

# FONDOS DE AHORRO Y ESTABILIZACIÓN

## Una necesidad en Bolivia

SERIE DEBATE PÚBLICO Nº 64

 Fundación  
**JUBILEO**





---

**Director:** Juan Carlos Núñez

**Coordinador General:** Wáldo Gómez

**Elaboración:** Raúl Velásquez y Sandra Sánchez

**Edición:** Jorge Jiménez Jemio

**Dirección:** Edificio Esperanza,

Av. Mcal. Santa Cruz 2150, Casilla 5870

**Telefax:** (591-2) 2125177 – 2311074

**E-mail:** fundajub@entelnet.bo

Depósito Legal: 4-2-797-18

Con apoyo de:





# Fondos de Ahorro y Estabilización

La gestión de los ingresos fiscales obtenidos por la explotación de recursos naturales enfrenta a los países a importantes desafíos, siendo los más frecuentes:

- a) Proteger sus economías de posibles disminuciones en los precios de materias primas y sus efectos en los ingresos fiscales que ponen en peligro la sostenibilidad del gasto público.
- b) Ahorrar para futuras generaciones, dado que se trata de la explotación de recursos naturales finitos en el tiempo.
- c) Uso para financiamiento de proyectos estratégicos del país, sin generar una dependencia.
- d) Evitar la “enfermedad holandesa”<sup>1</sup>.

Los constantes cambios en los precios internacionales de materias primas generan efectos en la renta que perciben los países que explotan estos recursos naturales. Así, un incremento en los precios del petróleo, como el registrado durante el periodo 2004–2014, genera por sí solo un importante efecto para el Gobierno Nacional, gobiernos subnacionales y demás beneficiarios de la renta. Este efecto puede ser acrecentado cuando los incrementos en el precio de exportación de gas natural incentivan una mayor producción de hidrocarburos, situación que podría ocurrir por nuevos descubrimientos o por intensificar la extracción de los reservorios ya descubiertos.

Bolivia, al igual que muchos países que explotan hidrocarburos en el mundo, se vio beneficiada por el superciclo de precios

internacionales durante el periodo 2004–2014, que no solo impulsó los ingresos fiscales que el país obtiene por esta actividad, sino que incentivó un importante incremento de la producción de hidrocarburos entre 2010 y 2014.

El aumento en los precios sumado a una mayor producción de hidrocarburos se tradujo en un inédito incremento de la renta petrolera para el país que, lamentablemente, si bien permitió importantes avances en materia social, como efecto de una distribución de los excedentes de la renta petrolera establecida en mayo de 2005, descuidó el diseño de mecanismos de ahorro por parte de autoridades nacionales y subnacionales que permitieran dar sostenibilidad al gasto e inversión pública a mediano y largo plazo; muestra de ello es que junto con la caída del precio internacional del petróleo, el año 2015, el país retornó a escenarios de déficit fiscal y regiones productoras de hidrocarburos atravesaron serios problemas para financiar algunos programas financiados con la renta petrolera<sup>2</sup>.

Entre las diferentes alternativas de política pública para afrontar el riesgo de la volatilidad de ingresos, una de las más utilizadas son los Fondos de Ahorro o Fondos de Estabilización, que si bien fueron propuestas por diferentes actores de la población nacional en los últimos 12 años, entre ellos Fundación Jubileo, pero desafortunadamente no encontraron eco en el nivel central ni en los niveles subnacionales en los que autoridades públicas, organizaciones sociales y población encontraron en el argumento de las crecientes necesidades el argumento para promover una distribución y uso de recursos sin pensar en el largo plazo.

1 Enfermedad Holandesa es un término utilizado en economía para hacer referencia a la expansión del ingreso de divisas, generalmente como resultado del auge en la explotación de recursos naturales que son exportados por un país. Entre los efectos que ocasiona esta expansión están: apreciación de la moneda local –que a su vez disminuye la competitividad de la industria nacional–, genera un efecto negativo en otros sectores de la economía distintos al que provee los recursos naturales y, en muchos casos, produce un desplazamiento de mano de obra de sectores productivos a sectores extractivos.

2 <http://elchacoinforma.com/gobernacion-de-tarija-pone-en-duda-pago-de-prosol/>  
[http://correodelsur.com/capitales/20150908\\_chuquisaca-en-vilo-por-caida-de-regalias-e-idh](http://correodelsur.com/capitales/20150908_chuquisaca-en-vilo-por-caida-de-regalias-e-idh)

# 1. ¿Qué son los Fondos Soberanos?

**D**e forma más amplia, un Fondo Soberano de Riqueza (traducido de Sovereign Wealth Fund) es un fondo o entidad de inversión estatal que comúnmente se establece a partir de los excedentes de balanza de pagos, operaciones oficiales en moneda extranjera, porcentajes de privatizaciones, pagos de transferencias gubernamentales, superávit fiscales y/o ingresos resultantes de las exportaciones de recursos<sup>3</sup>.

De acuerdo con el SWF Institute, los Fondos Soberanos de Riqueza se clasifican en:

- a) Fondos de Estabilización
- b) Fondos de Ahorro o de Generaciones Futuras
- c) Fondos de Reserva para Pensiones
- d) Fondos de Reserva para Inversiones
- e) Fondos Soberanos de Ahorro para Desarrollo Estratégico

Como se mencionó anteriormente, los ingresos por la explotación de hidrocarburos se caracterizan por ser volátiles e inciertos, esto porque dependen de la cotización de los precios internacionales del petróleo, cambios bruscos de demanda en los países compradores debido a factores sociales o económicos, fenómenos naturales y otros.

*Los Fondos de Ahorro o de Estabilización son ahorros de una porción de la renta extractiva, ya sea con fines de previsión para generaciones futuras o como mecanismo de estabilización de ingresos frente a variaciones en los ingresos fiscales por la explotación de materias primas.*

Si bien la idea de ahorrar en épocas de bonanza es algo sobre lo que pocos pueden estar en desacuerdo, la creación de fondos, ya sea para ahorro o estabilización en diferentes países extractivos, ha tenido éxitos y fracasos, resultado que en gran medida ha dependido de aspectos relacionados con el diseño de este mecanismo, entre los que se encuentran:

- a) Si el fondo es diseñado para el nivel nacional o subnacional
- b) El marco institucional que lo administra
- c) Las reglas de depósito, inversión y retiro
- d) El lugar donde se deposita el fondo, es decir en el país o en el extranjero
- e) Mecanismos de transparencia y rendición de cuentas

El país debe tener reglas fiscales muy claras, no solo con relación al uso del fondo, sino en cuanto a la gestión de la política fiscal, tanto del nivel nacional como subnacional. Por una parte, los recursos del fondo no deberían servir para financiar compromisos de deuda o proyectos de infraestructura sin un objetivo preciso; deberían estar claramente identificados los recursos financieros que permitan a los niveles central y subnacional cumplir con compromisos de deuda y los recursos del fondo no deberían figurar entre ellos.

Asimismo, como se ha evidenciado tanto en Bolivia como en otros países, los ingresos por renta extractiva pueden promover la falta de disciplina fiscal, en especial en los niveles subnacionales, donde se aprecian rasgos de pereza fiscal al no proponer nuevos mecanismos recaudatorios.

Entre las experiencias exitosas en la implementación de fondos de ahorro y estabilización destaca el caso de Noruega. En este país, la producción de hidrocarburos se inició en los años '70, y fue en 1990 cuando se constituyó el Fondo Petrolero Noruego, posteriormente renombrado el año 2006 bajo el título de Fondo de Pensiones del Gobierno – Global (FPGG). Uno de los elementos que motivó a la creación

<sup>3</sup> Definición extraída de SWF Institute, [www.swfinstitute.org](http://www.swfinstitute.org)





de este fondo, además de evitar la enfermedad holandesa, fue que detectaron la necesidad de separar los gastos públicos de los ingresos corrientes del petróleo<sup>4</sup>.

El Fondo noruego está completamente integrado al presupuesto de la nación, es considerado una herramienta que fortalece el proceso presupuestario y está construido a partir de las instituciones existentes. Asimismo, el Fondo solo invierte en activos financieros en el extranjero con el objetivo de proteger la economía doméstica de los altos flujos que representa la renta petrolera, busca también diversificar el riesgo y maximizar los retornos, así como constituirse en un inversionista en el extranjero. El Fondo noruego se caracteriza por un alto grado de transparencia que permite minimizar el riesgo de mala gobernanza y corrupción<sup>5</sup>.

El Fondo noruego es administrado por el Banco Central de Noruega, y está bajo tuición del Ministerio de Finanzas. Tiene un Consejo de Inversiones formado por estas dos instancias además de un Consejo de Ética. Estos 3 actores deciden, con base en un marco normativo, el destino de la inversión. Hasta el año 2016, el Fondo contaba con cerca de 850.000 millones de euros y con inversiones en aproximadamente 9.000 empresas en 77 países del mundo. El nivel de riesgo del FPGG es definido en el parlamento noruego.

Entre los aspectos que han facilitado el éxito del FPGG está el marco normativo e institucional que se ha creado, que permite una gobernanza transparente con acceso a información para los ciudadanos. Asimismo, existe un Código de Ética que indica los sectores en los cuales no se puede invertir con el FPGG, entre éstos figuran: fabricantes de armas, producción de tabaco y venta de armamento que viole principios básicos.

En contraposición existe el caso de Ecuador, que, a partir de la recomendación de asignar un uso estratégico a los ingresos por la venta del petróleo, entre los años 1998 y 2006 implementó 4 fondos:

- i) Fondo de Estabilización Petrolera (creado en 1998)
- ii) Fondo de Estabilización, Inversión Social y Productiva y Reducción del Endeudamiento
- iii) Cuenta de Reactivación Productiva y Social
- iv) Fondo Ecuatoriano de Inversión en los Sectores Eléctrico e Hidrocarburífero.

