

Medinaceli Monrroy, S. Mauricio; Velázquez Bilbao La Vieja, Marcelo G.

**Working Paper**

## Precios y subsidios a los hidrocarburos en Bolivia 1986-2025

Development Research Working Paper Series, No. 01/2024

**Provided in Cooperation with:**

Institute for Advanced Development Studies (INESAD), La Paz

*Suggested Citation:* Medinaceli Monrroy, S. Mauricio; Velázquez Bilbao La Vieja, Marcelo G. (2024) : Precios y subsidios a los hidrocarburos en Bolivia 1986-2025, Development Research Working Paper Series, No. 01/2024, Institute for Advanced Development Studies (INESAD), La Paz

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/297019>

**Standard-Nutzungsbedingungen:**

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

**Terms of use:**

*Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.*

*You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.*

*If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.*

Instituto de Estudios Avanzados en Desarrollo



**Precios y subsidios a los hidrocarburos en Bolivia  
1986 - 2025**

*Por:*

**S. Mauricio Medinaceli Monrroy  
Marcelo G. Velázquez Bilbao La Vieja**

Serie Documentos de Trabajo sobre Desarrollo  
No. 01/2024

**Enero 2024**

Las opiniones expresadas en este documento pertenecen al (los) autor(es) y no necesariamente reflejan la posición oficial de las instituciones auspiciadoras ni de la Fundación INESAD (Instituto de Estudios Avanzados en Desarrollo). Los derechos de autor pertenecen al autor. El documento solamente puede ser descargado para uso personal.



# Precios y subsidios a los hidrocarburos en Bolivia 1986 - 2025

S. Mauricio Medinaceli Monrroy<sup>1</sup>  
Marcelo G. Velázquez Bilbao La Vieja<sup>2</sup>

*La Paz, Enero 2024*

## Resumen

En este documento se identifican cinco periodos con regímenes de precios distintos para los principales hidrocarburos: 1) 1986-1996, cuando dichos precios forman parte de la política fiscal del gobierno para financiar su ajuste estructural luego del periodo inflacionario; 2) 1997-1999, cuando se implementa una nueva metodología para la determinación de precios basada en tres componentes centrales: a) precios de referencia internacionales, b) márgenes de transporte, refinación y comercialización y c) impuestos, directos, indirectos y al consumo específico; 3) 2000 – 2003, periodo de privatización de refinerías, transporte y almacenaje, cuando las políticas de estabilización de precios de los combustibles tomaron una mayor relevancia dentro del marco regulatorio, aspecto que permitió mantener casi inalterados los precios finales de la gasolina y el diésel, pero con un costo fiscal no trivial por ajuste del Impuesto Especial a los Hidrocarburos y sus Derivados (IEHD); 4) 2004 – 2005; cuando en el año 2004 se crea una banda de precios para el precio de referencia internacional, los precios internacionales por encima de los USD/Barril 27.11 no se trasladan al consumidor final; 5) 2005-2022, porque el año 2005 se realiza el último ajuste de precios de la gasolina, el diésel y el GLP (con excepción del incremento temporal del año 2010), lo que se mantiene vigente hasta el año 2022.

Con relación a la cuantificación del subsidio a la producción y el consumo de hidrocarburos en Bolivia, este documento considera cinco grandes categorías: el costo de oportunidad por vender la producción al mercado interno en lugar de exportarla; la importación directa de la gasolina, el diésel y el Gas Licuado de Petróleo (GLP) a precios

---

<sup>1</sup> Consultor internacional, experiencia en economía energética y gobernanza fiscal: [mm@mmedinaceli.com](mailto:mm@mmedinaceli.com)

<sup>2</sup> Socio de *Energy for Sustainable Development* (eSD): [mvelazquez@energy4sd.com](mailto:mvelazquez@energy4sd.com)

altos para su posterior venta a precios bajos; la no actualización de los márgenes en la cadena de valor de los derivados del petróleo; el sacrificio fiscal por el IVA no recaudado; el incentivo entregado a los operadores de los campos en Bolivia. En total, se estima que en el año 2022 estas cinco categorías representan el 11.6% del Producto Interno Bruto (PIB), con la siguiente desagregación: costo de oportunidad (5.8%), importación directa (3.1%), actualización de márgenes (1.2%), sacrificio fiscal por IVA (1.1%) e incentivo (0.4%).

