

EL PAÍS AFRONTA LOS EFECTOS DE LA PEOR CAÍDA EN EL PRECIO DE LOS **HIDROCARBUROS** DE LOS ÚLTIMOS 34 AÑOS

- El 2020, por la caída de precios, el país perderá más de \$us 1.000 millones en la exportación de gas, lo que afectará principalmente a gobernaciones y municipios.
- Este año, Bolivia vendería gas natural por aproximadamente \$us 1.163 millones y compraría gasolina y diésel por \$us 685 millones.
- El efecto del coronavirus originado en China y la disputa de Rusia y Arabia Saudita bajaron la cotización del petróleo.
- Durante el anterior Gobierno se intensificó la extracción de gas en antiguos campos dejándolos en declinación, el único campo nuevo fue Incahuasi. La caída en la producción empezó el 2016.
- Hay una década de atraso en la exploración y el país está ante el fin del contrato de venta de gas a Brasil.
- A pesar de lecciones pasadas, en Bolivia no se diversificó la economía ni se creó un fondo de ahorro.
- El país necesita una nueva política hidrocarburífera que fortalezca la institucionalidad del sector, pero que también proyecte una transición energética y económica.



El 20 de abril de 2020 es un día histórico en la cotización internacional del petróleo. Esa fecha alcanzó la inédita cotización de 1 dólar el barril, tomando como referencia el WTI, la más baja de los últimos 40 años. Ya el último día de marzo había alcanzado un valor de 20 \$us/Bbl, cotización que no se había registrado desde febrero de 2002.

La actual caída del precio internacional del petróleo se originó, en primera instancia, por el efecto del coronavirus en la economía de China y su posterior expansión en varios países de Europa, que provocó una caída de un promedio de 60 dólares por barril a 50 \$us/Bbl. Sin embargo, fue la posterior disputa entre Rusia y Arabia Saudita la que definitivamente precipitó una de las mayores disminuciones en el precio internacional del petróleo.

Los cambios en el precio internacional del barril de petróleo no deberían ser extraños para un país como Bolivia que se ha caracterizado por ser exportador de materias primas, primero minerales y luego hidrocarburos. Lo lamentable, es que, a pesar de la crisis vivida en los años 80 con la caída del estaño, o las caídas del mismo precio internacional del petróleo los años 2008 y 2014, el país no haya apostado por la diversificación económica y la creación de fondos de ahorro y estabilización a partir de la renta extractiva.

Lo complejo de la actual caída, es que encuentra al sector hidrocarburos en su peor momento de los últimos 20 años, con un rezago de al menos 10 años en la exploración de hidrocarburos, una caída constante de la producción de gas natural durante los últimos cuatro años y ante el fin de su principal contrato de exportación con la vecina República de Brasil.

El efecto para el país proviene, por una parte, por el precio de exportación de gas natural que es determinado trimestralmente en función a la cotización del precio internacional; a menor precio internacional, menores ingresos para el Estado. Por otra parte, en los últimos cuatro años se han incrementado las importaciones de diésel y gasolina natural que son realizadas por el país también con base en el precio internacional del petróleo, por lo que esta coyuntura supone un ahorro en estas compras que beneficia al nivel central.

Este aspecto conduce a una puntualización muy importante, y es que se debe diferenciar el impacto según el tipo de actor. Así el nivel Central pierde en su participación en los ingresos por exportación del gas natural, pero también tiene un ahorro por la importación de hidrocarburos por la que paga un precio menor, por lo que no recibe un impacto negativo. Por otra parte, están los niveles subnacionales (gobernaciones y municipios) que verán disminuidos sus ingresos por regalías e IDH, que no podrán ser compensados por otra vía.

Esta difícil coyuntura plantea grandes desafíos, tanto en lo referido a una mejor distribución y uso de la renta petrolera, como a aspectos estructurales que pasan por una nueva ley de hidrocarburos que establezca una nueva política hidrocarburífera que proyecte el sector a largo plazo, defina roles claros para cada una de las instituciones que conforman el sector, institucionalice a YPFB como brazo operativo del sector, le asigne el rol fiscalizador de todo el sector a la Agencia Nacional de Hidrocarburos y establezca condiciones que vuelvan a hacer viable el sector, con miras a una transición energética y económica en el largo plazo.