El diseño de estos fondos en Ecuador respondía a un criterio básico: si los precios de venta del petróleo eran superiores a los presupuestados al inicio de la gestión, la diferencia era transferida a los fondos mencionados anteriormente. Sin embargo, con el transcurrir del tiempo, y posiblemente alimentado por el *boom* de los precios internacionales del petróleo, fue cobrando mayor relevancia una corriente política crítica a mantener dinero guardado en el banco y promovía que sean sumados al presupuesto general que es manejado desde el Estado, lo que se concretó el año 2009, cuando la Asamblea Constituyente ecuatoriana aprobó la Ley Orgánica para la Recuperación del Uso Público de los Recursos Petroleros del Estado.



4 PWYP, Presentation: Petroleum Revenue Management, Björn G. From, 2014.

5 IDEA, Memoria Seminario Internacional "Gestión de los Hidrocarburos, experiencias de otros países productores", 2008.

Evidentemente, esta decisión fue asumida en un periodo de precios altos del petróleo que sumado a “las crecientes demandas sociales inspiraron, en parte, el cambio de filosofía en el uso de estos recursos, ganando terreno la idea de invertirlos en el presente y no de guardarlos”<sup>6</sup>.

Durante los años 2010–2013, Ecuador incrementó su gasto público de 34% a 44% del PIB, según datos del Banco Mundial, periodo en el que el precio internacional del petróleo promedió los 92 \$us/Bbl. Sin embargo, durante el segundo semestre del año 2014 la cotización internacional del petróleo cayó en 96%, bordeando los 50 \$us/Bbl, situación que despertó varias críticas debido a que el país ya no contaba con dinero ahorrado para hacer frente a una caída tan pronunciada de ingresos que luego se ahondó más.

Si bien la crítica en Ecuador era que un país con esas características no podía darse el lujo de tener dinero guardado en fondos petroleros mientras existían grandes necesidades sociales y alto endeudamiento, con la caída del precio del petróleo de 2014 el país cayó en un déficit fiscal, acrecentando su endeudamiento y comprometiendo la sostenibilidad de los indicadores sociales.

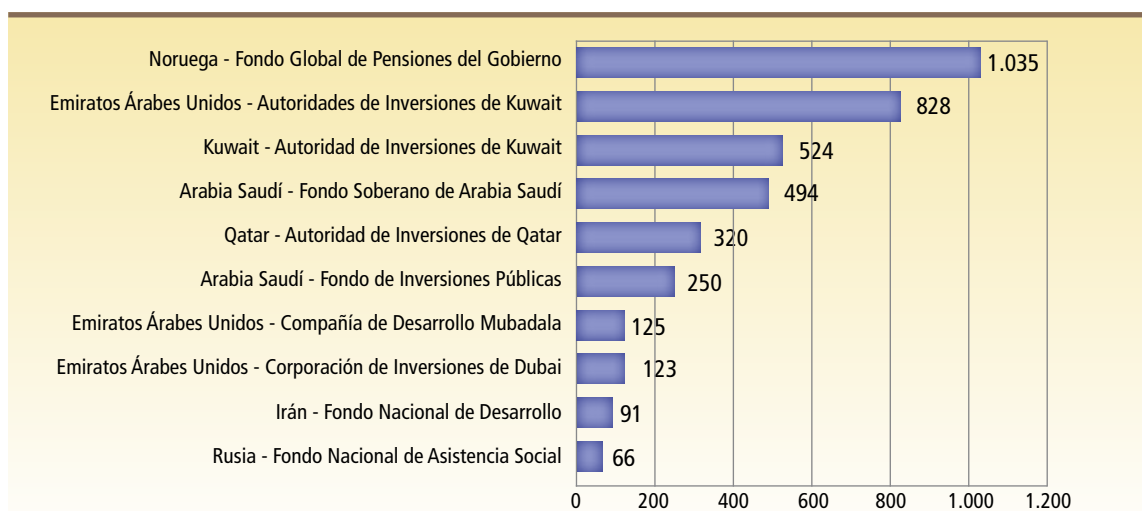
Este aspecto, sumado a la lenta recuperación del precio internacional del barril de petróleo, ha ocasionado que Ecuador vuelva a plantearse la necesidad de crear un fondo de ahorro a partir de los excedentes generados por precios del petróleo superiores a los presupuestados al inicio de cada gestión.

Actualmente, la Asamblea ecuatoriana analiza un proyecto de ley para la creación de un fondo de estabilización fiscal que, según el Ministro de Finanzas de ese país, permitiría garantizar la sostenibilidad de las cuentas públicas y, principalmente, de los programas sociales<sup>7</sup>.

Como se observa en el Gráfico N° 1, son varios los países que han incorporado alguno de los tipos de fondos soberanos que se han citado anteriormente. Países como Noruega (más de un billón de dólares) y Emiratos Árabes Unidos (828 mil millones de dólares) cuentan con importantes ahorros que les permiten enfrentar un ciclo de precios bajos con mayor tranquilidad que países que no han diseñado ningún tipo de fondo.

Si bien en muchos casos los fondos, sean de ahorro, inversión o estabilización, han ayudado a los países a evitar problemas como la enfermedad holandesa, o hacer frente a las oscilaciones del precio internacional del petróleo, en otros casos han sido muy mal administrados y se han convertido en fuentes de opacidad y falta de transparencia. Por ello, este tipo de mecanismos deben ser adecuadamente diseñados, y experiencias como la de Noruega, con más de 25 años de antigüedad, muestran que sí es posible.

**GRÁFICO N° 1**  
**Principales Fondos de Ahorro y Fondos de Estabilización**  
En miles de millones de dólares



Fuente: Sovereign Wealth Found.

6 El Estado planea manejar los fondos petroleros por ley, El Universo, 27 de enero de 2008, Carlos Villacís y Verónica Berrones.

7 El Comercio, 5 de junio de 2018. <http://www.elcomercio.com/actualidad/ahorros-petrolero-mineria-ecuador-negocios.html>.

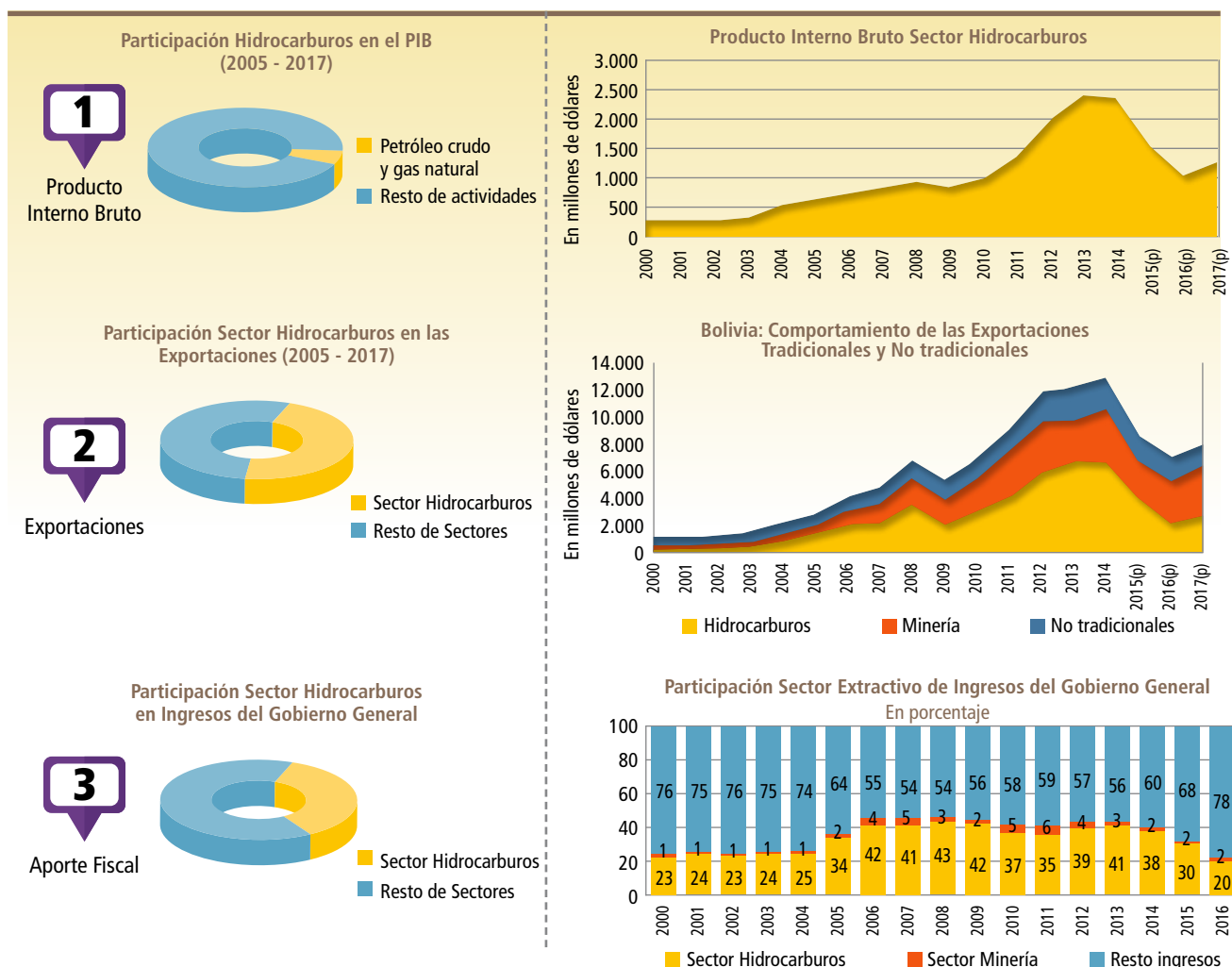
## 2. El sector hidrocarburos en la economía

**E**n Bolivia, solo 6% del Producto Interno Bruto proviene de la explotación de hidrocarburos, pero este sector aporta con más de un tercio de los ingresos del Gobierno General (Gobierno Central, gobiernos departamentales y gobiernos municipales) debido a que, de acuerdo con la Ley de Hidrocarburos, el Estado se queda con al menos 50% de los ingresos obtenidos por la explotación de hidrocarburos.

