

Volatilidad de ingresos por hidrocarburos



Los ingresos por regalías e IDH dependen de los precios y de la producción

Una caída del precio internacional del petróleo impactaría en los precios del gas natural exportado

¿Existen mecanismos para amortiguar la volatilidad de los precios?

Volatilidad de ingresos por hidrocarburos

FUNDACIÓN JUBILEO

Director Ejecutivo: Juan Carlos Núñez V.

Coordinador General: Waldo Gómez R.

Elaboración: Raúl Velásquez G.

Célica Hernández

Edición: Jorge Jiménez Jemio

Dirección: Ed. Esperanza, Av. Mariscal Santa Cruz, piso 2

Telefax: (591-2) 2125177 – 2311074

E-mail: fundajub@entelnet.bo

Casilla: 5870 La Paz – Bolivia

Publicación realizada con apoyo de:



Las opiniones contenidas en esta publicación no implican necesariamente la posición del auspiciador.



ÍNDICE

1. CÁLCULO DE LA REGALÍA E IMPUESTO

DIRECTO A LOS HIDROCARBUROS4

2. INGRESOS POR EL PETRÓLEO.....6

3. INGRESOS POR EL GAS NATURAL.....8

4. CONTRATO CON BRASIL 10

5. CONTRATO ENARSA 13

6. INGRESOS POR EL GAS LICUADO DE PETRÓLEO (GLP)..... 18

7. PARTICIPACIÓN POR PRODUCTO EN EL TOTAL

DE LOS INGRESOS DEL ESTADO20

8. ESCENARIOS22

9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES26



Presentación

En los últimos siete años, Bolivia recibió mayores ingresos por la explotación de hidrocarburos, principalmente gas natural, lo cual ha beneficiado tanto al Tesoro General de la Nación como a los gobiernos subnacionales, pueblos indígenas y a toda la población.

En julio de 2008, los precios internacionales del barril de petróleo alcanzaron niveles históricos. Los países productores de petróleo y algunos de gas natural se beneficiaron con importantes flujos de ingresos provenientes de la venta de esos recursos naturales. Sin embargo, en diciembre del mismo año, la situación se invirtió y el precio internacional del barril de petróleo descendió a su nivel más bajo en los últimos tres años.

Posteriormente, desde mediados de 2009, los precios internacionales recuperaron su tendencia creciente que, con algunas oscilaciones, se mantiene en la actualidad. Estas variaciones repercutieron en los presupuestos públicos y en la misma gestión pública, lo cual conlleva grandes dificultades en la ejecución de los montos percibidos.

En muchos casos, esta situación ha implicado una baja ejecución de los ingresos que perciben los beneficiarios de la renta petrolera y, en otros, una ejecución de inversiones sin ninguna planificación de desarrollo a mediano y largo plazo.

Este documento busca aportar en la comprensión de las razones que originan la volatilidad de ingresos de la renta petrolera para que se puedan diseñar alertas tempranas que consideren el comportamiento de las variables que caracterizan al sector y logren así prever posibles oscilaciones en los ingresos percibidos por la explotación de hidrocarburos.

Tratándose de un sector que genera importantes ingresos para el Estado, pero sensibles a la volatilidad, también se pretende incidir para que los recursos generados por la explotación de recursos naturales no renovables sean aprovechados oportunamente y se constituyan en una base para una política de desarrollo hacia una economía diversificada y sostenible en el tiempo.

1 CÁLCULO DE LA REGALÍA E IMPUESTO DIRECTO A LOS HIDROCARBUROS

Regalías e impuestos

La Ley de Hidrocarburos N° 3058, de 17 de mayo de 2005, establece que la producción fiscalizada de hidrocarburos está sujeta al pago de las siguientes regalías e impuestos:

- Una regalía departamental equivalente a 11% de la producción departamental fiscalizada de hidrocarburos, en beneficio del departamento donde se origina la producción.
- Una Regalía Nacional Compensatoria de 1% de la producción nacional fiscalizada de los hidrocarburos, pagadera a los departamentos de Beni y Pando.
- Una participación de 6% de la producción nacional fiscalizada a favor del Tesoro General de la Nación.
- Un Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), equivalente a 32%, que se distribuye entre diferentes beneficiarios (gubernaciones, municipios, universidades, pueblos indígenas, Fuerzas Armadas, etc).

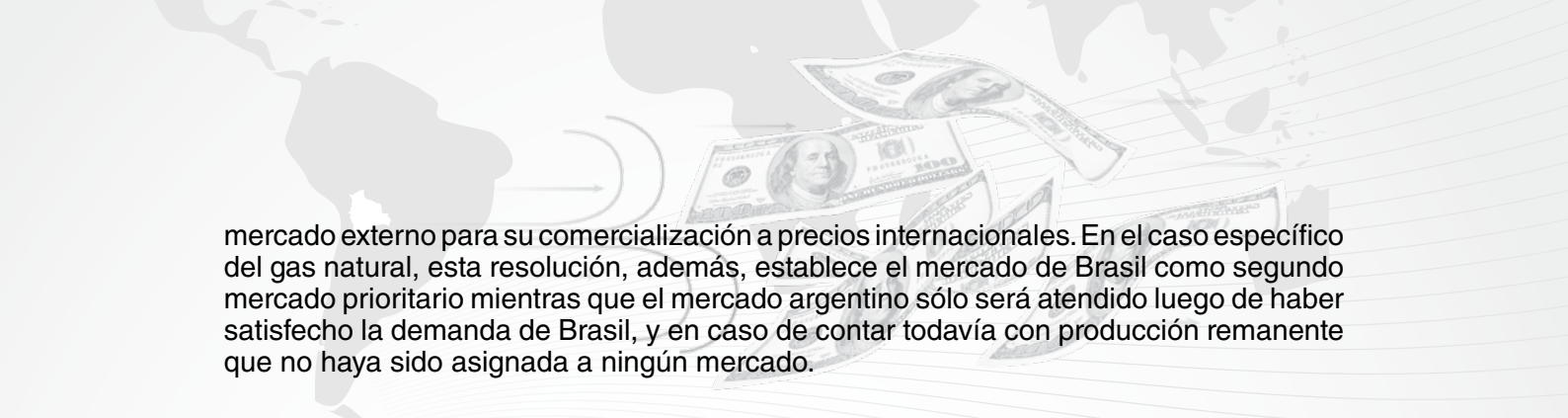
En suma, las regalías e impuestos a favor del estado llegan a 50% del valor de los hidrocarburos.

Una vez que se han determinado los volúmenes de producción fiscalizada mensual, certificados por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), el Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE) prorroga mensualmente esa producción entre los mercados de destino; es decir, cuantifica la proporción de la producción que fue comercializada en el mercado externo y aquella que fue destinada al consumo interno del país, esto con la finalidad de aplicar los precios de valoración correspondientes.

Asignación de mercados para la producción obtenida

El mercado prioritario de destino de toda la producción de hidrocarburos obtenida es el mercado interno, de acuerdo con la Resolución Ministerial N° 255/2006, de fecha 22 de diciembre de 2006, que establece que la asignación de volúmenes de entrega de hidrocarburos que realice YPFB deberá cubrir la totalidad de la demanda y requerimiento del mercado interno, conforme a los parámetros de reserva, producción y demanda definidos por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

Esta norma también establece que si luego de satisfacer la demanda interna del país quedaran volúmenes remanentes de producción, los mismos podrán ser destinados al



mercado externo para su comercialización a precios internacionales. En el caso específico del gas natural, esta resolución, además, establece el mercado de Brasil como segundo mercado prioritario mientras que el mercado argentino sólo será atendido luego de haber satisfecho la demanda de Brasil, y en caso de contar todavía con producción remanente que no haya sido asignada a ningún mercado.