SITUACIÓN ANTES DE LA CAÍDA

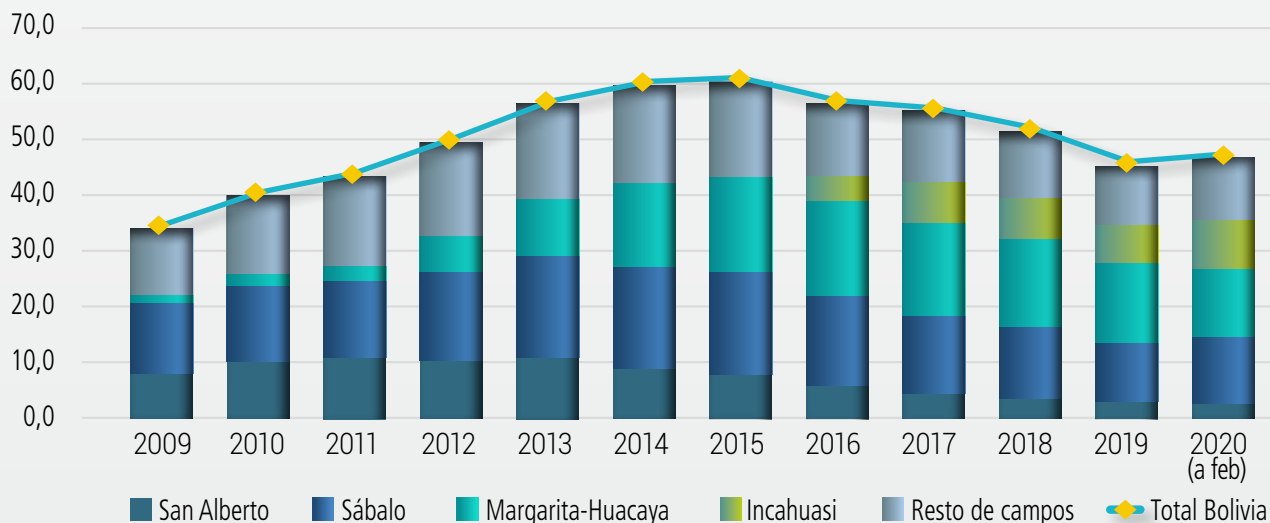
A pesar de lo establecido en el Plan Nacional de Desarrollo presentado por el gobierno del ex presidente Evo Morales para el periodo 2006–2011, su gestión se enfocó en incrementar la explotación de hidrocarburos profundizando la dependencia fiscal, ya que el mismo llegó a representar más de una tercera parte de los ingresos del Gobierno General (nivel Central y niveles subnacionales).

Para poder sostener esos ingresos, el Gobierno de ese periodo amplió las zonas de exploración a todo el país, aún sin tener resultados en ninguna de ellas. Más aún, en mayo de 2015, mediante el Decreto Supremo N° 2366, autorizó la exploración en parques naturales y áreas protegidas, y en diciembre de esa misma gestión aprobó, mediante Ley N° 767, el Fondo de Incentivos para promover las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, financiado con recursos del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH); pero, contrariamente, no realizó reformas fiscales significativas que permitan ampliar el padrón de contribuyentes.

En el periodo 2009–2015 se incrementó la producción de gas natural en 50% a partir de la mayor explotación de las reservas ya descubiertas décadas atrás y sin realizar actividades de exploración que permitieran reponer las mismas. Resultado de ello, desde el año 2016 se inició un proceso de caída en la producción de los principales campos, siendo el de Incahuasi el único nuevo que ingresó en producción el año 2016. El país alcanzó su punto más bajo el año 2019 con 45,3 MMmcd de producción promedio diaria, como se aprecia en el siguiente gráfico.

PRODUCCIÓN FISCALIZADA PROMEDIO DIARIA ANUAL DE GAS NATURAL

En millones de metros cúbicos por día




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

Lamentablemente, esta caída en la producción de gas natural entre los años 2015–2019 se produjo en la etapa final del contrato de compra y venta de gas natural al Brasil (GSA) que culminó en diciembre de 2019, justo en el periodo en que se debía mostrar cierta credibilidad y renegociar un nuevo contrato con ese país, pero fue una tarea pendiente que el anterior Gobierno no cumplió, a pesar de tenerlo programado en el Plan Sectorial de Hidrocarburos 2015–2020 presentado por el ex ministro Sánchez. Este aspecto ha obligado al actual Gobierno a renegociar un convenio temporal con Brasil para proceder al cierre del contrato GSA y entrega de volúmenes pendientes; y adecuar, además, la oferta de gas natural a las posibilidades reales de producción que dejó la anterior administración, con el fin de no incurrir en multas por incumplimientos.

Es importante considerar que la producción promedio diaria de gas natural el año 2019 alcanzó a 45,3 MMmcd, como se mostró en el gráfico anterior. Este resultado está casi un 40% por debajo de la producción proyectada por el Ministerio de Hidrocarburos en su Plan Sectorial 2015–2020, aspecto que fue una constante a lo largo del citado plan y fue reflejo de una errática gestión del sector hidrocarburos durante ese periodo.

Esta dramática situación es resultado de una política hidrocarburífera marcada por la ideología política y el rentismo ofuscado en obtener una mayor tajada de la actividad petrolera sin pensar en la sostenibilidad del sector, omitiendo generar condiciones para hacer viable a la propia empresa petrolera nacional, así como a la inversión de los socios privados.

Un ejemplo de la desinstitutionalización heredada es que en los últimos 14 años la empresa petrolera estatal YPF tuvo 12 presidentes ejecutivos, todos interinos, manteniendo una estructura establecida el año 2005 y, siendo juez y parte con sus áreas de operación y fiscalización; relegando a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en su rol de control y fiscalización de toda la cadena hidrocarburífera, como lo establece Constitución Política del Estado.