Asimismo, el país exporta cerca de 80% de la producción de gas natural (principal hidrocarburo producido), por lo

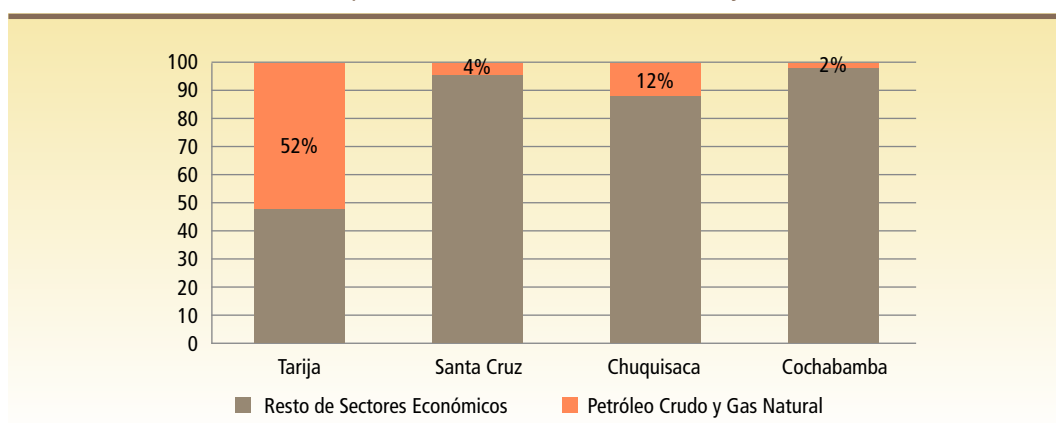
tanto, alrededor de 50% del total de las exportaciones nacionales corresponden a este sector.

Como se advierte en el gráfico, el PIB del sector hidrocarburos ha crecido significativamente entre los años 2004–2014, periodo del superciclo de precios internacionales del petróleo, en un promedio de 20%, muy por encima del promedio de crecimiento del PIB nacional. Dentro de este superciclo, el periodo de mayor crecimiento fue entre los años 2011–2013, con un promedio de 34%.



Fuente: Elaboración propia con base en datos del INE y MEFP.

### Participación sectorial promedio 2008–2017 en el Producto Interno Bruto Departamental A precios básicos de 1990 - En Porcentaje



Fuente: Elaboración propia con base en datos del Instituto Nacional de Estadística.

El comportamiento del PIB del sector hidrocarburos que se observa en el gráfico sigue la tendencia de los precios a los cuales Bolivia exporta hidrocarburos.

Como es sabido, Bolivia se divide en 9 departamentos, de los cuales 4 son productores de hidrocarburos; para estas regiones la relevancia del sector es aún mayor para el comportamiento de su economía.

En el caso de Tarija, principal departamento productor, el sector hidrocarburos representa, para los últimos 10 años en promedio, 52% del PIB departamental a precios básicos; seguido por Chuquisaca, con un promedio de 12%; Santa Cruz, con apenas 4% debido a que su economía es más diversificada y, finalmente, Cochabamba, con 2%, como resultado de la declinación de la mayor parte de sus campos petroleros.



### 3. Producción finita

La producción de hidrocarburos se basa en la extracción de un recurso natural no renovable, es decir que es finito en el tiempo. Si bien mediante procesos de exploración se pueden encontrar nuevas reservas que permitan reponer las que fueron consumidas, es un recurso que en algún momento del tiempo se va a agotar; por lo que su explotación se debería realizar en el marco de una política de Estado que considere como objetivos la diversificación económica, igualdad social y la inversión para generaciones futuras, siendo los excedentes generados por el sector hidrocarburos un mecanismo para el logro de los mismos.

*La edad de piedra terminó no por falta de piedras y la era del petróleo terminará, pero no por falta de crudo.*

Ahmed Yamani, ex Ministro de petróleo de Arabia Saudita

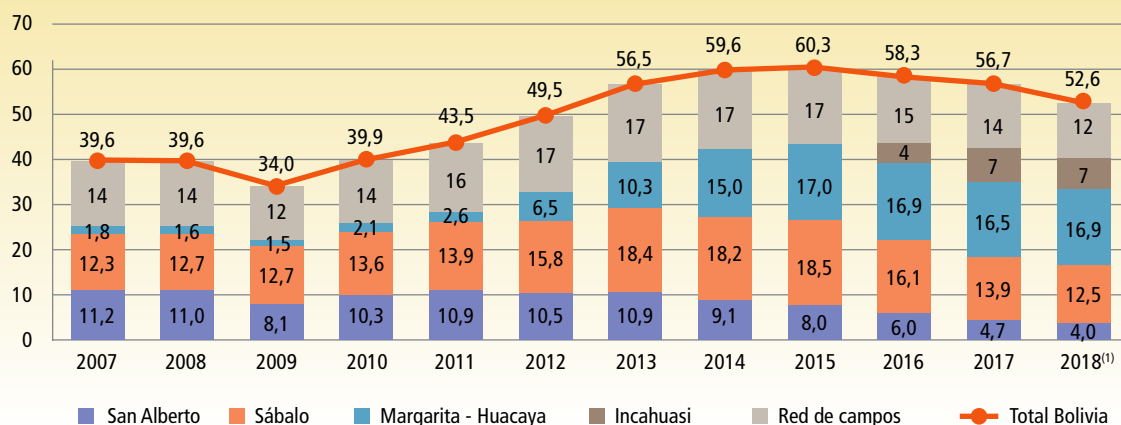
En el periodo 2010–2015, la producción de hidrocarburos en Bolivia se incrementó en 50%, comportamiento que se explica por una mayor explotación de los tres principales campos y no así por el descubrimiento de nuevas reservas hidrocarburíferas. Recién desde agosto de 2016 el país incorpora un nuevo campo en producción, denominado Incahuasi, cuya operación ha servido para compensar la declinación del campo San Alberto<sup>8</sup>.

De los más de 60 campos que actualmente producen hidrocarburos en Bolivia, existen cuatro que el año 2017 representaban 75% de la producción nacional, estos son San Alberto, Sábalo, Margarita e Incahuasi.

Como se observa en la siguiente gráfica, los tres primeros fueron los que mayormente aportaron al incremento de producción en el periodo 2010–2014.

8 Fundación Jubileo, Reporte de Industrias Extractivas, pág. 18.

**Producción Promedio Diaria de Gas Natural**  
En millones de metros cúbicos por día



Fuente: Elaboración propia con base en datos de ANH y Secretarías Departamentales de Hidrocarburos de Tarija y Santa Cruz.

(1) Corresponde a datos de enero y febrero 2018. El volumen total corresponde a datos del Ministerio de Hidrocarburos y la producción por campo corresponde a Secretarías Departamentales de Hidrocarburos de Tarija y Santa Cruz.

De estos principales campos, dos se encuentran íntegramente en el departamento de Tarija (Sábalo y San Alberto), uno es compartido entre los departamentos de Tarija y Chuquisaca (Margarita) y el cuarto (Incahuasi) se ubica en el departamento de Santa Cruz.

Debido a que entre los años 2010–20014 se incrementó la producción por una mayor explotación de los campos Sábalo, Margarita y San Alberto, desde el año 2014, este último entró en declinación, aspecto que incide en un menor ingreso por concepto de regalía departamental a favor de Tarija. Este departamento, por ser el principal productor de hidrocarburos, aportó entre los años 2010 a 2014 cerca de 68% de la producción nacional, lo que actualmente alcanza a 54% del total, explicado fundamentalmente por la caída de producción del campo San Alberto y una disminución en el campo Sábalo.

En la siguiente gráfica se presenta el comportamiento de la producción de gas natural por cada uno de los cuatro departamentos productores.

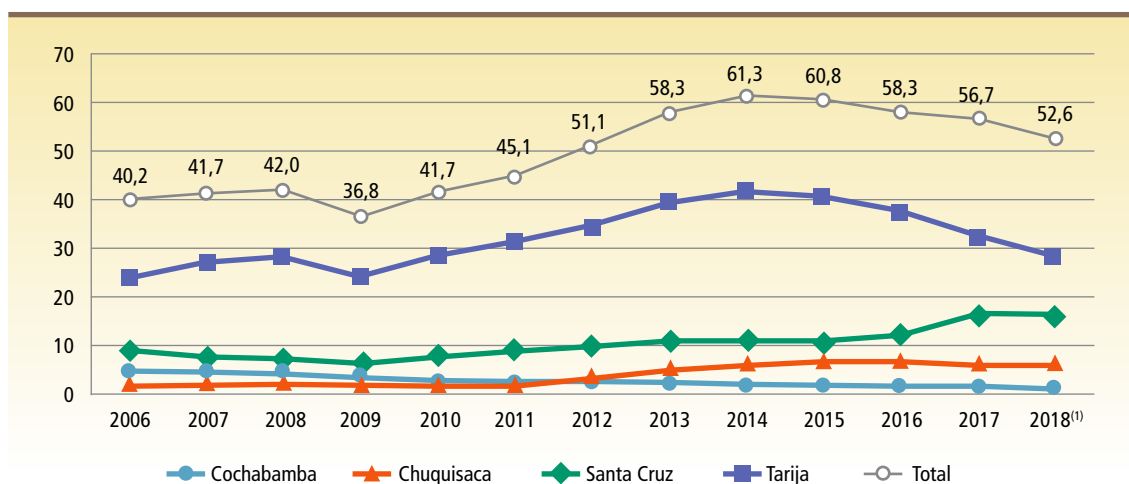
En el gráfico se observa que Tarija ha marcado el comportamiento de la producción nacional de hidrocarburos, registrando un incremento entre los años 2006–2014 de 72% en el volumen promedio diario producido, para posteriormente registrar disminuciones de -1,5%, -8,8% y -13,1% en los años 2015, 2016 y 2017, respectivamente, coincidiendo con la caída de los precios de exportación, por lo que Tarija, en los últimos tres años, ha visto significativamente mermados sus ingresos por regalías e IDH.