Precios de valoración

Con relación a los precios para la valoración de la producción de hidrocarburos, la Ley N° 3058 establece lo siguiente:

“Art. 56° (Precios para la valoración de regalías, participaciones e IDH). Las regalías departamentales, participaciones y el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) se pagarán en especie o en dólares de los Estados Unidos de América, de acuerdo a los siguientes criterios de valoración:

- a) Los precios de petróleo en Punto de Fiscalización:
 - 1. Para la venta en el mercado interno, el precio se basará en los precios reales de venta del mercado interno.
 - 2. Para la exportación, el precio real de exportación ajustable por calidad o el precio del WTI, que se publica en el boletín Platt's Oilgram Price Report, el que sea mayor.
- b) El precio del Gas Natural en Punto de Fiscalización será:
 - 1. El precio efectivamente pagado para las exportaciones.
 - 2. El precio efectivamente pagado en el Mercado Interno.Estos precios, para el mercado interno y externo, serán ajustados por calidad.
- c) Los precios del Gas Licuado de Petróleo (GLP) en Punto de Fiscalización:
 - 1. Para la venta en el mercado interno, el precio se basará en los precios reales de venta del mercado interno.
 - 2. Para la exportación, el precio real de exportación.”

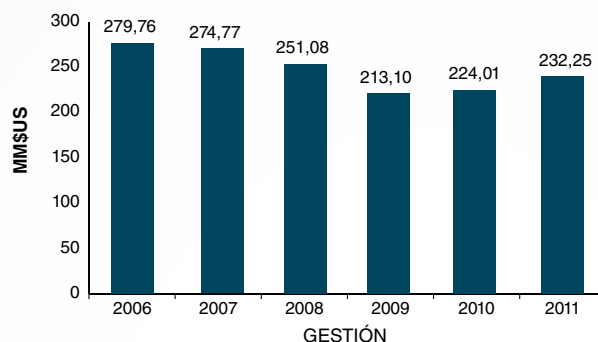
En resumen, la producción de hidrocarburos que haya sido destinada al mercado interno será valorada con precios reales de venta del mercado interno, mientras que la producción destinada a la exportación será valorada con precios reales de exportación efectivamente pagados; a excepción del petróleo, cuya valoración se realizará considerando, mensualmente, el precio más alto entre la cotización internacional del WTI (West Texas Intermediate) y el precio real de exportación.

Por lo anteriormente mencionado, queda claro que el nivel de ingresos que recibe el Estado por concepto de regalías e impuestos se encuentra en función de los niveles de producción certificados por YPFB y de los precios de valoración que se apliquen a esta producción, dependiendo del mercado de destino que haya tenido la misma.

Ingresos del Estado = Producción x Precios
(Regalías e IDH)

2 INGRESOS POR EL PETRÓLEO

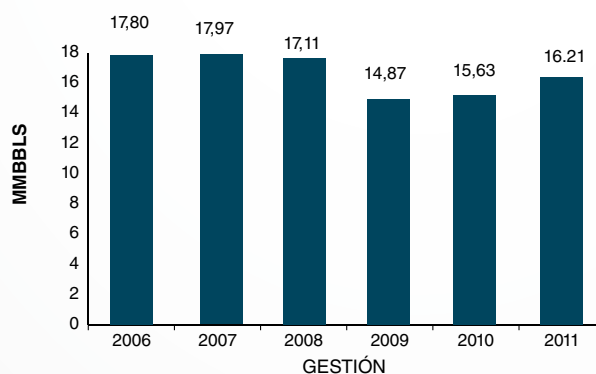
GRÁFICO N° 1
INGRESOS PARA EL ESTADO (50%)



Fuente: Elaboración propia con datos del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

El Gráfico N° 1 muestra el comportamiento de los ingresos percibidos por el Estado boliviano por la producción de petróleo generada en los últimos seis años. Estos ingresos comenzaron a disminuir de manera significativa a partir de la gestión 2008, a pesar de que en ese año se registraron los niveles más altos de precios internacionales del petróleo. El motivo de esta reducción en los ingresos se debe principalmente a la disminución de los niveles de producción registrados durante el mismo periodo, como resultado de la declinación natural de campos y la falta de actividades de exploración, como se observa en el siguiente gráfico.

GRÁFICO N° 2
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO



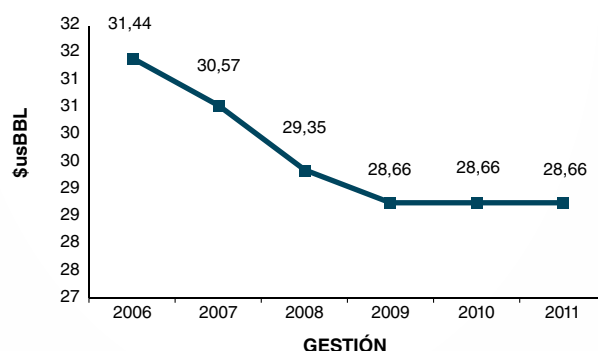
Fuente: Elaboración propia con datos del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

Si observamos ambos gráficos, tanto el de producción como el de ingresos, se aprecia que ambos presentan prácticamente la misma tendencia; por lo tanto, se puede afirmar que el nivel de ingresos por la producción de petróleo está relacionado únicamente con el nivel de producción y que, en este caso, la incidencia del precio es mínima.

¿Por qué los precios internacionales del petróleo no afectan los ingresos del Estado cuando se produce petróleo?

A partir del 18 de agosto de 2004 entró en vigencia el Decreto Supremo N° 27691 que establece un precio de referencia para el petróleo destinado al mercado interno de 28,69 \$us/Bbl en el punto de fiscalización del campo de producción. En este sentido, toda producción destinada a cubrir la demanda interna fue valorada con ese precio. Esta política de fijación de precios, establecida durante el 2004, trajo consigo cierto desincentivo a las empresas petroleras para continuar explorando nuevos campos petroleros y para incrementar niveles de producción en los campos ya desarrollados, generando, a su vez, una disminución de los volúmenes exportados de petróleo, ya que a medida que la demanda interna iba creciendo cada vez se contaba con menores excedentes de producción para la exportación.

GRÁFICO N° 3
PRECIOS DEL PETRÓLEO

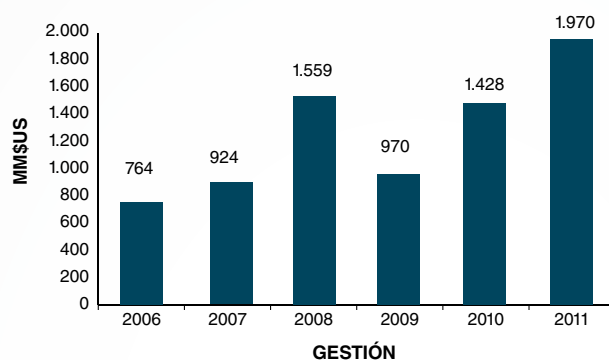


Fuente: Elaboración propia con datos del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

En el gráfico anterior se presentan los niveles de precios aplicados para la valoración del petróleo explotado durante el periodo 2006–2011. Durante los tres primeros años se observan precios superiores a los 28,69 dólares fijados por el Decreto Supremo N° 27691 para el mercado interno; esto se debe a que durante esas gestiones todavía se realizaron algunas exportaciones de petróleo cuya valoración considera precios internacionales. Sin embargo, a partir de la gestión 2009, debido al crecimiento de la demanda local, toda la producción ha sido destinada únicamente al mercado interno y valorada a un solo precio, lo cual explica la dependencia de los niveles de ingresos sobre los niveles de producción y no tanto sobre los niveles de precios.