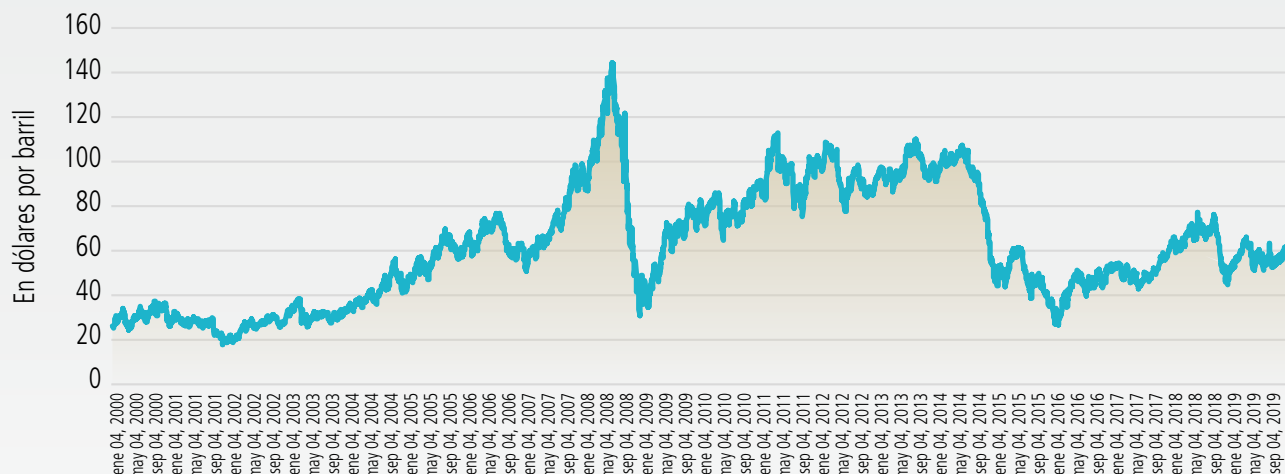
UNA DE LAS
CARACTERÍSTICAS
DEL COMERCIO DE
MATERIAS PRIMAS ES LA
VOLATILIDAD DE PRECIOS

CAÍDA DE PRECIOS

Una de las características del comercio de materias primas es la **volatilidad de precios**, esto quiere decir que cambian constantemente (suben y bajan) debido a diferentes factores, como la interacción de la oferta y demanda en el ámbito mundial, cotización en mercados bursátiles, especulación e incluso factores geopolíticos; situaciones todas completamente fuera del control de un país como Bolivia. Esta particularidad no debería ser ajena para el país, porque ya en la década de los años 80 experimentó la caída abrupta del precio internacional del estaño, generando un impacto en la economía nacional.

Similar situación se ha producido con la caída del precio del petróleo el 2008, que luego de alcanzar su cotización más alta de 145,31 dólares por barril (\$us/Bbl), el 3 de julio, cayó hasta los 30,28 \$us/Bbl, el 23 de diciembre de ese mismo año; aunque por las características de esta crisis tuvo una recuperación rápida en solo 9 meses. Luego de tres años de un precio promedio entorno a los 100 \$us/Bbl, desde agosto de 2014, se produjo nuevamente una caída en el precio internacional del barril de petróleo, que fue disminuyendo mes tras mes (con algunos pequeños repuntes) hasta llegar a su punto más bajo el 11 de febrero de 2016, cuando alcanzó los 26,19 \$us/bbl. Si bien desde entonces ha existido una recuperación, lo cierto es que no se recuperó el promedio antes de la caída; por el contrario, se alcanzó un nuevo promedio en torno a 60 \$us/bbl entre los años 2017 y 2019, como se observa en el siguiente gráfico.

Cotización promedio diaria del Precio Internacional del Petróleo WTI



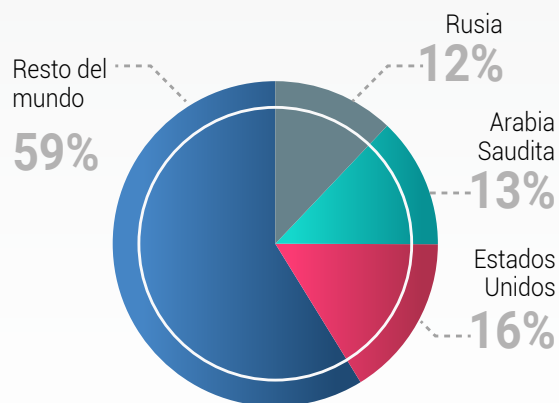
Fuente: U.S. Energy Information Administration.

En febrero de 2020, el precio promedio del barril de petróleo se situó en torno a los 50 \$us/Bbl, lo que ya representaba una caída de 20% con relación al promedio de 60\$us/Bbl que se tenía hasta enero de este año, ello debido al resultado que ya tuvo el coronavirus en la economía China y el efecto que significó el paro de la industria y, por tanto, la menor demanda de petróleo en los primeros meses del año. Esta situación llevó a la OPEP a plantearse una reducción de producción¹ que pudiera mantener el precio internacional en esos niveles, para lo cual era necesario mantener el acuerdo que este cártel había alcanzado con Rusia en año 2016. Sin embargo, la respuesta desde Moscú fue negativa², no estaban dispuestos al recorte puesto que ello supondría un impacto en su economía para el cual no estaban preparados.