En el caso de Santa Cruz, es el único departamento que ha incrementado su producción en los años 2016 y 2017 debido al inicio de la explotación del campo Incahuasi, aspecto que si bien resulta positivo denota también la fragilidad de sus ingresos por renta petrolera, en tanto no se adicione la operación de nuevos campos.

Por su parte el departamento de Chuquisaca ha registrado un incremento en su producción, particularmente a partir del año 2012, debido a su participación en el campo Margarita; no obstante que el año 2017 tuvo una disminución de -8,6% con relación al año 2016. En esta región del país tampoco se han descubierto nuevos campos, por lo que los ingresos por regalías e IDH en Chuquisaca dependen de su participación en la explotación del campo Margarita, en particular de uno de sus reservorios que es el H1b, lo cual muestra también la necesidad de generar mecanismos que den sostenibilidad a la renta petrolera departamental, más aún en esta región que continúa siendo la segunda más pobre del país.

Finalmente, el departamento de Cochabamba, que hasta el año 2006 aportaba con 12% de la producción nacional, actualmente llega apenas a 2,7%; asimismo, en la gestión 2017 fue el departamento que mayor disminución registró con relación al año 2016, alcanzando a -14,6% en su producción. Este comportamiento se debe a la declinación de la producción de los campos ubicados en esta región; si bien aún continúa entregando volúmenes de gas natural, su mayor aporte es de hidrocarburos líquidos. En este tipo de energético también se observa una disminución significativa en su aporte al total nacional que el 2006

**Producción promedio diaria de gas natural por departamento**  
En millones de metros cúbicos por día



Fuente: Elaboración propia con base en datos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.  
(1) Corresponde a datos de enero y febrero 2018 publicados por el Ministerio de Hidrocarburos.

representaba 26% y el año 2017 se redujo a 7%, con una disminución también del volumen de líquidos producidos de un 11% con relación a la gestión 2016.

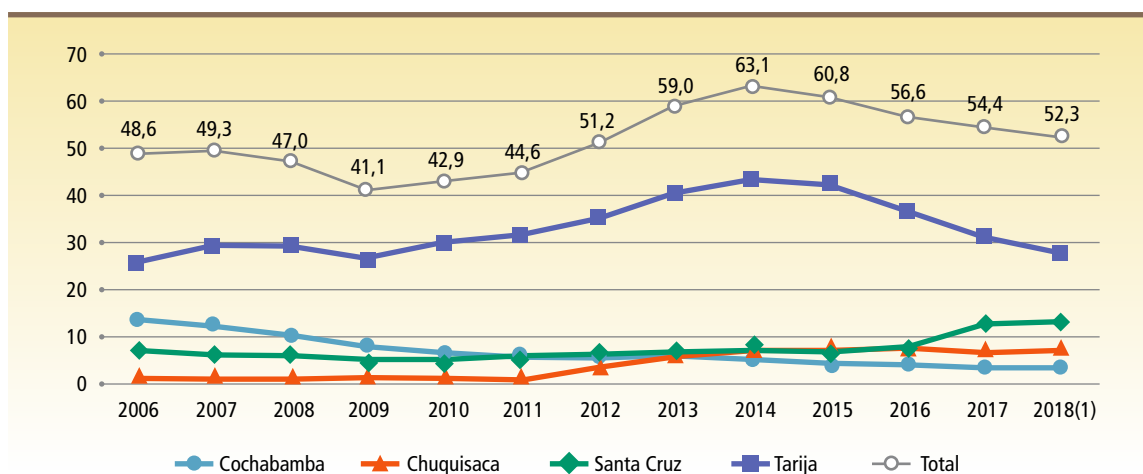
En el siguiente gráfico se observa el comportamiento en la producción de hidrocarburos líquidos, donde aproximadamente 73% corresponde a condensado asociado al gas natural.

Es importante recordar que 83% de los hidrocarburos producidos en Bolivia corresponde a gas natural. Asimismo, del total del gas natural producido, 80% es exportado a Brasil y Argentina, por lo que un incremento en el precio de este energético favorece significativamente los ingresos fiscales que el país obtiene por la explotación de hidrocarburos. Esta situación ha impulsado al Gobierno a incrementar en 50% la producción de hidrocarburos en el periodo 2010–2014, aumento que se explica por una mayor explotación de los reservorios ya descubiertos años atrás y no por nuevos descubrimientos. Probablemente esta política de monetizar reservas cuando el precio estaba alto hubiera sido buena si se cumplían tres aspectos:

- Reposición de reservas mediante procesos de exploración.
- Gestión de nuevos mercados.
- Uso estratégico de la renta petrolera para desarrollar otros sectores económicos y para el ahorro y sostenibilidad de inversión y gasto público.



**Producción promedio diaria de hidrocarburos líquidos**  
En miles de barriles por día



Fuente: Elaboración propia con base en datos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.  
(1) Corresponde a datos de enero y febrero 2018 publicados por el Ministerio de Hidrocarburos.

## 4. Precios

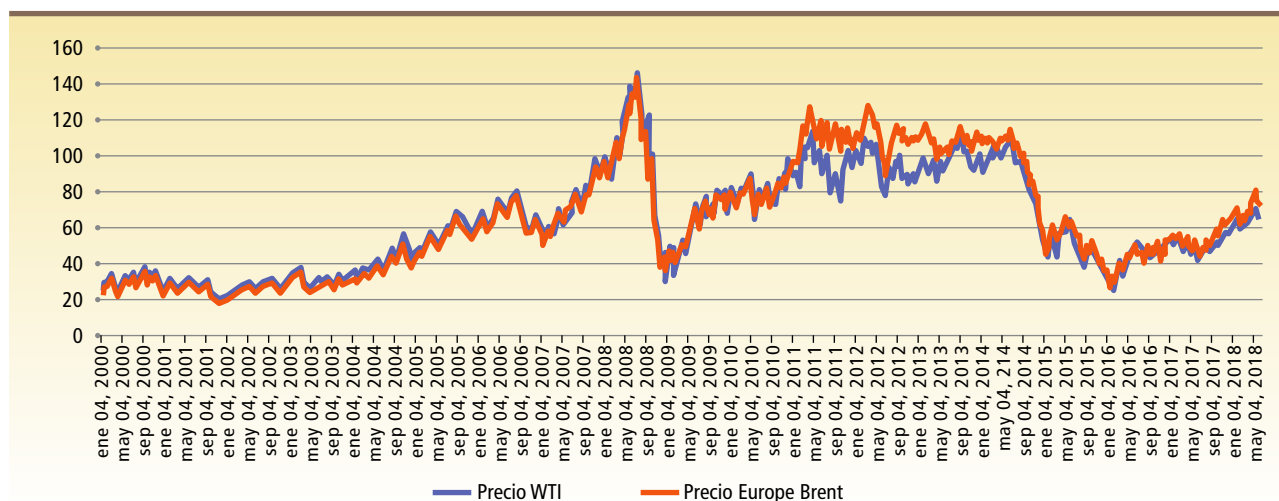
Uno de los aspectos más críticos para países exportadores de materias primas es la cotización de los precios a los cuales éstas se comercializan en los mercados internacionales, por ello hacen seguimiento a precios de referencia a nivel mundial o regional. Bolivia, como se explicó anteriormente, exporta cerca del 80% de la producción de gas natural a los mercados de Brasil y Argentina, cuyos precios son calculados trimestralmente y que dependen de la cotización internacional de tres *fuel oil* y un diesel que, a su vez, dependen del precio internacional del barril de petróleo<sup>9</sup>. Por tanto, cuando se incrementa el precio internacional del petróleo, también se incrementa el precio de exportación de gas natural boliviano.

La siguiente gráfica muestra el comportamiento de las dos cotizaciones internacionales del barril de petróleo que inciden en el precio de exportación del gas natural boliviano, el precio West Texas Intermediate (WTI) y del precio BRENT

(precio de referencia del crudo en el mar del norte), que en el largo plazo permiten apreciar una de las principales características de esta variable que es la volatilidad, que implican sus constantes incrementos y decrementos.

Como se observa en el gráfico, a partir del año 2004 el precio del barril de petróleo comenzó a incrementarse notablemente hasta el punto más alto el 3 de julio de 2008, cuando alcanzó a 145,3 \$us/Bbl. Posteriormente se inició una brusca caída de 79%, cotizando 30 \$us/Bbl en diciembre del mismo año. Esta caída tuvo como origen la crisis financiera mundial que comenzó a ser solucionada desde el año 2009 y se reflejó en una rápida recuperación del precio internacional desde julio de esa gestión, alcanzando a 80 \$us/Bbl para finales de diciembre, y durante el año 2010 se mantuvo una tendencia nuevamente creciente en la cotización del precio internacional hasta mantenerse en un promedio de 103 \$us/Bbl entre enero de 2011 y julio de 2014.

Precio Internacional del barril de petróleo en el largo plazo - Cotizaciones WTI y Brent  
En dólares por barril de petróleo



Fuente: Elaboración propia con base en datos de US Energy Information Administration.

<sup>9</sup> Una explicación más detallada de la fórmula del cálculo de los precios de exportación para ambos mercados está disponible en: Volatilidad de Ingresos por Hidrocarburos, Fundación Jubileo, 2012, disponible en: <http://www.jubileobolivia.org.bo/publicaciones/revistas-especializadas/item/167-volatilidad-de-ingresos-por-hidrocarburos.html>

En este sentido, en el periodo 2004–2014, el precio internacional del barril de petróleo pasó de un promedio de 20 \$us/Bbl a 103 \$us/Bbl en lo que se denomina un superciclo de precios; no obstante, en este periodo de 10 años también se pueden apreciar ciclos cortos de 2 o 3 años con características propias, pero marcados por la volatilidad.

El problema surgió a partir de julio de 2014, cuando el precio internacional inició una caída en su cotización, pasando de 104 \$us/Bbl, el 30 de julio, a solo 53 \$us/Bbl para diciembre de ese mismo año; es decir, una caída de 96%. La disminución del precio iniciada en agosto de 2014 se originó por factores muy distintos a los de 2008, destacando la explotación de Shale Gas y Shale Oil (gas y petróleo de esquisto) por parte de Estados Unidos, que desde el año 2014 se ha constituido en el principal productor de petróleo a nivel mundial; este aspecto que produjo una sobreoferta de petróleo y gas natural, acompañada de una caída en la demanda mundial, especialmente por la economía de China.