3 INGRESOS POR EL GAS NATURAL

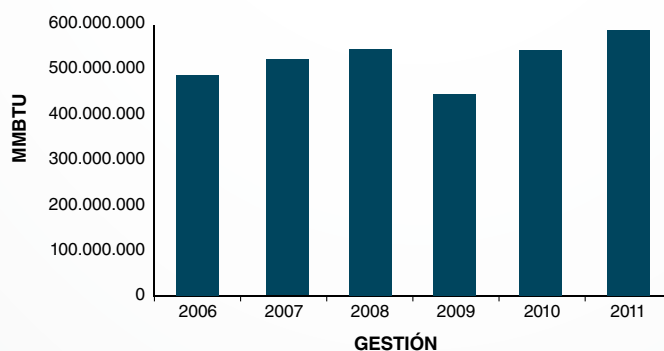
GRÁFICO N° 4
INGRESOS PARA EL ESTADO (50%)



Fuente: Elaboración propia con datos del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

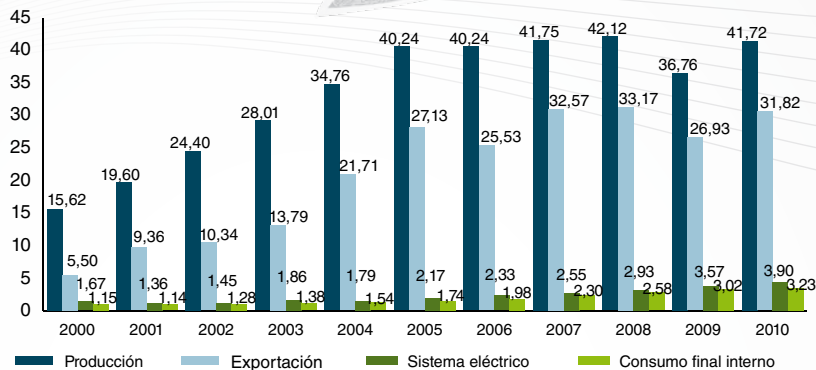
En el caso de los ingresos percibidos por la producción de gas natural (Gráfico N° 4), se presenta una situación contraria a la del petróleo, ya que durante los últimos años se registran incrementos significativos, siendo las gestiones 2008 y 2011 las de mayores recaudaciones para el Estado. Sin embargo, cuando se observan los niveles de producción registrados para el mismo periodo (Gráfico N° 5), se observa que estos niveles no presentan la misma tendencia que los ingresos y que sus incrementos no han sido sobresalientes.

GRÁFICO N° 5
PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL (MMBTU)



Fuente: Elaboración propia con datos del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

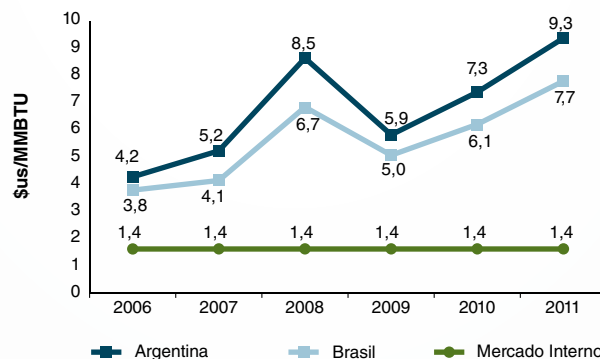
GRÁFICO N°6
PRODUCCIÓN Y DEMANDA DE GAS NATURAL
(MMmcd)



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

Cuando analizamos el destino de la producción de gas natural, presentada en el Gráfico N° 6, vemos que cerca de 75% de la producción total está siendo destinada al mercado externo, mientras que el restante se destina a cubrir el consumo final interno y la demanda del sector eléctrico. Por lo tanto, la mayor parte de la producción de gas natural está siendo valorada con precios de exportación, correspondientes a los mercados de Brasil y Argentina.

GRÁFICO N° 7
PRECIOS PROMEDIO DE VENTA DE GAS NATURAL
(\$US/MMBTU)



Fuente: Elaboración propia con datos del Ministerio de Hidrocarburos y Energía

Con relación a los precios de comercialización del gas natural, el Gráfico N° 7 presenta los niveles de precios registrados para el periodo 2006–2011. Del gráfico se observa que el precio asignado al mercado interno es mucho menor que los precios de exportación y que, en el caso del mercado argentino, el precio asignado es siempre mayor al del mercado brasilero. Un breve análisis de ambos contratos de exportación permite encontrar la explicación sobre este diferencial de precios.

4 CONTRATO CON BRASIL



Antecedentes

YPFB y PETROBRAS firmaron en 1996 un Contrato de Compra–Venta de Gas Natural (Gas Supply Agreement), por un periodo de 20 años.

La exportación a la República Federativa de Brasil se inició en julio de 1999, una vez concluida la construcción del Gasoducto Bolivia–Brasil.

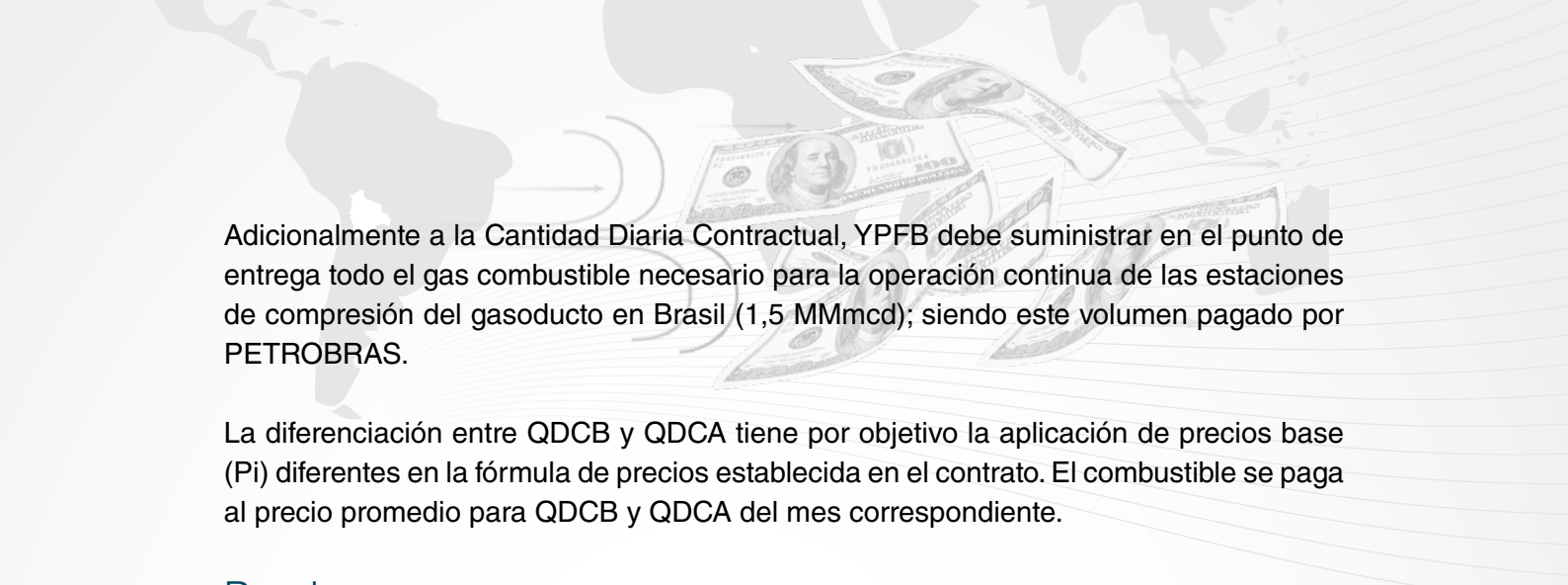
Volúmenes contractuales

- Contrato original: Estableció un volumen de compra-venta de 16 MMmcdía.
- Adenda N° 1 : Incrementó el volumen a 18 MMmcdía.
- Adenda N° 2 : Estableció un volumen definitivo de 30,08 MMmcdía.