De acuerdo con el Boletín Estadístico que publica la British Petroleum, para el 2018, Rusia ocupaba el tercer lugar como productor mundial de petróleo, después de Estados Unidos y Arabia Saudita, aunque muy próxima a ésta, por lo que un recorte podría hacerle perder su participación en el mercado y su intento de desplazar a Arabia Saudita de su segundo lugar en el escenario mundial. Este aspecto que ya fue advertido por Arabia Saudita como una amenaza, tanto para su industria como para la misma OPEP, ha llevado a este país a un recorte de producción que ha repercutido en una importante caída en el precio internacional del petróleo durante todo el mes de marzo, alcanzando, en los últimos días, a un promedio de 20 \$us/Bbl, como se aprecia en el siguiente gráfico.

El precio internacional del barril de petróleo en el último día de marzo alcanzó un promedio de 20 \$us/Bbl, cotiza-

Participación Porcentual de la Producción Mundial de Petróleo



Fuente: Elaboración propia con base a cifras del BP Statistical of World Energy 2019

ción que no se veía desde febrero de 2002, y muestra una combinación de ambos factores: el conflicto Arabia Saudita y OPEP, principalmente, y la propagación global del coronavirus, tipificado ya como una pandemia que viene provocando el paro de varias economías en el mundo.

Como resulta previsible, los países deben tener una importante reserva económica para resistir una prolongada caída de precios; como eso no es un factor común en el mundo y menos en medio de una pandemia global, durante la primera quincena de abril de 2020 fueron varias potencias económicas las que presionaron tanto a Arabia Saudita, a la cabeza de la OPEP, como a Rusia, que no está dentro de la organización, para generar un

¹ <https://www.expansion.com/economia/2020/02/06/5e3b3f82e5fdea504c8b4577.html>

² <https://elpais.com/economia/2020-03-06/la-opec-propone-el-el-mayor-recorte-de-produccion-de-petroleo-desde-2008.html>

Cotización promedio diaria del Precio Internacional del Petróleo WTI



Fuente: U.S. Energy Information Administration.

acercamiento que ponga fin a esta guerra de precios. Así, finalmente, el 12 de abril se suscribió un acuerdo que recorta en al menos 9,7 millones de barriles por día la producción de los países de la OPEP, más los no miembros, como: Rusia, Estados Unidos y Canadá.

Si bien el acuerdo tenía por objetivo detener la caída en el precio internacional, no ha logrado su cometido debido a que se ha llegado al límite de almacenamiento en diferentes lugares del mundo. Clara muestra es que el 20 de abril la cotización del precio internacional WTI alcanzó a marcar 1 dólar por barril, explicado porque se sobrepasó la capacidad de almacenaje en Estados Unidos, no así en Europa donde la cotización Brent ha mantenido su nivel en torno a los 26 dólares el barril.

En ese sentido, es previsible que se requiera de un nuevo acuerdo de la OPEP+ para pactar duplicar el recorte y así frenar la saturación del almacenamiento y al menos frenar la caída del precio. Lo cierto es que es poco probable que hasta fin de año se registre un repunte por encima de los 45 \$us/bbl.

Esta caída del precio internacional del petróleo tiene diversas implicancias en el ámbito mundial, primero porque, por las características de la industria petrolera, no es posible parar por completo la explotación de un campo en producción, por lo que los distintos países productores, si bien han podido recortar la misma, no la han detenido, y esto ha conducido a una alta acumulación de stocks a nivel mundial; por tanto, resta monitorear la velocidad de reacción de las economías en el mundo para absorber esa cantidad de crudo almacenada. Por otra parte, está el impacto que sufren los productores de shale gas y shale oil mediante la técnica del fracking, cuyo precio mínimo requerido es de 45 \$us/Bbl para poder cubrir sus

costos de operación; esto, sin duda, afecta a la industria del petróleo en países como Estados Unidos, Australia e incluso Argentina.

La pandemia mundial del coronavirus ha conducido al paro a muchas de las economías del mundo con el cierre temporal de sus industrias, lo que implica una menor demanda de productos e insumos de economías como la de Brasil y Argentina, lo que, a su vez, puede traducirse en una menor demanda de gas natural boliviano por parte de los dos únicos mercados de exportación de este energético.

La caída en el precio internacional del petróleo afecta de manera directa a la economía nacional debido a que el precio al cual Bolivia exporta gas natural a Brasil y Argentina está vinculado al precio internacional del barril de petróleo. Es decir que un incremento en la cotización internacional, como la registrada en el periodo 2004–2015, genera un aumento en el precio de exportación del gas natural boliviano, permitiendo al país contar con importantes ingresos por concepto de regalías; asimismo, cuando cae el precio internacional del petróleo se produce una caída en el precio de exportación del gas natural boliviano, generando efectos negativos sobre los ingresos por regalía departamental, regalía nacional compensatoria, participación del Tesoro General de la Nación (TGN) e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), como ocurrió durante el periodo 2016–2019 y sucede nuevamente el año 2020.

El precio de exportación de gas natural boliviano es calculado trimestralmente, con base en una fórmula³ que depende de tres fuel oil, en el caso del que tiene por destino Brasil; y en el que es enviado a Argentina se le adiciona un diésel oil. Estos combustibles dependen directamente de

3 Ver el detalle en: <https://www.jubileobolivia.org.bo/Publicaciones/Revistas-Especializadas/situacion-de-la-renta-petrolera-estatal> página 8.

la cotización del precio internacional del barril de petróleo y por eso su efecto sobre el precio de exportación.