Esta tendencia continuó agudizándose el 2015 y llegó a su punto más bajo en febrero de 2016 cuando la cotización alcanzó a 26 \$us/Bbl, desde entonces la recuperación ha sido muy lenta y aparentemente se estaría logrando un nuevo equilibrio de oferta y demanda en una banda de 60 a 70 dólares el barril. La OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) continúa controlando el 42% de la producción mundial, en tanto que los países No OPEP controlan el 57% restante; teniendo como actores principales a Rusia y Estados Unidos, siendo que este último pasó de ser importador neto a exportador de petróleo

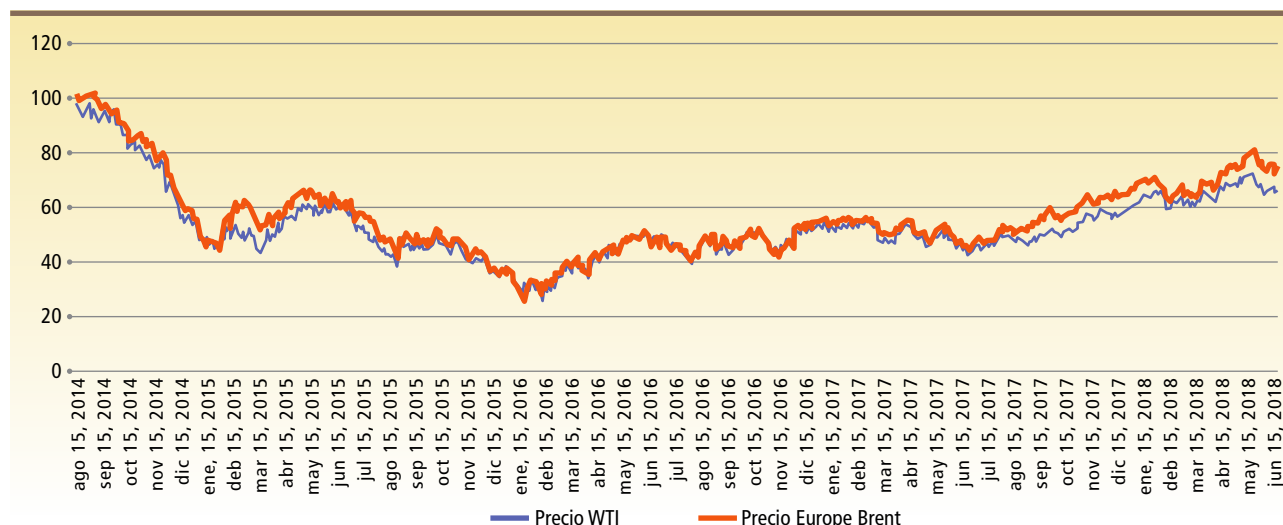
En la siguiente gráfica se puede observar el comportamiento de la cotización internacional del petróleo desde la caída iniciada en agosto de 2014.

Por la relación explicada anteriormente, el precio de exportación del gas natural boliviano depende de la cotización internacional del barril de petróleo; por ello, el comportamiento del precio de exportación de gas natural, tanto a Brasil como a Argentina, sigue la misma tendencia que la del barril de petróleo, como se vio anteriormente.

En el gráfico anterior se observa que entre los años 2000–2004 el precio de exportación de gas natural a Brasil promediaba 1,57 \$us/MMBTU (dólares por millón de BTU), es desde el año 2004 que el precio de exportación comenzó a incrementarse como resultado de la subida del precio internacional del petróleo. Así, el año 1999, el precio de exportación de gas natural a Brasil era de 0,9 \$us/MMBTU y para el año 2012 este indicador llegó a 9,5 \$us/MMBTU, gracias al impulso del precio internacional del barril de petróleo.

Similar situación ocurrió con el precio de exportación a Argentina, siendo que el año 2004 registró un valor de 1,6 \$us/MMBTU y para el año 2012 alcanzó a 11,1 \$us/MMBTU; es decir, se incrementó en 10 veces el valor debido al impulso en la cotización del precio internacional del petróleo. Sin embargo, al igual que en el resto de países exportadores de hidrocarburos, desde el año 2015, y como resultado de la caída en el precio internacional del petróleo, el precio de exportación de gas natural boliviano registró una tendencia a la baja con su consecuente impacto en los ingresos fiscales que obtienen los beneficiarios de la renta petrolera.

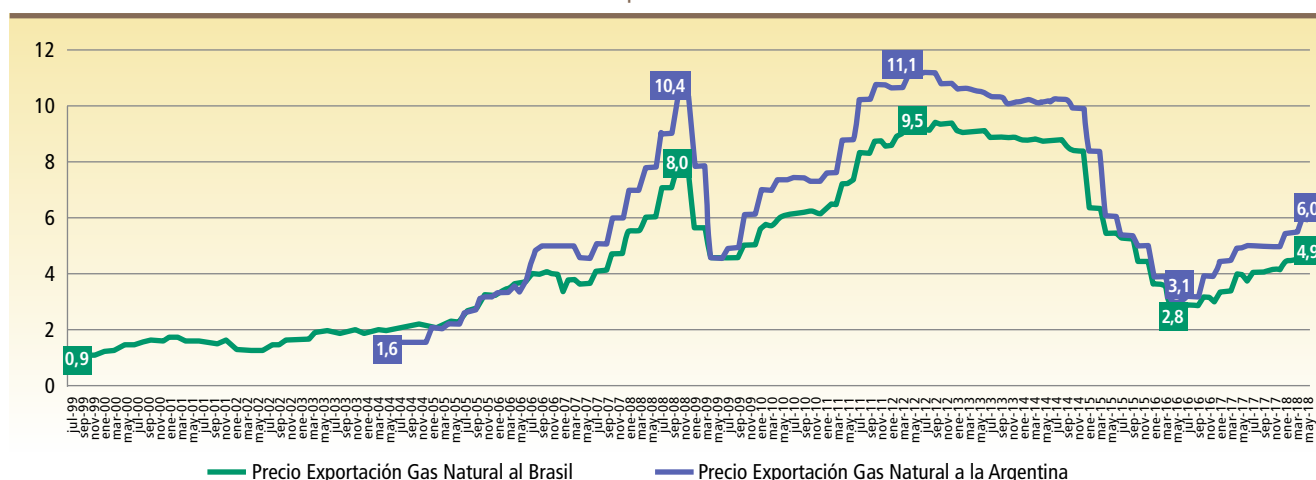
**Precio Internacional del barril de petróleo en el mediano plazo - Cotizaciones WTI y Brent**  
En dólares por barril de petróleo



Fuente: Elaboración propia con base en datos de US Energy Information Administration.



**Precio de exportación de gas natural boliviano a Brasil y Argentina – Largo plazo**  
En dólares por millón de BTU



Fuente: Elaboración propia con base en datos del Ministerio de Hidrocarburos.

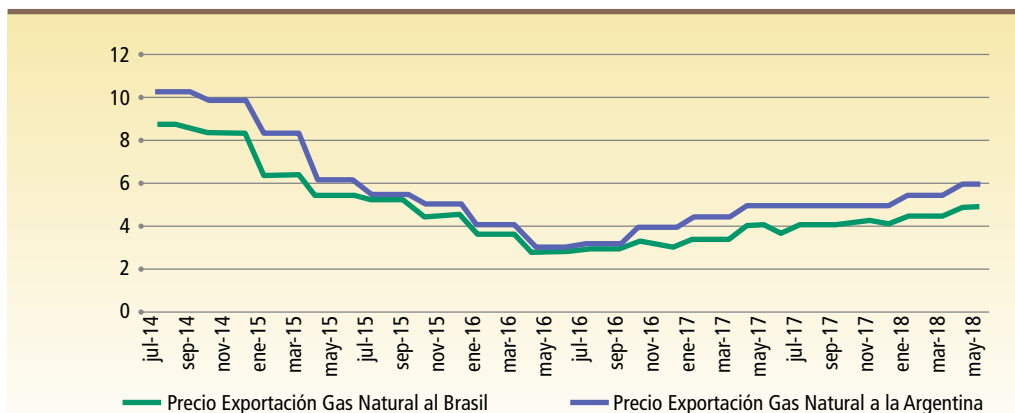
De manera coincidente, la producción de hidrocarburos se incrementó en 50% entre los años 2010–2015; es decir, desde la mitad del superciclo de precios, posiblemente con la intención de monetizar reservas de hidrocarburos aprovechando los altos precios de exportación, en especial gas natural. Sin embargo, se descuidaron dos aspectos que debieron ser fundamentales para acompañar esta política de monetizar reservas; el primero es la reposición de las reservas explotadas mediante procesos de exploración y desarrollo de los campos en actual explotación; y el segundo, la gestión de nuevos mercados para la exportación de los hidrocarburos producidos en el país.

De haberse tomado las decisiones indicadas, en el marco de lo que debió ser una gestión integral del sector hidrocarburos, se hubiese podido contar con un incremento de producción que permita compensar con volumen la caída en los precios y afectar en menor medida los ingresos

fiscales que recibe el país en sus diferentes instancias. Asimismo, se contaría ya con nuevos campos en producción que permitan compensar la declinación de los ya existentes y hacer frente a requerimientos por parte de nuevos compradores del gas natural producido.

Desde finales del año 2016 se observa una mejora en la cotización del precio internacional del barril de petróleo y, por tanto, también del precio de exportación del gas natural boliviano. Sin embargo, manteniendo la misma lógica rentista que impera en el país desde su fundación, autoridades nacionales y subnacionales anuncian reformulaciones presupuestarias, generando expectativas en la población sin ningún debate sobre el uso estratégico que deberían tener estos ingresos, y ante el silencio de organizaciones sociales y cívicas que, en su momento, lucharon por una mayor participación del Estado en la renta petrolera.