Cantidades contratadas (en MMmcd)

AÑO	QDCB	QDCA	QDC
1999	8,0	0,0	8,0
2000	9,1	0,0	9,1
2001	10,3	3,0	13,3
2002	11,4	9,0	20,4
2003	12,6	12,0	24,6
2004	13,7	16,4	30,1
2005	14,9	15,2	30,1
2006-2019	16,0	14,1	30,1

QDC = CANTIDAD DIARIA CONTRACTUAL = (QDCB + QDCA)
 QDCB = CANTIDAD DIARIA CONTRACTUAL BASE
 QDCA = CANTIDAD DIARIA CONTRACTUAL ADICIONAL



Adicionalmente a la Cantidad Diaria Contractual, YPFB debe suministrar en el punto de entrega todo el gas combustible necesario para la operación continua de las estaciones de compresión del gasoducto en Brasil (1,5 MMmcd); siendo este volumen pagado por PETROBRAS.

La diferenciación entre QDCB y QDCA tiene por objetivo la aplicación de precios base (Pi) diferentes en la fórmula de precios establecida en el contrato. El combustible se paga al precio promedio para QDCB y QDCA del mes correspondiente.

Precio

El precio para el gas boliviano exportado a Brasil es fijado cada tres meses, con una fórmula que incluye una canasta de tres fuel oil. El precio también contempla un mecanismo de amortiguación para evitar cambios bruscos, tomando en cuenta el comportamiento de trimestres precedentes.

$$PG = P (1) \left[0,5 \frac{FO1_i}{FO1_0} + 0,25 \frac{FO2_i}{FO2_0} + 0,25 \frac{FO3_i}{FO3_0} \right]$$

Donde:

PG: Precio del gas en US\$/MMBTU;

P(i): Precio base (QDCA, QDCB);

FO1: Fuel Oil de 3,5% de azufre, referido bajo el título Cargoes FOB Med Basis Italy, en unidades de dólar por tonelada métrica (US\$/TM);

FO2: Fuel Oil N° 6 de 1% de azufre, referido bajo el título U.S. Gulf Coast Waterborne, en unidades de dólar por barril (US\$/BBL);

FO3: Fuel Oil de 1% de azufre, referido bajo el título Cargoes FOB NWE, en unidades de dólar por tonelada métrica (US\$/TM).

Garantías de suministro y recepción

El contrato prevé cláusulas de “deliver or pay” (DoP) y “take or pay” (ToP), en virtud de las cuales el vendedor, YPFB, se obliga a entregar un determinado porcentaje del volumen contractual como mínimo, durante la vigencia del contrato, y el comprador, PETROBRAS, a tomar como mínimo un porcentaje del volumen contractual.

Condiciones de entrega

De acuerdo con el contrato, el gas natural comercializado, a determinadas condiciones de temperatura y presión, debe tener un poder calorífico base saturado que no sea menor a nueve mil doscientos kilocalorías por metro cúbico (9.200 kcal/m³), equivalente a 1,034 MMBTU/MPC.

En fecha 14 de febrero de 2007, a través de la firma del Acta de Brasilia entre los Gobiernos de Bolivia y Brasil, PETROBRAS aceptó pagar, a partir del 2 de mayo de 2007, los hidrocarburos líquidos contenidos en la corriente de gas natural con destino al mercado de Brasil a precios internacionales, considerando como base un poder calorífico de 1 MMBTU/MPC.

5 CONTRATO ENARSA

GRÁFICO N° 9



Antecedentes

En la gestión 2006, YPFB y la Empresa Nacional Argentina S. A. (ENARSA) suscribieron un nuevo Contrato de Compra–Venta de Gas Natural, por un periodo de 20 años, a partir del 1° de enero de 2007.

El contrato incluye el financiamiento de una planta de extracción de licuables a instalarse en la frontera, la cual será de propiedad de YPFB.

Volúmenes contractuales

VOLÚMENES CONTRACTUALES

AÑO	VOLUMEN (MMmcd)
2007	7,70
2008 - 2009	hasta 16,0
2010 - 2026	27,70

En marzo de 2010, debido a la falta de inversiones que imposibilitaron el incremento de los niveles de producción de gas natural boliviano, el contrato ENARSA fue renegociado, estableciéndose un nuevo cronograma de entrega de volúmenes contractuales, presentado a continuación:

VOLÚMENES CONTRACTUALES -
ADENDA DEL 26 DE MARZO DE 2010

AÑO	VOLUMEN (MMmcd)
2010	7,7
2011	11,3
2012	13,6
2013	15,9
2014	19,0
2015	20,7
2016	23,4
2017	23,9
2018	24,6
2019	25,1
2020	25,7
2021 - 2026	27,7

Precio

En el contrato actual, la fórmula del precio es similar a la estipulada en el Contrato GSA, salvo que se añade a la canasta de tres fuel oils el precio internacional de diesel oil, mostrando así una mejora del precio con relación al precio de venta a Brasil, bajo el contrato GSA.

$$PG = P \left[0,20 \frac{FO1_i}{FO1_0} + 0,40 \frac{FO2_i}{FO2_0} + 0,20 \frac{FO3_i}{FO3_0} + 0,20 \frac{DO_i}{DO_0} \right]$$

Donde:

PG: Precio del Gas en US\$/MMBTU), para el trimestre pertinente;

FO1: Fuel Oil de 3,5% de azufre, referido bajo el título Cargoes FOB Med Basis Italy, en unidades de dólar por tonelada métrica (US\$/TM);

FO2: Fuel Oil N° 6 de 1% de azufre, 6° API referido bajo el título U.S. Gulf Coast Waterborne, en unidades de dólar por barril (US\$/bbl);

FO3: Fuel Oil de 1% de azufre, referido bajo el título Cargoes FOB NWE, en unidades de dólar por tonelada métrica (US\$/TM);

DO: LS Diesel, referido bajo el título US Gulf Coast Waterborne, en unidades de US cents/ US galón (USc\$/USgal).



Garantías de suministro y recepción

La subcláusula 12.4 establece que la garantía de suministro (Deliver or Pay) corresponde al 60% del volumen inicial contractual para los dos primeros años, de 100% del volumen inicial contractual para el tercer año, y de 100% de la cantidad diaria contractual para el período restante del contrato.

Se determina que la garantía de recepción (Take or Pay) es de 60% de la cantidad diaria contractual para los dos primeros años y de 80% de la cantidad diaria contractual a partir del tercer año, y hasta la finalización del contrato.