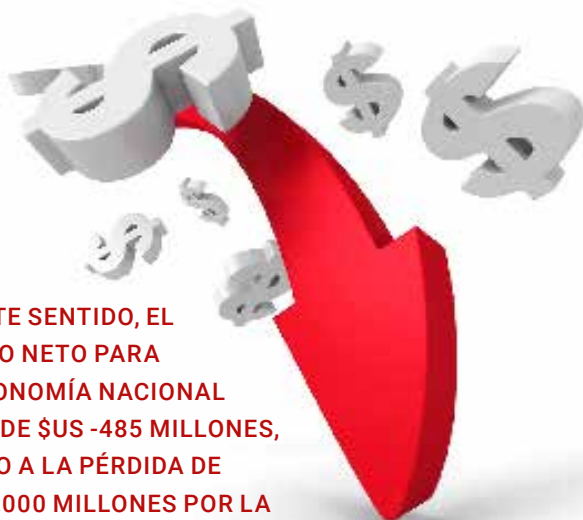
Para el caso específico del gas natural exportado a Brasil, la mitad del precio trimestral de exportación es calculado considerando la cotización de los tres fuel oil mencionados en el párrafo anterior y la otra mitad es calculada con base en el precio de exportación del mes anterior⁴. Este mecanismo permite un efecto escalonado ante cualquier variación en el precio internacional del petróleo, por lo que la caída registrada desde mediados de marzo del año en curso tendrá un primer efecto parcial para el precio de exportación del segundo trimestre (abril–junio); y un segundo efecto, ya completo, se registrará en el precio de exportación para el tercer trimestre (julio–septiembre) y continuaría incluso hasta el último trimestre del año.

El Presupuesto General de la Nación (PGN) de la gestión 2020 había considerado un precio promedio del barril de petróleo de 51,37 \$us/Bbl, lo que implicaba un precio promedio anual del gas natural exportado a Brasil de 4,7 dólares el millón de Unidades Térmicas Británicas (\$us/MMBTU) y a Argentina de 5,6 \$us/MMBTU. Adicionalmente, el PGN consideraba una exportación de un volumen promedio anual de gas natural a Brasil de 19,25 millones de metros cúbicos por día (MMmcd) y a Argentina de 13,58 MMmcd. Estos valores se encuentran desagregados por meses en la presentación del PGN realizada por el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas.

Con base en esta información se puede estimar que el PGN preveía percibir cerca de 2.165 millones de dólares por la exportación de gas natural a Brasil y Argentina. Sin embargo, a partir de una proyección realizada por Fundación Jubileo en la que se ha ajustado el precio de exportación a Brasil y Argentina, considerando el precio internacional del barril de petróleo real para los meses de enero a marzo, y proyectado por mes para el periodo abril–diciembre, así como una probable contracción de la demanda de gas natural por parte de esos países, se estima que Bolivia percibirá este año aproximadamente 1.163 millones de dólares por la exportación de gas natural; por lo que al final de la gestión existiría una pérdida por exportaciones próxima a los 1.000 millones de dólares con relación a lo proyectado en el PGN.

Por otra parte, el país importa diésel y gasolina natural para poder cubrir la demanda del mercado interno, combustibles que son comprados utilizando como referen-

cia el precio internacional del barril de petróleo. En este sentido, con el precio internacional del barril de petróleo de 51,37 \$us/Bbl considerado en el PGN 2020, se habría destinado aproximadamente 1.200 millones de dólares a la importación de hidrocarburos; sin embargo, ajustando el precio internacional al contexto actual se estima que hasta fin de año la erogación para la importación de combustibles alcance los 685 millones, por lo que existiría un ahorro de aproximadamente 515 millones de dólares para el Tesoro General de la Nación.



EN ESTE SENTIDO, EL EFECTO NETO PARA LA ECONOMÍA NACIONAL SERÍA DE \$US -485 MILLONES, DEBIDO A LA PÉRDIDA DE \$US -1.000 MILLONES POR LA EXPORTACIÓN DE GAS Y AL AHORRO DE \$US 515 MILLONES POR LA IMPORTACIÓN DE HIDROCARBUROS, SEGÚN LO PRESUPUESTADO.

EFFECTOS DE LA CAÍDA

Bolivia es uno de los países más afectados por el desplome de los precios del petróleo, debido a que más de una tercera parte de sus ingresos fiscales provienen del sector hidrocarburos, por ello un shock externo como el mencionado en los párrafos anteriores terminan, inexorablemente, afectando a las cuentas fiscales bolivianas.

Es así que el precio internacional del barril de petróleo considerado en el PGN 2020 resulta en 31 dólares por encima de la cotización de cierre a marzo de la presente gestión; por tanto, esta diferencia provoca efectos en los diferentes actores del sector y beneficiarios de la renta petrolera durante las gestiones 2020–2021 y, en tanto no haya una recuperación pronta del precio así como de los otros factores mencionados que atañen a la exportación de hidrocarburos, los efectos pueden ampliarse a futuras gestiones.

⁴ La fórmula presente en la cláusula 11.5 es la siguiente:

$$Pt = 0,5 PG + 0,5 Pt-1$$

Dónde:

Pt: Precio del gas, en unidades de dólar por millón de BTU (US\$/MMBTU), para el trimestre pertinente.