**Precio de exportación de gas natural boliviano a Brasil y Argentina – Mediano plazo**  
En dólares por millón de BTU



Fuente: Elaboración propia con base en datos del Ministerio de Hidrocarburos.

# 5. Aporte fiscal del sector hidrocarburos

Como se mostró en el gráfico del punto 2, el aporte del sector hidrocarburos es superior a una tercera parte de los ingresos fiscales del Gobierno General (Gobierno Central + gobiernos subnacionales). Este es un primer aspecto que debe llamar la atención nacional ya que un solo sector económico, que además depende de la explotación de un recurso natural no renovable y que es vendido a precios volátiles, explica más de un tercio de los ingresos fiscales, lo cual ocasiona una alta vulnerabilidad frente a aspectos que no están bajo el control de la gestión de gobierno, como la especulación en mercados financieros internacionales o conflictos bélicos en países productores de petróleo en el mundo.

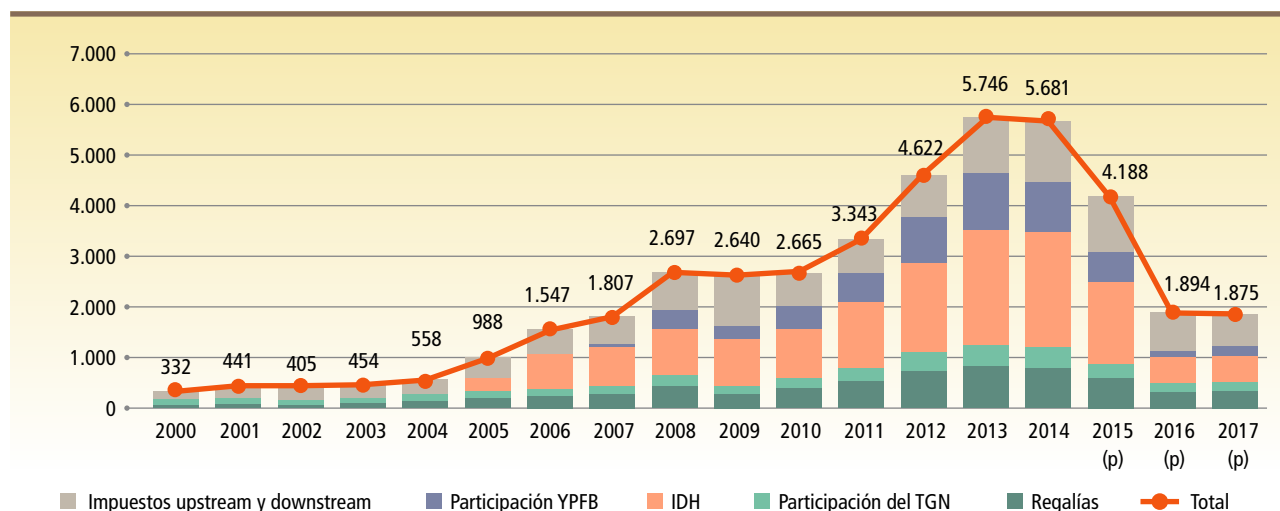
Como se observa en el siguiente cuadro, el comportamiento de la renta petrolera ha seguido la misma tendencia del precio de exportación de gas natural.

Como se observa en el gráfico anterior, el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) es la principal fuente de ingresos de la renta petrolera. Este impuesto, creado en mayo de 2005, representa, en promedio, 36% de la renta petrolera; al ser calculado de la misma forma que las regalías, depende en gran medida del precio al cual los hidrocarburos son comercializados.

Asimismo, resulta evidente que el año 2017 la renta petrolera fue menor que el máximo alcanzado el 2013, en aproximadamente 67%. Y en estrecha relación con la lenta recuperación en el precio internacional del petróleo, el año 2017 se estima una renta petrolera similar a la registrada el 2016, este efecto podría haber sido mayor si es que en la última gestión anual no hubiese bajado la producción.

Esta considerable caída en los ingresos fiscales muestra la vulnerabilidad que tiene el país frente a cambios en el

**Comportamiento de la Renta Petrolera Estatal**  
En millones de dólares americanos

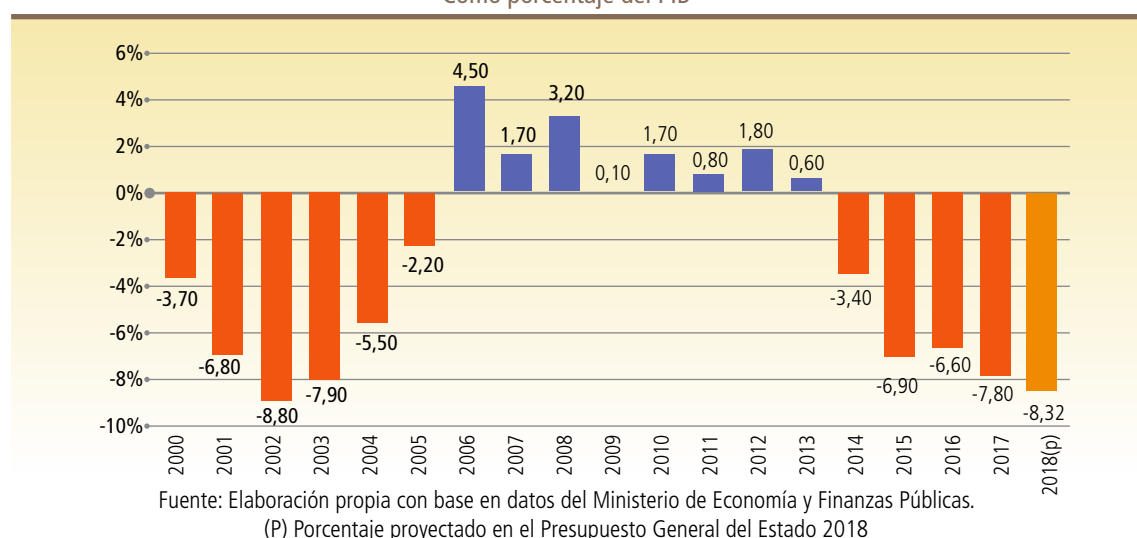


Fuente: Elaboración propia con base en datos de YPFB, Ministerio de Hidrocarburos y Unidad de Análisis de Políticas Económicas y Sociales.

Nota: Para el año 2017 se han estimado los datos correspondientes a la participación de YPFB y de recaudación de impuestos en las actividades del upstream y downstream, debido a la falta de información de ambas variables.

## Comportamiento del Déficit/Superávit Fiscal 2000 – 2018

### Como porcentaje del PIB



precio internacional del petróleo, lo cual se ve reflejado en el comportamiento del déficit/superávit fiscal, que durante el superciclo de precios registró ocho años consecutivos de superávit fiscal y desde el 2014, coincidiendo con la caída del precio internacional del petróleo, retorna a un escenario de déficit fiscal, por cuatro años consecutivos. Si bien este comportamiento del déficit fiscal también se ve afectado por la variable gasto, es evidente que con la caída del precio internacional del petróleo el Estado no ha contado con suficientes ingresos que permitan cubrir sus gastos.

Asimismo, el Presupuesto General del Estado estimaba para la gestión 2018 que la tendencia al déficit fiscal se mantenga, por lo que proyectó un déficit fiscal de 8,32% del PIB; aunque de acuerdo con recientes declaraciones del Ministro de Economía y Finanzas Públicas, debido a que los precios internacionales del petróleo se encuentran por encima del presupuestado, se prevé una modificación al Presupuesto, aspecto que es una muestra más del peso que tiene el sector extractivo en el sector fiscal nacional.

En Bolivia, la renta petrolera es ampliamente distribuida entre diferentes beneficiarios<sup>10</sup>. Esto involucra a los cuatro departamentos productores y dos departamentos no productores que se benefician de forma directa con un porcentaje de la renta petrolera por concepto de regalías, el Tesoro General de la Nación que tiene una participación en la renta; y, por otra parte, gracias al Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), también se benefician los municipios,

gobernaciones, universidades públicas, pueblos indígenas, población mayor de 60 años, Policía Nacional y Fuerzas Armadas.

En el siguiente gráfico se presenta la importancia que tienen los ingresos fiscales por renta petrolera (regalía, IDH e IEHD) en el presupuesto de ingresos de los cuatro departamentos productores de hidrocarburos: Tarija, Chuquisaca, Santa Cruz y Cochabamba.

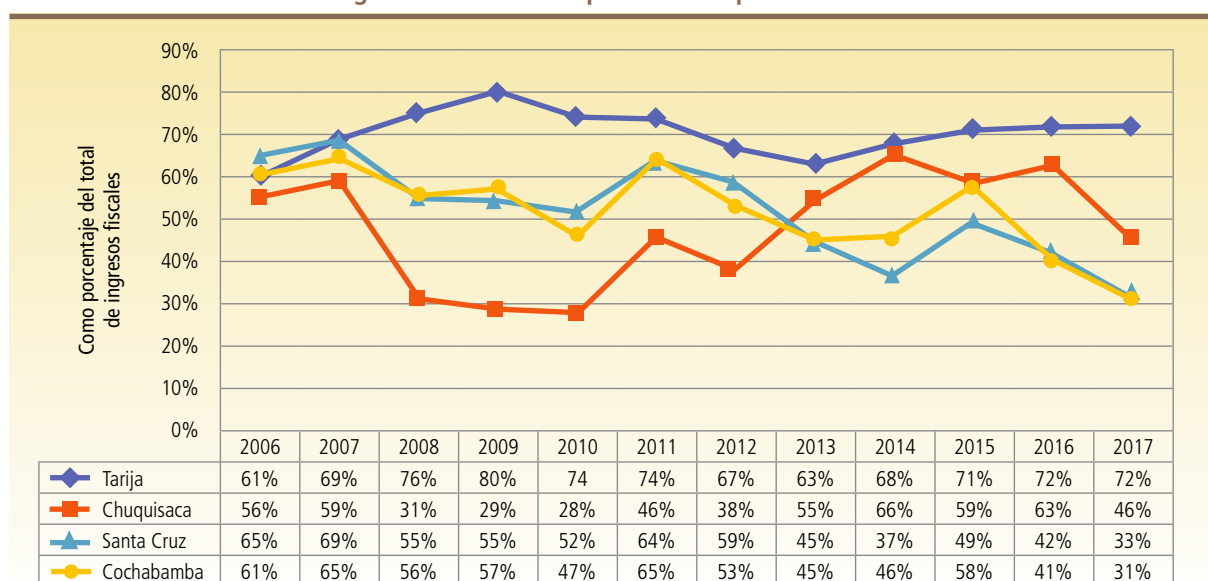
Llama la atención que, para el Gobierno Autónomo Departamental de Tarija, en promedio, 71% de los ingresos fiscales que recibe provienen del sector hidrocarburos por concepto de transferencias del IEHD, IDH y regalía departamental. Es decir que más de dos terceras partes de los ingresos fiscales dependen de la explotación de un recurso natural no renovable, sobre cuya gestión el gobierno departamental no tiene ningún control, y que además se comercializa a precios que cambian constantemente.