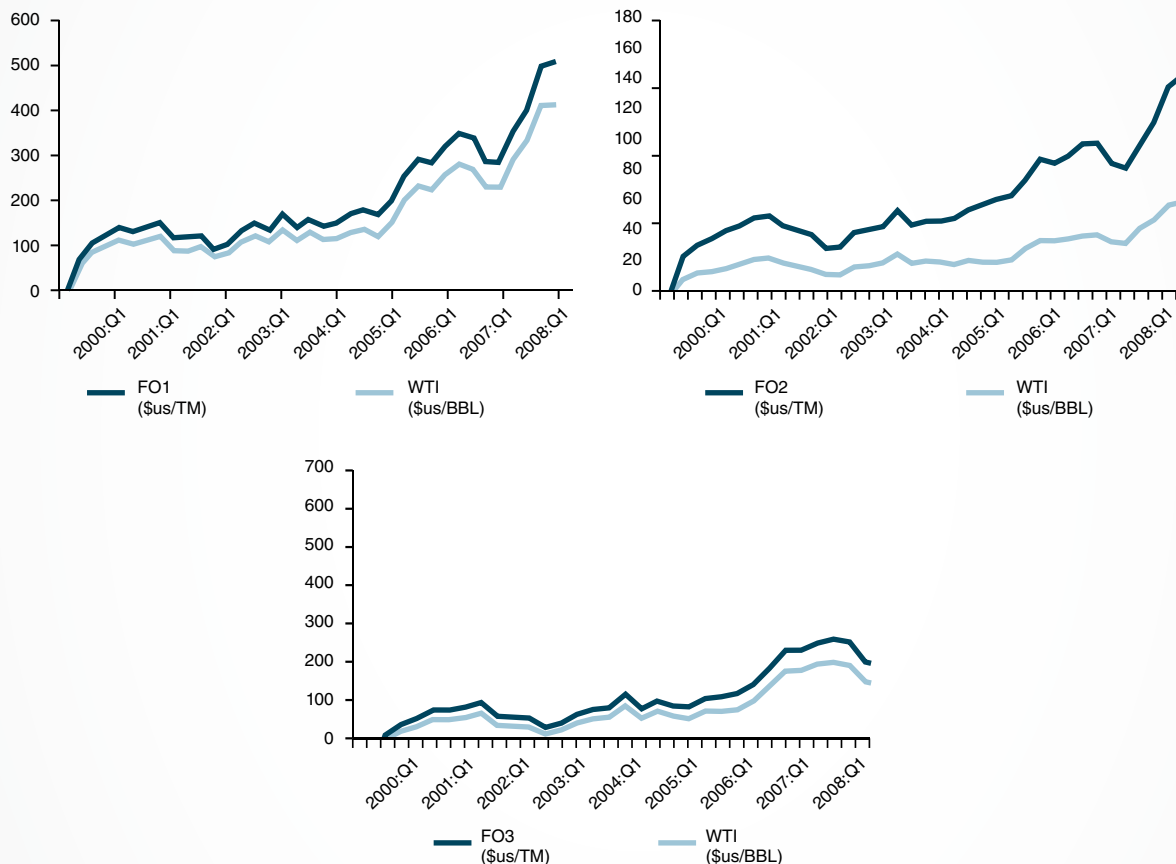
Condiciones de entrega

El gas natural comercializado –a determinadas condiciones de temperatura y presión– debe tener un poder calorífico superior base seca de referencia de 9.200 kcal/m³ equivalente a 1,045 MMBTU/MPC. Sin embargo, bajo las mismas condiciones de medición del Contrato GSA, el poder calorífico es de 1000 MMBTU/MPC; es decir, inferior a la exigencia estipulada en el Contrato con Brasil GSA.

Correlación de precios del gas natural

La correlación mide la intensidad o grado de dependencia causal que existe entre dos o más variables, en este caso, los precios del petróleo y los diferentes tipos de fuels.

GRÁFICO N° 10
EVOLUCIÓN DEL WTI Y LOS FUEL OIL (FO)

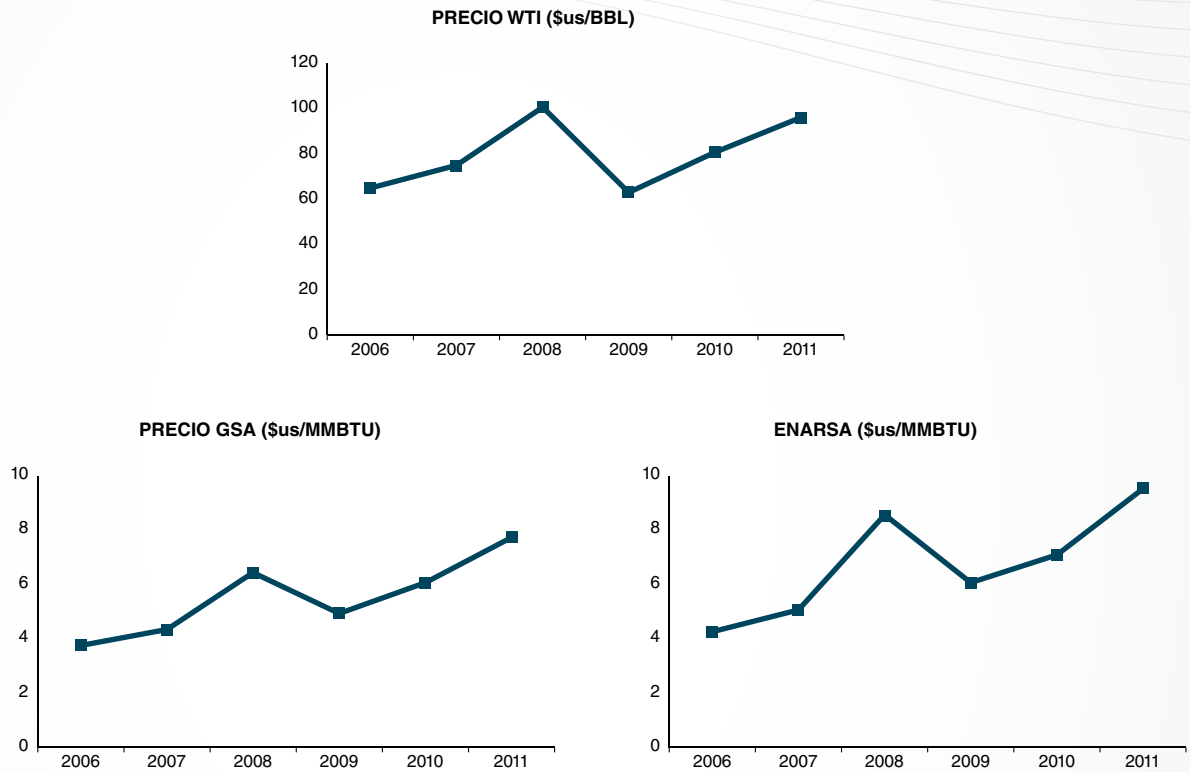


Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

Como se observa en el Gráfico N° 10, la correlación entre el precio internacional del petróleo (WTI – West Texas Intermediate) y los precios de los tres fuels aplicados en la fórmula de precio del gas natural es altamente positiva. Esto quiere decir que el comportamiento o tendencia que presentan los fuels es igual o bastante similar al comportamiento del precio internacional del petróleo WTI; por lo tanto, a medida que este último precio se va incrementando, el precio de los fuels también irá aumentando y, por ende, el precio de exportación del gas natural será mayor, generando, a su vez, mayores ingresos para el país.

En caso de que el precio WTI bajara, el precio de los fuels se verá también disminuido y, por lo tanto, se registrarán niveles de precios más bajos para el gas natural destinado a los mercados de Brasil y Argentina, incidiendo en menores recaudaciones para el Estado.