PG: Precio del gas, en unidades de dólar por millón de BTU (US\$/MMBTU), calculado según la subcláusula 11.2 de esta cláusula para el trimestre pertinente;

Pt-1: Precio del gas, en unidades de dólar por millón de BTU (US\$/MMBTU), correspondiente al trimestre inmediatamente anterior.

¿Cuáles son los principales efectos del desplome del precio del petróleo?:

EFECTOS



BENEFICIARIOS DE LA RENTA PETROLERA:

La parte más significativa del ingreso por la venta de los hidrocarburos está conformado por las regalías, participación al TGN y el IDH, estos recursos son los más desconcentrados de Bolivia ya que, una vez que son determinados de acuerdo con normativa durante un determinado mes, se distribuyen de manera directa a todos los departamentos, municipios, universidades y otras instituciones, según el siguiente detalle:

Distribución de regalías, participación al TGN e IDH

CONCEPTO	BASE DE CÁLCULO	BENEFICIARIOS	BENEFICIARIO FINAL
REGALÍA DEPARTAMENTAL	11% sobre la producción departamental fiscalizada de hidrocarburos	Departamentos productores de hidrocarburos	Presupuestos de los gobiernos autónomos departamentales de Tarija, Chuquisaca, Santa Cruz y Cochabamba
REGALÍA NACIONAL COMPENSATORIA	1% sobre la producción nacional fiscalizada de hidrocarburos	Beni (2/3) Pando (1/3)	Presupuesto de los gobiernos autónomos departamentales de Beni y Pando
PARTICIPACIÓN DEL TGN	6% sobre la producción nacional fiscalizada de hidrocarburos	Tesoro General de la Nación	Presupuesto del Tesoro General de la Nación
IMPUESTO DIRECTO A LOS HIDROCARBUROS	32% sobre la producción nacional fiscalizada de hidrocarburos.	12% Fondo de Promoción a la Inversión en Exploración y Explotación de Hidrocarburos	YPFB y las empresas petroleras de acuerdo con la Ley N° 767
		12,5% departamentos productores	8,62% Presupuesto de universidades públicas
		31,25% departamentos no productores (6,25% a cada uno)	24,39% Presupuesto de gobiernos departamentales
			66,9% Presupuesto de gobiernos municipales
		56,25% TGN	5% del total recaudado por IDH destinado al Fondo de Desarrollo de Pueblos Indígenas, Originarios y Comunidades Campesinas.
			9,5% Fondo Compensatorio para departamentos con mayor población: Municipios 80% y universidades públicas (20%).
			5% Fondo destinado a masificar el uso del gas natural.
			Porcentaje variable (x%) destinado a compensar al departamento productor cuyo ingreso por IDH sea menor al de un departamento productor.
			Porcentaje variable (x%) para la Policía Nacional y Fuerzas Armadas
			Lo restante al presupuesto del TGN.

Fuente: Elaboración propia con base en normativa vigente.

Bajo este escenario, la disminución en el precio internacional del barril de petróleo repercutirá de manera negativa en el precio de venta de la exportación del gas boliviano y, en consecuencia, en los diferentes presupuestos de los beneficiarios finales de esos ingresos. Sin embargo, este efecto no es inmediato, por la forma de cálculo del precio de venta explicada anteriormente; los diferentes beneficiarios empezarán a sentir la baja a partir del mes de abril hacia delante, y en tanto no haya una recuperación del precio o alguna variación favorable en la demanda y oferta del gas esta situación puede mantenerse y los presupuestos que son significativamente afectados deberán reformularse durante el mes de agosto, como indica la norma boliviana.

Por ejemplo, en el caso del departamento de Tarija, según el Presupuesto General de la Nación alrededor del 75% del presupuesto de la Gobernación será cubierto con regalías e IDH, por tanto aquel monto destinado a proyectos de inversión pública es posible que deba reconsiderarse durante este periodo. Asimismo, la Gobernación tiene un crédito adquirido por 880 millones de bolivianos que comprometen cerca de 10% de las regalías hidrocarburíferas de los próximos 15 años⁵.

En el caso de la Gobernación de Santa Cruz, se prevé una reducción de 40% del presupuesto 2020 de este departamento, por lo que varios programas deberán ser incluidos en un nuevo plan de austeridad⁶.

Este mismo escenario se reproduce en los municipios, donde se tienen competencias tributarias limitadas y donde se ha creado una alta dependencia presupuestaria a los ingresos generados por las regalías e IDH. Así por ejemplo, en el caso de Tarija, los presupuestos de los municipios que la componen dependen en más del 80% de esos recursos⁷.

Es lamentable que tras haber experimentado en años anteriores (2008 y 2014) un escenario similar, los principales beneficiarios de la renta, como son las gobernaciones y municipios, no hayan podido generar una base económica sostenible o fondos de ahorro que provengan a partir de la misma renta petrolera, que hoy en día hubiera garantizado la sostenibilidad de ingresos para la continuidad de los planes y programas de inversión.