Este aspecto muestra que desde hace 12 años el Gobierno Departamental no ha podido generar nuevas fuentes de ingresos, de hecho, la economía tarijeña depende en 50% del sector de petróleo crudo y gas natural, y la renta petrolera que recibe el departamento ha permitido dinamizar principalmente al sector de la construcción.

Similar situación ocurre en Chuquisaca, donde desde el 2013 los ingresos fiscales provenientes del sector hidrocarburos representan, en promedio, 58% del presupuesto de ingresos del Gobierno Departamental, esto debido a que desde el año 2012 el departamento tiene una participación en la producción de uno de los principales campos productores

<sup>10</sup> Ver Renta Petrolera en Bolivia, Fundación Jubileo. Disponible en: <http://www.jubileobolivia.org.bo/publicaciones/revistas-especializadas/item/465-renta-petrolera-en-bolivia.html>

## Presupuesto de ingresos por hidrocarburos como porcentaje de los ingresos fiscales presupuestados de gobernaciones de departamentos productores



Fuente: Elaboración propia con base en datos de ¿En qué gastarán los ingresos las gobernaciones?, 1996–2017, Fundación Jubileo.

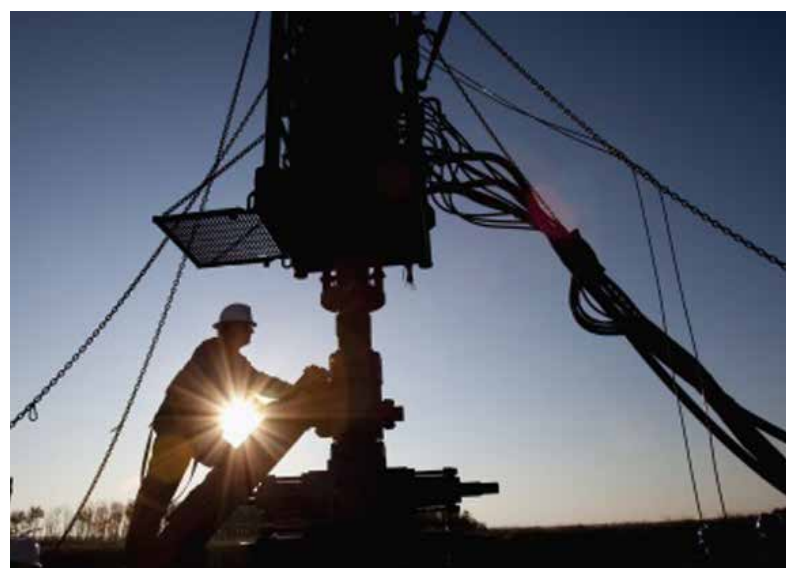
(\*) Para el año 2008, en el caso del Gobierno Autónomo Departamental de Santa Cruz, se ha repetido el mismo porcentaje registrado para la gestión 2007, debido a que no se cuenta con datos para esa gestión.

de gas natural (Margarita) que es compartido entre los departamentos de Tarija y Chuquisaca. Esta situación es aún más preocupante, dado que no solo la mitad del presupuesto de la gobernación depende de la explotación de un recurso natural no renovable, sino que adicionalmente es un solo campo el que determina la mayor parte de sus ingresos por renta petrolera.

En el caso de Santa Cruz, si bien los ingresos por renta petrolera suponían más de 50% del presupuesto de ingresos del Gobierno Departamental, desde 2013, esta relevancia ha ido disminuyendo a un promedio de 40% en los últimos tres años, ello debido a una política de generación de recursos propios que ha venido dando mejores resultados en el transcurrir del tiempo. En contraposición, Cochabamba, cuyos ingresos fiscales hasta el año 2011 dependían en promedio de 59% de la renta petrolera, ve su aporte disminuido como efecto de la menor producción de sus campos petroleros, la mayoría de los cuales se encuentran en declinación.

En este sentido, la alta dependencia fiscal al sector hidrocarburos, tanto del Gobierno Nacional como por parte de los cuatro gobiernos departamentales de Tarija,

Chuquisaca, Santa Cruz y Cochabamba, sumado a la disminución de la producción, poca exploración y alta concentración de mercados, debería motivar a estas instancias a generar fondos soberanos, ya sea de inversión, ahorro o estabilización, a fin de darle un destino estratégico a una porción de la renta petrolera.



## 6. Necesidad de Fondos Soberanos en Bolivia

**B**olivia no ha sido ajena a la necesidad de prever una porción de la renta petrolera, ya sea para la estabilización de ingresos fiscales frente a la volatilidad de ingresos, el ahorro o de inversión para el desarrollo productivo. Así, el 17 de julio del año 2010 se aprobó la Ley N° 031 “Ley Marco de Autonomías y Descentralización Andrés Babiñez” que en su artículo 117 establece que: *“El nivel central del Estado, en coordinación con las entidades territoriales autónomas, establecerán un Fondo de Desarrollo Productivo Solidario, con el objeto de promover el desarrollo productivo a través del financiamiento de proyectos estratégicos, contribuyendo a una distribución más equitativa de los beneficios de la explotación de recursos naturales, en todo el territorio nacional”*.

La citada norma, si bien dispone que el Fondo de Desarrollo Productivo Solidario será implementado a través de una ley específica de la Asamblea Legislativa Plurinacional, establece algunos criterios:

1. **Recursos:** El fondo será financiado mediante las recaudaciones del IDH adicionales a las establecidas en el Presupuesto General del Estado.
2. **Componentes:** Un mecanismo solidario, un mecanismo de reserva y estabilización, y un mecanismo de fomento al desarrollo productivo.

Un primer elemento a destacar es que la ley específica a la que se hace referencia en el artículo 117 de la Ley Marco de Autonomías y Descentralización aún no ha sido debatida y menos aprobada por la Asamblea Legislativa Plurinacional; a pesar de que han transcurrido ya ocho años de su anuncio en la Ley N° 031.

Por otra parte, la Ley Marco de Autonomías y Descentralización establece que el fondo deberá ser creado por el Nivel Central del Estado, en coordinación con las entidades territoriales autónomas. Es importante mencionar que tanto gobernaciones, municipios como universidades tienen autonomía de decisión sobre el uso que le asignan a sus recursos. Posiblemente este haya sido uno de los principa-

les obstáculos para un acuerdo y posterior elaboración de la ley específica a la que se hacía referencia en la Ley Marco de Autonomías.

En este sentido, considerando que las entidades territoriales autónomas tienen competencia exclusiva sobre el uso de los recursos fiscales que perciben, en el caso de Bolivia, lo recomendable es que cualquier fondo soberano (estabilización, ahorro, inversión o desarrollo estratégico) sea diseñado e implementado en el ámbito subnacional.

En este sentido, lo deseable sería que en cada región el gobierno departamental, los municipios y las universidades públicas constituyeran un fondo soberano, estableciendo para ello un marco normativo emanado por la Asamblea Legislativa Departamental, concejos municipales y consejos universitarios. Este marco normativo debería crear un solo marco institucional para quien administre el fondo, así como una norma que fije las reglas de depósito y retiro, y tipo de inversiones permitidas.

Con el objeto de rescatar lecciones aprendidas de otros países, lo recomendable sería que cualquier cambio en las reglas de inversión, uso o retiro del fondo debe ser necesariamente aprobado por 2/3 del voto de la población mediante referéndum departamental.

Si bien lo descrito anteriormente es lo deseable, es posible que por diferencias políticas o visiones distintas de desarrollo económico y social resulte muy difícil para los beneficiarios departamentales ponerse de acuerdo en la creación de un solo fondo departamental, el cual podría reservar una porción del mismo para el ahorro, otra para la estabilización en caso de que los precios bajen, una tercera para investigación en ciencia y tecnología, y finalmente una cuarta para desarrollo productivo.

Por ello, una segunda opción es que las gobernaciones de los cuatro departamentos productores constituyan un fondo de ahorro o uno de estabilización, debido a que son los beneficiarios de la regalía departamental de 11% que, además, en la mayoría de los casos, representa más de la mitad de su presupuesto de ingreso anual.