GRÁFICO N° 11



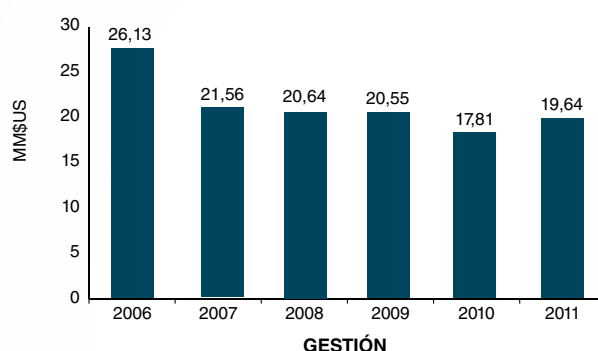
Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

El Gráfico N° 11 muestra, en consecuencia, el comportamiento de los precios del petróleo y de los precios del gas natural destinado a la exportación, donde se observa que la tendencia durante el periodo analizado ha sido prácticamente la misma.

6 INGRESOS POR EL GAS LICUADO DE PETRÓLEO (GLP)

En el caso del GLP, el comportamiento de los ingresos es similar al comportamiento de la producción, ya que al igual que el petróleo el precio de comercialización para el mercado interno se encuentra congelado y, por lo tanto, cualquier variación de los precios internacionales no incide de manera directa en el nivel de recaudaciones a favor del Estado.

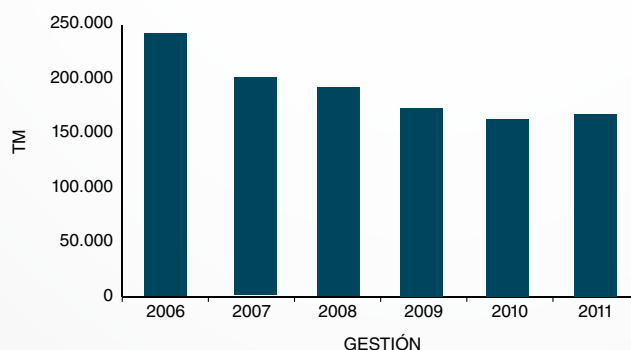
GRÁFICO N° 12
INGRESOS PARA EL ESTADO (50%)



Fuente: Elaboración propia con datos del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

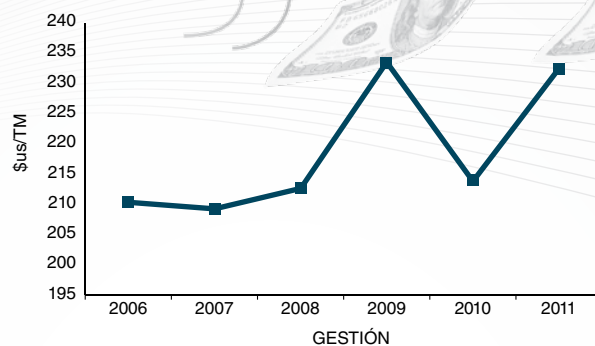
El Gráfico N° 13 muestra la producción de GLP para el periodo 2006–2011, cuya disminución se debe principalmente a la falta de actividades de exploración y a la ausencia de plantas separadoras de líquidos. Sin embargo, se prevé para los próximos años, la instalación de dos plantas separadoras y el inicio de exportaciones a países vecinos, aspectos que repercutirán en una mayor producción de GLP, mejor valoración de precios y mayores ingresos para el Estado.

GRÁFICO N° 13
PRODUCCIÓN DE GLP



Fuente: Elaboración propia con datos del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

GRÁFICO N° 14
PRECIOS GLP



Fuente: Elaboración propia con datos del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

Con relación a los precios del GLP, como se observa en el Gráfico N° 14, los mismos presentan algunas variaciones significativas durante los años 2009 y 2011 que son atribuidas principalmente a costos de transporte que inciden en un mayor precio de comercialización. Sin embargo, es importante recalcar que dichos precios no presentan variaciones ante cambios en los precios internacionales del petróleo.

7 PARTICIPACIÓN POR PRODUCTO EN EL TOTAL DE LOS INGRESOS DEL ESTADO

CUADRO N° 1

APORTE POR PRODUCTO EN LOS INGRESOS DEL ESTADO (MM\$US)						
	2006	2007	2008	2009	2010	2011
PETRÓLEO	279,76	274,77	251,08	213,10	224,01	232,25
GAS NATURAL	763,95	924,44	1.558,81	970,05	1.428,37	1.969,71
GLP	26,13	21,56	20,64	20,55	17,81	19,64
TOTAL	1.069,84	1.220,78	1.830,52	1.203,70	1.670,20	2.221,60

APORTE POR PRODUCTO EN LOS INGRESOS DEL ESTADO (MM\$US)						
	2006	2007	2008	2009	2010	2011
PETRÓLEO	26%	23%	14%	18%	13%	10%
GAS NATURAL	71%	76%	85%	81%	86%	89%
GLP	2%	2%	1%	2%	1%	1%
TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Elaboración propia con datos del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

El Cuadro N° 1 muestra los aportes correspondientes a los ingresos del Estado de cada uno de los productos sujetos al pago de la renta petrolera por concepto de producción de hidrocarburos. El gas natural aporta, en promedio, aproximadamente 81% de los ingresos, mientras que el petróleo llegaría a aportar cerca de 18% en promedio. Por su parte, el GLP presenta el menor aporte, cerca de 2% como máximo.

Queda claramente establecido que el principal producto generador de ingresos a favor del Estado boliviano es el gas natural, principalmente por los niveles de producción que registra y por la correlación de sus precios de exportación con los precios internacionales del petróleo, que durante los últimos años han presentado niveles muy altos.

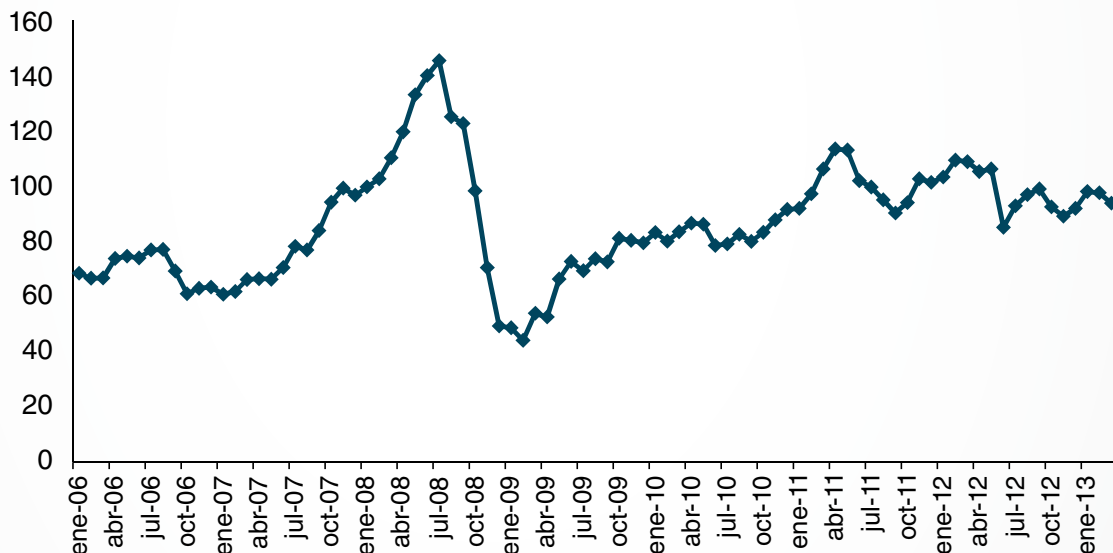
Como se ha mencionado, el principal producto hidrocarburífero exportado es el gas natural, el cual es comercializado a un precio que se ajusta trimestralmente y que está vinculado, mediante la cotización de una cesta de combustibles, al precio internacional del petróleo que, al tratarse de una materia prima que es tranzada en mercados spot (mercados de compra-venta de divisas y materias primas a entrega inmediata a un precio

al contado) fluctúa de un momento a otro, pudiendo presentar variaciones importantes de un trimestre a otro.