5 <https://www.elperiodico-digital.com/2020/03/02/gobernacion-insiste-en-aprobacion-de-credito-bancario/>

6 <https://elpais.bo/gobernaciones-crean-comite-y-analizan-sector-de-hidrocarburos/>

7 Fundación Jubileo, Impacto económico y social del sector hidrocarburos en el departamento de Tarija, 2016.

YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES BOLIVIANOS CORPORACIÓN

Indudablemente, una disminución en los ingresos por la exportación impacta directamente en las utilidades de la estatal petrolera por varios frentes:

- La disminución de sus ingresos en la participación de YPFB en los contratos de operación.
- La contracción de las economías brasileira y argentina puede ocasionar una baja demanda de gas que, de no encontrarse dentro de los límites del contrato, podrían generar multas para dichos países, de acuerdo con los contratos suscritos.
- Asimismo, una baja en la producción del gas boliviano impacta negativamente en la producción de GLP de las plantas de extracción de líquidos e incrementa las capacidades ociosas de dichas plantas y de las refinerías, lo que le significa un elevado costo para YPFB.
- Ingresos por la venta de urea: En un escenario actual podría complicar la captura de nuevos mercados para este producto y suman los costos de operación de esa planta.

Dependiendo de la rapidez en que este escenario sea mejorado, esta disminución en los ingresos de YPFB Corporación puede atenuarse con una disminución de los costos administrativos y gastos de capital; caso contrario, de mantenerse y alargarse, pueden verse comprometidas, además de los gastos corrientes, las inversiones de capital; las cuales, según una planificación preliminar de YPFB Corporación para el 2020, ascienden a 9.267 millones de dólares, bajo el siguiente detalle:



PARTIDA PROGRAMADA	MONTO (En millones de \$us)	DESGLOSE
Gasto corriente	8.363	Gastos administrativos operativos y logísticos de YPFB, pago de la retribución al titular y pagos de regalías, participaciones, IDH, entre otros.
Inversiones YPFB Casa Matriz	398	40% exploración / 40% distribución / 12% industrialización / 6% otras inversiones / 1% comercialización.
Inversiones subsidiarias de YPFB	506	53% transporte / 22% exploración / 19% desarrollo / 3% Refinación / 1% otras inversiones / 1% almacenaje.
TOTAL	9.267	

Fuente: Elaboración propia con base en Documento de Rendición Pública de Cuentas final 2019 – inicial 2020.

Empresas petroleras con contratos de operación y servicios petroleros:

El impacto en el precio de venta del gas exportado influye directamente en el monto consignado como la Retribución al Titular, el cual está conformado por la devolución de los costos incurridos por la empresa (Capex y Opex) y la utilidad (si hubiera) dentro de un determinado periodo. Este monto es calculado una vez que han sido deducidos los costos de transporte y pagadas las regalías, participaciones e IDH.

Dado que en el país la aplicación de los porcentajes de regalías e IDH son planas para todos los contratos y no consideran el ciclo de vida del proyecto, podrán existir algunos contratos en los que sus costos de producción sean mayores al precio de petróleo de referencia actual y dicha retribución resulte negativa, y en muchos otros se dará una inminente disminución en los ingresos percibidos por retribución; en ambos casos se experimentará un descenso en las utilidades de gestión.

Estos menores ingresos, al igual que en YPFB, pueden aminorarse ajustando los costos operativos para procurar cierta rentabilidad en sus proyectos; además, la naturaleza a largo plazo de las inversiones del sector hace que sean más resilientes a las crisis económicas a corto plazo.

En este sentido, las inversiones de las empresas operadoras para el 2020 definidas en los Planes de Trabajo de Exploración y Explotación ascienden a 673 millones de dólares, que corresponde a 25% del total de las inversiones presupuestada para el sector (upstream y downstream) y el 39% y 55% de las actividades de exploración y desarrollo, respectivamente.

ACTIVIDAD/ EMPRESA	YPFB CASA MATRIZ	SUBSIDIARIAS Y FILIALES	EMPRESAS OPERADORAS	TOTAL	% EMPRESAS OPERADORAS
Exploración	161	115	176	452	39%
Desarrollo		100	121	221	55%
TOTAL	161	215	297	673	44%

Estos planes fueron presentados y aprobados por YPFB en diciembre de 2019 y cualquier modificación durante el 2020 debe ser presentada a esta misma instancia hasta junio, junto con las razones por las que se solicita el cambio, y deben ser aprobadas por YPFB. Por tanto, las empresas operadoras con problemas de cumplimiento de lo planificado deberán buscar, junto a YPFB, el Ministerio y la ANH, las mejores soluciones para sacar adelante al sector petrolero que, como se observó anteriormente, se encuentra seriamente deteriorado. Adicionalmente, estos cambios en los planes tienen un efecto cadena hacia los contratistas y subcontratistas que trabajan con la empresa petrolera, la cual tendrá que negociar en el marco de los contratos que tenga suscritos con dichas empresas.

A partir de 2021, según vaya avanzando esta coyuntura, y si ésta muestra proyecciones negativas acerca de una recuperación del precio de exportación y escenarios no alentadores sobre volúmenes de venta de gas al mercado externo, junto al descuido en la ejecución de reformas estructurales pendientes en el país para incentivar la inversión en el sector, las empresas operadoras podrían presentar planes exploratorios y de desarrollo mesurados, desacelerando aún más dichas actividades que constituyen los principales eslabones de la cadena hidrocarburífera y que permiten que el sector avance con la consecuente generación de ingresos para el país, necesarios hasta que se pueda desarrollar algún sector que los sustituya.