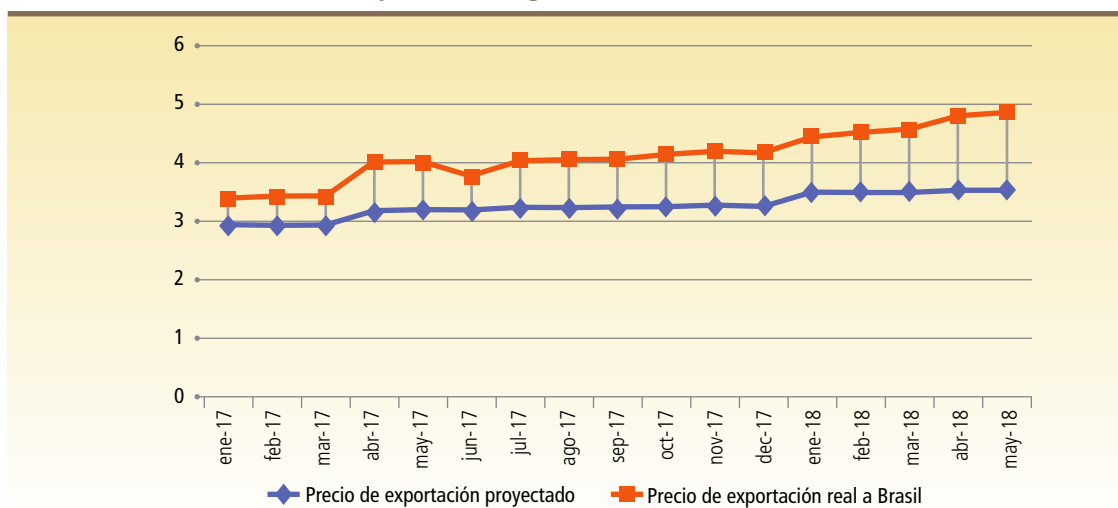


El financiamiento de estos fondos debería generarse a partir de la diferencia de los ingresos por regalías presupuestados y los ingresos efectivamente recibidos. Es decir, en el presupuesto inicial aprobado para cada una de las gobernaciones se cuenta con los ingresos fiscales suficientes para cubrir todos los gastos programados para la gestión, y entre estos ingresos figura claramente la regalía departamental de 11%. Por lo tanto, en el entendido que los gastos previstos están cubiertos por los ingresos presupuestados, todo dinero adicional que sea percibido por los gobiernos autónomos departamentales por concepto de regalía departamental debería ser depositado en un fondo de ahorro o en un fondo de estabilización.

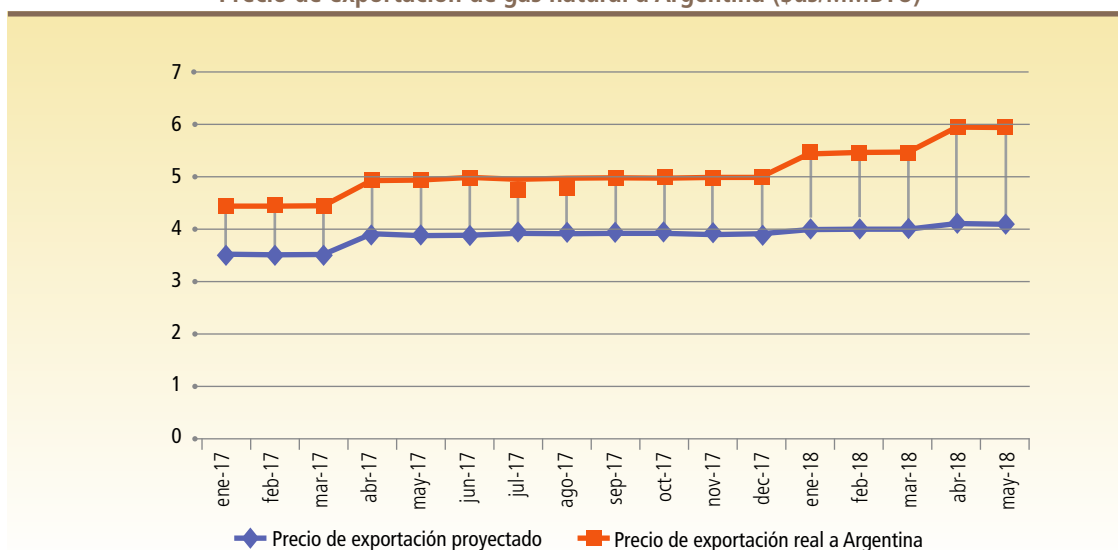
Similar criterio podría ser utilizado por cualquier otro beneficiario de la renta petrolera que asuma la decisión política de reservar una porción de la renta petrolera en periodos de bonanza, para el ahorro o la estabilización del gasto cuando los precios o la producción de hidrocarburos caigan.

En este sentido, el siguiente gráfico muestra la diferencia que existe entre el precio de exportación de gas natural a Brasil y Argentina presupuestado en el Presupuesto General del Estado y el precio real al cual este energético viene siendo vendido a esos mercados.

Precio de exportación de gas natural a Brasil (\$us/MMBTU)



Precio de exportación de gas natural a Argentina (\$us/MMBTU)



Como se aprecia en los gráficos anteriores, desde mayo del año 2017 existe una mayor diferencia entre el precio de exportación de gas natural considerado en el Presupuesto General del Estado y el precio real al cual se ha comercializado el mismo, tanto a Brasil como a Argentina. Si bien el año 2017 el precio de exportación estuvo 25% por encima de lo proyectado, el año 2018 este indicador es de 36%. En este sentido, se recomienda que un fondo soberano departamental esté basado sobre los siguientes criterios:

Estabilización de los ingresos frente a disminuciones en la regalía departamental.

Conformación del directorio del fondo, así como del personal que lo administra, con criterios de institucionalidad e independencia política.

Reglas claras de depósito, inversión y retiro.

Se debe normar que solo puede retirarse un determinado porcentaje de los intereses generados por las inversiones del fondo.

El financiamiento del fondo debe estar basado en la diferencia entre los ingresos presupuestados por regalías y aquellos efectivamente recibidos.





# 7. Conclusiones

1. El sector hidrocarburos es el principal pilar de la economía boliviana, si bien en términos de PIB el aporte promedio es solo de 7%, el verdadero efecto viene a través de su participación en los ingresos fiscales. El 36% de los ingresos fiscales del Gobierno General (Nivel Central y subnacional), fundamentalmente debido al pago de regalías e IDH que una vez que son percibidos por los beneficiarios son luego destinados a la contratación de bienes y servicios locales, inversión pública y gasto corriente; aspecto que ha dinamizado algunos sectores como la actividad de la construcción en los departamentos productores.
2. Al observar las finanzas de las gobernaciones de los departamentos productores se constata que a nivel subnacional la dependencia es aún mayor que del Nivel Central. En los departamentos de Tarija y Chuquisaca se observa que la renta petrolera (regalía e IDH) representa más de la mitad de sus ingresos corrientes, al mismo que los ingresos recaudados por gestión propia tienen una participación menor, debido a que la renta petrolera no ha sido invertida en el desarrollo de otros sectores económicos.
3. La región de Cochabamba ha visto disminuir la importancia de los ingresos del sector hidrocarburos en las finanzas del Gobierno Departamental; pero no por una diversificación económica o recaudación de recursos propios, sino porque los campos que aún están en producción en ese departamento están en declinación. El caso de Santa Cruz resulta interesante en la medida que se trata de una economía con un mayor grado de diversificación y, adicionalmente, el Gobierno Departamental ha sido capaz de generar una recaudación de ingresos propios creciente en los últimos años.
4. El cálculo de la regalía y el IDH depende directamente tanto de la producción de hidrocarburos como de los precios de comercialización, especialmente de los precios a los cuales se exporta el gas natural. El superciclo de precios del petróleo entre los años 2004–2014 impulsó al precio de exportación de gas natural boliviano y permitió que los beneficiarios de la renta perciban ingresos históricos en ese periodo. Posteriormente, con la caída del precio internacional del petróleo, desde agosto de 2014, Bolivia retorna a escenarios de déficit fiscal marcado por la caída de ingresos y la falta de mecanismos de sostenibilidad que garanticen la continuidad de ciertas políticas e inversiones.
5. Bolivia ha incrementado en 50% su producción entre los años 2010–2015; pero no por nuevos descubrimientos de hidrocarburos (por el contrario, la actividad exploratoria en el país tiene un retraso significativo), sino por una explotación más rápida de las reservas ya descubiertas con anterioridad, posiblemente motivados por una política de monetizar las reservas aprovechando los altos precios de exportación de gas natural; pero

descuidando totalmente políticas que permitan reponer las reservas a similar velocidad mediante actividades de exploración. Campos como San Alberto ya se encuentran en declinación y parecen recordar que los recursos hidrocarburíferos son finitos, por lo que la renta que generan debe servir para dar sostenibilidad a políticas sociales y económicas a largo plazo.

6. Si bien el año 2011, mediante la Ley 031, se creó el Fondo de Desarrollo Productivo, el mismo nunca fue normado y reglamentado, posiblemente porque en el marco del régimen autonómico son las entidades autónomas territoriales las que deben definir este tipo de mecanismo y no el Nivel Central. Asimismo, resulta cada vez más necesario que los niveles subnacionales (gobiernos, municipios e incluso universidades) debatan la creación de un fondo de estabilización frente a cambios en la cotización de los precios de comercialización, y como estrategia para dar sostenibilidad al gasto e inversión pública.
7. Resulta importante remarcar que cualquier fondo soberano que se vaya a crear en cualquiera de los niveles subnacionales debe contar con un robusto marco institucional que permita aislar al fondo de los intereses políticos, para ello se debe legislar a nivel departamental sobre criterios para selección de directivos, reglas de depósito, retiro e inversión, así como mecanismos de transparencia y acceso a información por parte de la ciudadanía.
8. Actualmente, el país se está beneficiando de una lenta recuperación del precio internacional del petróleo. Sin embargo, ya existe la tentación de una reformulación presupuestaria que tiene por objetivo redistribuir entre los beneficiarios todo excedente de ingresos por concepto de renta petrolera que se pueda generar por el incremento en los precios, omitiendo un necesario debate sobre el uso y destino que deben tener estos ingresos, así como los mecanismos de control en la eficiencia y calidad del gasto e inversión financiada por regalías e IDH.
9. Si no se asume con responsabilidad la gestión de la renta petrolera, con criterios de ahorro y sostenibilidad a largo plazo, los problemas que genera la volatilidad de los ingresos podrían afectar a los sectores más vulnerables de la sociedad, como ya ocurrió en el pasado.







[www.jubileobolivia.org.bo](http://www.jubileobolivia.org.bo)



@JubileoBolivia



Fundacion Jubileo



+591 72025776