Los principales precios de referencia del petróleo en el ámbito internacional son: a) el West Texas Intermediate (WTI), que es un promedio –en cuanto a calidad- del petróleo producido en los campos occidentales del estado de Texas (Estados Unidos) y b) El BRENT, que es un tipo de petróleo extraído principalmente del Mar del Norte y que marca la referencia en los mercados de Europa, África del Norte y Oriente Medio.

Como se aprecia en el siguiente gráfico, al tratarse de un precio al contado, el precio WTI del barril de petróleo cambia de un día a otro y por ello mismo es muy complejo pronosticar su comportamiento a mediano y largo plazo.

GRÁFICO N° 15
Comportamiento Trimestral del Precio Internacional del Petróleo WTI



Fuente: US Energy Information Administration

Sin duda, la volatilidad de precios es un factor importante a considerar no solamente porque una caída abrupta de los mismos podría impactar negativamente en las finanzas públicas, sino también porque un incremento en los precios significa un ingreso inesperado de mayores recursos a los programados y requiere de una adecuada política económica que permita canalizar estos recursos a inversiones, sin que ello afecte a los niveles de precios internos o al mercado laboral.

8 ESCENARIOS

Con el fin de demostrar la volatilidad de los ingresos que percibe el Estado boliviano ante variaciones en la cotización internacional del precio del petróleo WTI, se han construido tres escenarios diferentes con distintos niveles de precios. En todos los casos, el volumen de producción de petróleo, gas natural y GLP es el mismo y corresponde a la producción registrada para la gestión 2011; los precios para la valoración del petróleo y del GLP se mantienen constantes, ya que se considera la política actual de fijación de precios para el mercado interno.

La única variación en los tres escenarios son los precios del gas natural destinado al mercado externo (Brasil y Argentina) que se modifican de acuerdo con las variaciones del precio internacional del petróleo (WTI).

Primer escenario

CUADRO N° 2
INGRESOS POR LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

WTI 100 \$us/Bbl

	PRODUCCIÓN	MERCADO	PRECIOS	UNIDAD	INGRESOS (\$us)
Producción de Petróleo (Bbls)	16.209.881	INTERNO	28,68	\$us/Bbl	464.899.396
Producción de Gas Natural (MMBTU)	116.909.296	INTERNO	1,4	\$us/MMBTU	163.673.014
	376.076.703	BRASIL-GSA	6,7	\$us/MMBTU	2.519.713.913
	103.196.001	ARG.-ENARSA	8,5	\$us/MMBTU	877.166.013
Producción de Gas Licuado de Petróleo (TM)	169.017,42	INTERNO	232	\$us/TM	39.212.041
INGRESOS TOTALES (\$us)					4.064.664.377

Fuente: Elaboración propia con datos del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

Para este primer escenario se asume un precio WTI de 100 \$us/Bbl, con el cual los precios de exportación a Brasil y Argentina se encuentran en un nivel de 6,7 \$us/MMBTU y 8,5 \$us/MMBTU, respectivamente. Con estos precios, el total del ingreso por la producción de hidrocarburos supera los 4 mil millones de dólares, de los cuales, 2 mil millones corresponden al Estado boliviano por su participación (50%), establecida en la normativa vigente, como se muestra en el siguiente cuadro:

CUADRO N° 3
INGRESOS A FAVOR DEL ESTADO

CONCEPTO	\$US
Regalía departamental (11%)	447.113.081
Regalía Nacional Compensatoria (1%)	40.646.644
Participación Tesoro General del Estado (6%)	243.879.863
Impuesto Directo a los Hidrocarburos (32%)	1.300.692.601
TOTAL 50% A FAVOR DEL ESTADO	2.032.332.188

Fuente: Elaboración propia.

Segundo escenario

CUADRO N° 4
INGRESOS POR LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

WTI 70 \$us/Bbl

	PRODUCCIÓN	MERCADO	PRECIOS	UNIDAD	INGRESOS (\$us)
Producción de Petróleo (Bbls)	16.209.881	INTERNO	28,68	\$us/Bbl	464.899.396
Producción de Gas Natural (MMBTU)	116.909.296	INTERNO	1,4	\$us/MMBtu	163.673.014
	376.076.703	BRASIL-GSA	4,1	\$us/MMBtu	1.541.914.484
	103.196.001	ARG.-ENARSA	5,2	\$us/MMBtu	536.619.208
Producción de Gas Licuado de Petróleo (TM)	169.017,42	INTERNO	232	\$us/TM	39.212.041
INGRESOS TOTALES (\$us)					2.746.318.143

Fuente: Elaboración propia con datos del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

El segundo escenario considera un WTI de 70 \$us/Bbl, con el cual los precios de exportación a Brasil y Argentina se encuentran en un nivel de 4,1 \$us/MMBTU y 5,2 \$us/MMBTU, respectivamente. Con estos precios, el total del ingreso por la producción de hidrocarburos se reduce en 32% con relación al primer escenario que considera un precio WTI de 100 \$us/Bbl. En este segundo caso, el Estado boliviano percibe mil trescientos millones de dólares, por su participación con 50%.

CUADRO N° 5
INGRESOS A FAVOR DEL ESTADO

CONCEPTO	\$US.
Regalía departamental (11%)	302.094.996
Regalía Nacional Compensatoria (1%)	27.463.181
Participación Tesoro General del Estado (5%)	164.779.089
Impuesto Directo a los Hidrocarburos (32%)	878.821.806
TOTAL 50% A FAVOR DEL ESTADO	1.343.159.071

Fuente: Elaboración propia.

Tercer escenario

CUADRO N° 6
INGRESOS POR LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

WTI 40 \$us/Bbl

	PRODUCCIÓN	MERCADO	PRECIOS	UNIDAD	INGRESOS (\$us)
Producción de Petróleo (Bbls.)	16.209.881	INTERNO	28,68	\$US/Bbl	464.899.396
Producción de Gas Natural (MMBTU)	116.909.296	INTERNO	1,4	\$us/MMBTU	163.673.014
	376.076.703	BRASIL-GSA	2,04	\$us/MMBTU	767.196.475
	103.196.001	ARG.-ENARSA	2,51	\$us/MMBTU	259.021.964
Producción de Gas Licuado de Petróleo (TM)	169.017,42	INTERNO	232	\$us/TM	39.212.041
INGRESOS TOTALES (\$us)					1.694.002.890

Fuente: Elaboración propia con datos del Ministerio de Hidrocarburos y Energía

Este último escenario asume un precio WTI de 40 \$us/Bbl, que repercute en niveles más bajos de precios de exportación de gas natural, llegando a 2,04 \$us/MMBTU el precio a Brasil y 2,51 \$us/MMBTU el precio a Argentina. Con estos niveles de precios, los ingresos se reducen todavía más, llegando a una disminución aproximada de 60% con relación al primer escenario. El Estado boliviano, por su parte, no llega a superar los 1.000 millones de dólares como recaudación total.