Tesoro General de la Nación:

Las empresas petroleras nacionales y extranjeras constituyen una fuente importante dentro de los ingresos fiscales, especialmente del Impuesto a las Utilidades de las Empresas. Así, para el 2018, se estima que el impuesto pagado por dichas empresas ascendió a 98 millones de dólares. Por tanto, como se mencionó anteriormente una posible baja en las utilidades de las empresas petroleras, puede traer consigo un descenso en los pagos que realizarán dichas empresas en julio de 2021, al momento del pago del impuesto mencionado.

Por otra parte, dado que el TGN también constituye un beneficiario de la renta petrolera, la disminución de ésta afectará su presupuesto de manera negativa; sin embargo, este efecto se verá atenuado por los ahorros en la disminución de los gastos de importación de diésel y gasolina que fueron detallados en los acápite precedentes.



RETOS A FUTURO Y URGENCIA DE REFORMAS

La volatilidad del precio internacional del petróleo es una de las características del mercado de materias primas, por lo que el país debe rescatar buenas prácticas internacionales implementadas mucho tiempo atrás por naciones que exportan ya sea petróleo o minerales. Entre éstas destaca la creación de fondos de diversificación económica, fondos de ahorro y fondos de sostenibilidad que permitan utilizar estratégicamente los ingresos de la renta petrolera y tener un respaldo para coyunturas como la actual.

La situación del sector hidrocarburos demanda una serie de reformas urgentes que trasciendan a la volatilidad de precios y se enfoquen en los problemas estructurales del sector, entre las que destacan:

La que se encuentra vigente data del año 2005, no refleja lo que dice la Constitución Política del Estado y menos aún el contexto sectorial, regional y mundial actual. Por ello, se requiere una nueva normativa sectorial que establezca una nueva política hidrocarburífera a largo plazo, y defina claramente las reglas sobre las cuales se desarrollarán las actividades hidrocarburíferas en el país, estableciendo claramente los roles institucionales y los preceptos de eficiencia y transparencia sobre los cuales debe ser conducida su gestión.

NUEVA LEY DE HIDROCARBUROS

Deben ser definidos en la nueva normativa sectorial, estableciendo claramente las funciones del Ministerio de Hidrocarburos como encargado de la política y normativa hidrocarburífera; las de YPFB como empresa operadora (no fiscalizadora) del sector hidrocarburos; la ANH como instancia de fiscalización y control (incluyendo a YPFB) en el marco de los establecido en el artículo 365 de la Constitución; y las de la EBIH como empresa pública encargada de la industrialización, conforme al artículo 363 de la Constitución.

ROLES CLAROS PARA INSTITUCIO- NES DEL SECTOR

La empresa debe ser convertida en una operadora, independiente, inembargable; con autonomía de gestión administrativa, técnica y económica, y con personal institucionalizado; enfocada en las actividades hidrocarburíferas y transfiriendo todo su aparato de fiscalización a la ANH para que sea ésta quien asuma a cabalidad su competencia establecida por la propia Constitución.

RESTRUCTURACIÓN DE YPFB

Que privilegie criterios de sostenibilidad antes que el rentismo. Esto debe considerar el respeto a la regalía hidrocarburífera departamental de 11% establecida en la Constitución e incluir cambios en lo referido a la regalía nacional compensatoria, participación del TGN e IDH, incorporando criterios de progresividad, con base en las características del campo, etapa del proyecto (nuevo, maduro o en declinación), precio y rentabilidad, con el objetivo de competir con los regímenes fiscales regionales que faciliten la atracción de inversión nacional y extranjera.

NUEVO RÉGIMEN FISCAL

Resulta uno de los principales incentivos para la inversión en un sector que se caracteriza por ser de largo plazo. Es necesario realizar negociaciones que permitan ampliar la capacidad de transporte hacia Brasil, para proveer de gas a empresas privadas que son potenciales compradores; evaluar la suscripción de contratos interrumpibles con Argentina y avanzar en la concreción de nuevos mercados en la región. Se debe considerar que el país ahora compite con el GNL a nivel mundial y ello debe obligar a pensar en estrategias que devuelvan las ventajas con que se contaba tiempo atrás.

GESTIÓN DE NUE- VOS MERCADOS

Si bien resulta importante implementar los incentivos establecidos para el sector, el financiamiento de los mismos no puede provenir del IDH y debe ser modificado, considerando que la rentabilidad ofrecida por el anterior gobierno a las regiones no fue cumplida y, sobre todo, porque el objetivo de este impuesto no es el financiamiento del sector, sino el desarrollo productivo, la salud y la educación.

REVISIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA LEY N° 767

Deben ser incluidas en la nueva ley de hidrocarburos, estableciendo la obligatoriedad de publicación de información en las páginas web de las instituciones del sector, incorporando políticas de datos abiertos para todas las variables relevantes, incluyendo la publicación de los contratos y adendas suscritas, así como la información ambiental y social por proyecto hidrocarburífero. La nueva norma sectorial debe fijar la periodicidad de publicación de esta información, así como las sanciones para las autoridades y funcionarios que incumplan la misma.

TRANSPARENCIA Y ACCESO A INFORMACIÓN