debido a la construcción del gasoducto, sino también como resultado del incremento de la inversión en actividades de exploración. Esto ha permitido al país incrementar significativamente sus reservas de gas probadas, lo cual permitirá cumplir con los volúmenes de exportación comprometidos en el contrato de venta, e incluso hace posible la construcción de un nuevo gasoducto.

Los efectos sobre los ingresos fiscales son más limitados, debido a que el gas exportado al Brasil entran dentro de la clasificación de "hidrocarburos nuevos", con lo cual solamente tributan un 18% del valor bruto de la producción del gas exportado. Es muy probable que el resto de los ingresos constituyan remesas de utilidades de las compañías transnacionales, con lo que estos ingresos no tendrían efectos multiplicadores sobre el resto de la economía. Como resultado, es muy probable que no exista una significativa apreciación cambiaria, y no se produzca un efecto significativo de "Enfermedad Holandesa".

Referencias

Agenor P.R. and P.J. Montiel (1996), *Development Macroeconomics*, Princeton University Press, Princeton, New Jersey.

Ayala V.H. (1999), *Determinantes de la Inversión Privada y Productividad del Sector Hidrocarburos*. Documento presentado en el Seminario "Crecimiento, Empleo y Equidad: América Latina en los años 90 – El Caso Boliviano", auspiciado por la Comisión Económica para América Latina y El Caribe (CEPAL), La Paz.

Corporación Andina de Fomento (1997), *Proyecto de Integración Energética Gasoducto Bolivia-Brasil*, Informe para Directorio, CAF, Caracas.

Fundación Milenio (1998), *Las Reformas Estructurales en Bolivia*, Serie: Temas de la Modernización, W Producciones SRL, La Paz.

Pierce, M.H. (1997) (editora), *Capitalización: El Modelo Boliviano de Reforma Social y Económica*, Woodrow Wilson Center, Current Studies on Latin America, North South Center, University of Miami.

Sachs J. y F. Larraín (1994), *Macroeconomía en la Economía Global*, Prentice Hall Hispanoamericana, S.A. Mexico-Englewood Cliffs.

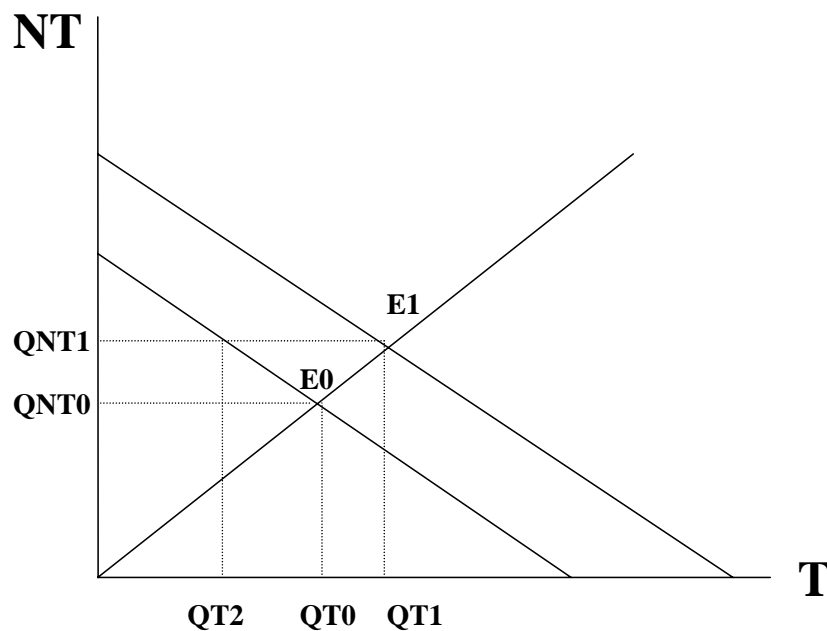
Salomon Smith Barney (1999), *Transredes: Transporte de Hidrocarburos*. Presentación no Publicada, Citibank and Salomon Smith Barney, Las Paz.

Anexo A

Enfermedad Holandesa⁶

El gasoducto Bolivia Brasil tendrá muchos efectos positivos importantes sobre el desempeño de la economía boliviana. Sin embargo, los ingresos de exportación extraordinarios pueden ocasionar un problema de “enfermedad holandesa” (“Dutch Disease”). De acuerdo a este enfoque, si un país produce y exporta un “commodity” u otro tipo de bien que produce un ingreso extraordinario de divisas al país, se genera una apreciación de la moneda local, lo cual modifica los precios relativos a favor de los bienes no transables, y de esta forma desincentiva la producción de los demás bienes transables, diferentes al bien que está produciendo la ganancia extraordinaria. Esta situación puede ser observada en la siguiente figura:

Enfermedad Holandesa



La economía se encuentra inicialmente en un punto como E0, produciendo y consumiendo 2 tipos de bienes, transables y no transables, en cantidades QT0 y QNT0 respectivamente. El inicio de las exportaciones de un determinado bien que produzca ingresos extraordinarios, como es el caso del gas natural en la economía boliviana, va a desplazar la curva de producción hacia la derecha y la economía se situará en un nuevo punto de producción y consumo como E2. Claramente, en este punto se ha producido un aumento en la producción de bienes no transables y transables. La producción de bienes transables es ahora QT1, superior a la producción inicial QT0. Sin embargo, el aumento en la producción de transables es inferior al aumento de la producción de gas natural, lo cual significa que la producción de los otros bienes transables, excluyendo el gas natural, se ha reducido a QT2. Esto implica que el incremento en la producción de gas natural se ha dado en detrimento de la producción de otros bienes transables.

⁶ Ver Sachs y Larraín (1994)

Anexo B

Modelo De Equilibrio General (MEGC)

I. Características Generales del Modelo

El MEGC utilizado para evaluar los impactos de las exportaciones de gas sobre la economía boliviana tiene como características generales las siguientes:

- a) Dinámico, porque el modelo simula los impactos de shocks para varios períodos (10 años) permitiendo la acumulación de stocks de capital físico y financiero. Esto permite simular fenómenos tales como: crecimiento económico, inflación, problemas de la transferencia de la deuda, etc.
- b) Multisectorial, ya que incluye diferentes sectores económicos, instituciones y grupos socio económicos, instituciones financieras, además del sector externo. Esta diversidad permite introducir diferentes reglas de ajuste a los sectores e instituciones, que reflejen en mejor medida las características de la economía boliviana.
- c) Real-financiero, ya que incorpora el sector real, donde se genera la producción, ingreso, consumo, ahorro e inversión por una parte; y el sector financiero que es donde se modela la forma en que el ahorro es canalizado desde los sectores que lo generan, hacia los sectores que lo demandan para financiar la inversión.
- d) Orientación macro, es decir a pesar que el modelo incluye cierto detalle en los sectores productivos, grupos económicos e instituciones financieras y no financieras, el modelo no pone un énfasis especial en un sector específico. Las desagregaciones están uniformemente distribuidas entre los diversos sectores.

II. Características Específicas del Modelo

Las principales características específicas del modelo son:

- a) En el sector productivo, hay cuatro actividades que tienen funciones de producción: agricultura, minería, hidrocarburos y servicios modernos.
- b) Existen tres sectores con oferta elástica y cuyos precios se determinan siguiendo la regla del mark-up; por lo que el exceso de demanda en estos mercados se elimina mediante cambios en la producción.
- c) El ajuste de los balances de acumulación para los hogares sigue el enfoque 'prior-saving'. El nivel de inversión realizado y la acumulación de otros activos financieros, se ajustan a la disponibilidad de fondos, que es determinada exógenamente a los hogares. Los hogares sin embargo pueden escoger la estructura de su portafolio siguiendo criterios de maximización de rentabilidad.
- d) Las compañías pueden decidir sobre la estructura y nivel de sus activos en primer lugar y asegurar el financiamiento posteriormente (enfoque 'investment-leading-savings'). Las Compañías puede determinar la estructura de su portafolio sobre la base de las diferenciales de rentabilidad de los distintas alternativas de inversión. El nivel de inversión realizado por las Compañías puede estar restringido por la

disponibilidad de financiamiento impuesto por la política monetaria a nivel macroeconómico ('budget constraint').

- e) Las Empresas Públicas y el Gobierno pueden determinar sus niveles de inversión en capital físico y activos financiero. El crédito proveniente del Banco Central va a actuar finalmente como la variable de ajuste de los balances de acumulación. Nuevamente, la inversión del Gobierno y las empresas públicas puede estar restringido por la disponibilidad de financiamiento que ellos puedan obtener.
- f) El Banco Central otorga crédito a los bancos privados en los montos determinados por estos últimos; el crédito a los hogares se encuentra restringido por la disponibilidad de fondos prestables y por lo tanto es la variable que cierra el balance.
- g) El préstamo de los bancos comerciales a las compañías es determinado por estas últimas; y el crédito a los hogares por los mismos bancos basados en criterios de rentabilidad. El financiamiento de estos créditos es obtenido mediante depósitos bancarios y crédito proveniente del Banco Central, el cuál finalmente actúa como cierre del balance de acumulación de los bancos comerciales.
- h) Como se explicó anteriormente, el Banco Central actúa como prestatario de última instancia al sistema financiero y como banquero del gobierno. La última fuente de financiamiento disponible por el Banco Central son sus propias reservas internacionales. En una situación de restricción de divisas, sin embargo, la capacidad para importar y el surgimiento de un mercado paralelo de divisas actúan como el cierre global del modelo.