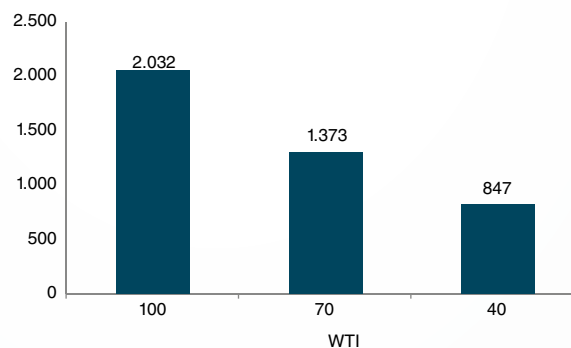
CUADRO N° 7
INGRESOS A FAVOR DEL ESTADO

CONCEPTO	\$us
Regalía departamental (11%)	186.340.318
Regalía Nacional Compensatoria (1%)	16.940.029
Participación Tesoro General del Estado (6%)	101.640.173
Impuesto Directo a los Hidrocarburos (32%)	542.080.925
TOTAL 50% A FAVOR DEL ESTADO	847.001.445

Fuente: Elaboración propia

Finalmente, el Gráfico N° 15 presenta los diferentes niveles de recaudación que percibiría el Estado boliviano considerando diferentes cotizaciones del precio WTI. Como se observa, mientras más alto sea el precio internacional del petróleo, mayor será el nivel de ingresos a favor del Estado, como resultado de una mejor valoración de la producción de gas natural destinado al mercado de exportación.

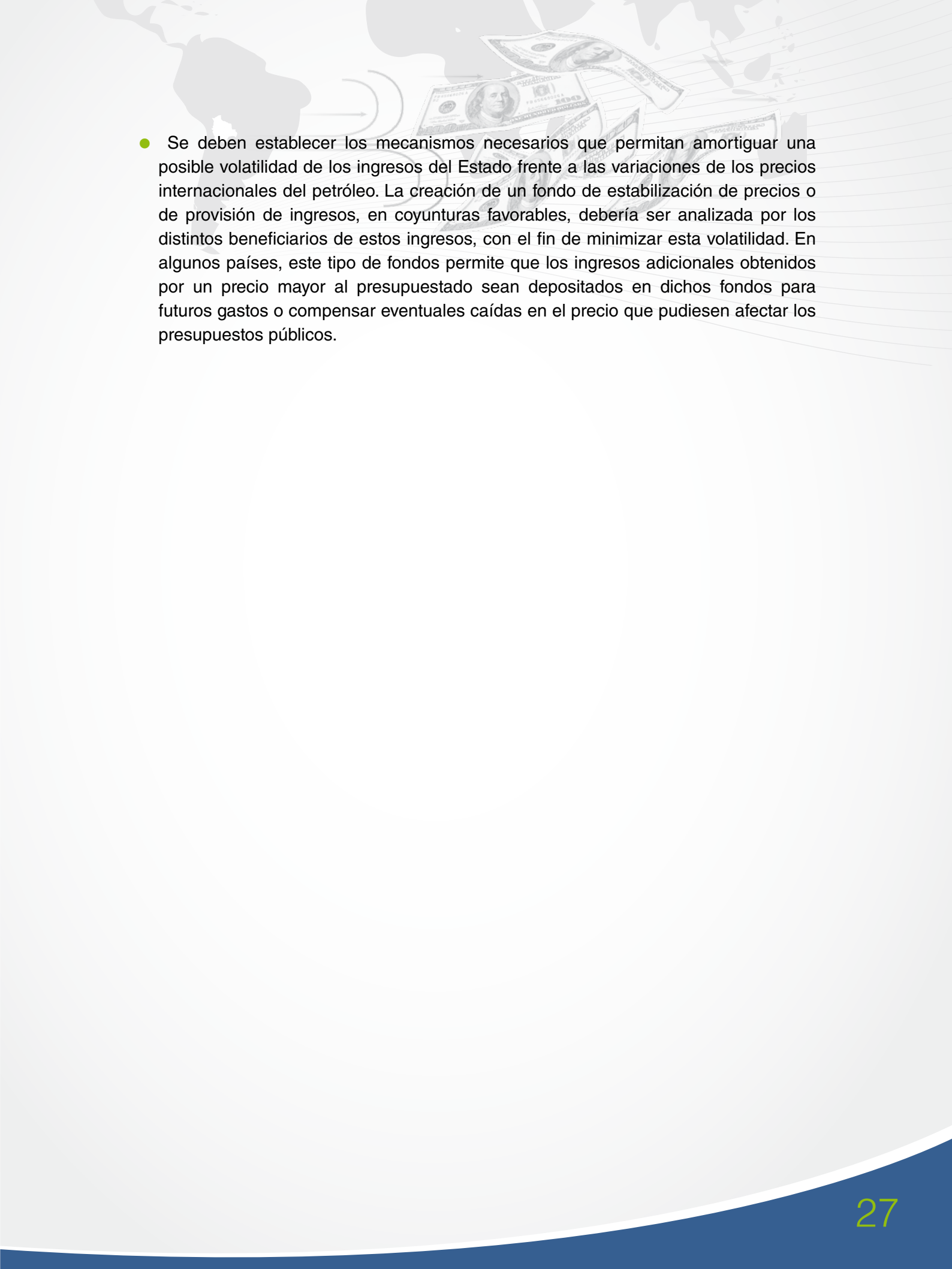
GRÁFICO N° 15
ESCENARIOS SOBRE INGRESOS A FAVOR DEL ESTADO



Fuente: Elaboración propia.

9 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El nivel de ingresos por la producción de hidrocarburos que percibe el Estado boliviano depende de dos variables, principalmente: del nivel de producción y de los precios utilizados para la valoración de esa producción.
- En el caso de la producción de petróleo, el precio internacional no tiene ninguna incidencia en la valoración de la misma, debido a que en el país existe una política de fijación de precios que establece un valor de 28,69 \$us por cada barril producido en campo; por lo tanto, la única manera de incrementar las recaudaciones del Estado es a través de una mejora en los niveles de producción.
- Los precios de exportación del gas natural se encuentran indexados a fuels internacionales que guardan una estrecha correlación con las cotizaciones del precio del petróleo WTI y, por lo tanto, la porción de la producción de gas que se destina al mercado externo es valorada considerando cotizaciones internacionales de petróleo, hecho que repercute en mejores niveles de ingresos debido a la coyuntura actual de precios altos.
- La producción de Gas Licuado de Petróleo es valorada a precios de mercado interno, considerando también una política de fijación de precios para dicho mercado, adoptada en agosto de 2004. Se prevé, en un futuro cercano, el incremento de esta producción y la posibilidad de exportar parte de estos volúmenes a países vecinos, lo que podría repercutir en una mejor recaudación por parte del Estado.
- Si bien durante los últimos años, se han observado incrementos constantes en la recaudación de renta petrolera, los mismos responden principalmente a una coyuntura de precios altos del petróleo y no tanto a incrementos significativos en la producción de hidrocarburos. El producto que genera los mejores niveles de ingresos es el gas natural.
- En caso de que esta coyuntura de precios altos se revierta, una variación negativa del precio WTI puede generar serias disminuciones en los niveles de ingresos percibidos por el Estado y, por ende, posibles déficits a nivel del gobierno central y de gobiernos subnacionales, considerando la dependencia que tiene el funcionamiento del aparato estatal sobre estos ingresos.

- 
- Se deben establecer los mecanismos necesarios que permitan amortiguar una posible volatilidad de los ingresos del Estado frente a las variaciones de los precios internacionales del petróleo. La creación de un fondo de estabilización de precios o de provisión de ingresos, en coyunturas favorables, debería ser analizada por los distintos beneficiarios de estos ingresos, con el fin de minimizar esta volatilidad. En algunos países, este tipo de fondos permite que los ingresos adicionales obtenidos por un precio mayor al presupuestado sean depositados en dichos fondos para futuros gastos o compensar eventuales caídas en el precio que pudiesen afectar los presupuestos públicos.



www.jubileobolivia.org.bo