**Palabras clave:** Precios de los hidrocarburos, política fiscal, impuestos, subsidios.

**Códigos JEL:** E62, E64, H21, L71.

## **Abstract**

The following study identifies five periods with different price regimes (for main hydrocarbons): 1) 1986-1996, where these prices are part of the Government's fiscal policy to finance part of the structural adjustment policies after the inflationary period; 2) 1997-1999, when a new methodology for price determination based on three central components is implemented, international reference prices, transport, refining and sale margins and direct, indirect and consumption-specific taxes; 3) 2000-2003, period of privatization of refineries, transport and storage, where policies of stabilization of fuel prices took on greater relevance within the regulatory framework, an aspect that allowed to keep almost unchanged the final prices of gasoline and diesel, but with a considerable fiscal cost due to adjustment of the Special Tax on Hydrocarbons and their Derivatives (IEHD); 4) 2004-2005, where in 2004 a price band was determined for international reference price behavior; in this sense, international prices above USD/barrel 27.11 are not transferred to end consumers; and 5) 2005-2022, because in 2005 the last price adjustment was made (with the 2010 temporary increase exception) for gasoline, diesel oil and liquefied petroleum gas (LPG), which remained in force until 2022.

Regarding the quantification of subsidies for production and consumption of hydrocarbons in Bolivia, five broad categories were considered in this document: an opportunity cost of selling production to the domestic market instead of its export; a direct import of petrol, diesel and LPG at higher prices for subsequent sale at lower prices; a non-updating of margins from the value chain of petroleum products; a fiscal sacrifice for non-collected VAT (Value Added Tax 13%) and; an incentive given to field operators in Bolivia. In total, it is estimated that by 2022 these five categories will represent 11.6% of gross domestic product (GDP), with the following disaggregation: opportunity cost (5.8%), direct import (3.1%), margin update (1.2%), tax sacrifice – VAT (1.1%), and incentive (0.4%).

**Key Words:** Hydrocarbon prices, fiscal policy, taxes, subsidies.

**JEL Codes:** E62, E64, H21, L71.

## 1. Introducción

Cuando Butler-Bowdong (2017) revisó el libro *La riqueza de las naciones* de Adam Smith, utilizó la siguiente frase para referirse a la naturaleza discrecional de los subsidios:

*“Today, governments inevitably grow large and bloated, moving into areas that are not really their business, and in time this inevitably makes the public poorer. Though they often believe their ability to ‘pick winners’ in terms of subsidizing particular industries to create jobs”.*<sup>3</sup>

La naturaleza discrecional de un subsidio por parte de los hacedores de política económica, el breve beneficio que este genera a corto plazo para los segmentos más pobres de la sociedad, las consecuencias negativas de los subsidios sobre el déficit fiscal, la inversión y el crecimiento económico, como también sus impactos medioambientales, hacen que la discusión sobre la presencia, el financiamiento y los impactos de los subsidios en los precios de la energía no sea menor. En esta línea, el presente documento tiene como objetivo central estudiar la presencia de los subsidios en el sector hidrocarburífero boliviano.

La focalización, la temporalidad y el uso de los subsidios son parámetros importantes que se deben considerar, debido a que tienden a generar distorsiones (generalmente) negativas en los mercados. Cabe afirmar que los subsidios son una práctica común a nivel global. Por ejemplo se los emplea para fomentar la investigación de fuentes renovables de energía en el marco de los acuerdos alcanzados por la Conferencia de Las Partes (COP), compuesta por 197 naciones<sup>4</sup>.

Tomando en cuenta la información de 191 países, Parry *et al.* (2021) estiman que los subsidios al consumo de combustibles fósiles alcanzaron una cifra total de USD 5.9 billones<sup>5</sup>; o sea un 6.8% del PIB bajo análisis. Además, los autores esperan que esta cifra se incremente para 2025 a un 7.4%. De todos modos, es importante notar que el 42% de este monto global responde a los costos ambientales no cubiertos, que el 29% responde a costos del calentamiento global y que solo el 8% responde a subsidios explícitos. Por otra parte, los subsidios al petróleo, el gas natural y la electricidad representaron el 28%, 27% y 42% del subsidio global explícito, mientras que el carbón representó tan solo el 3%. Para el petróleo y el gas natural, los subsidios explícitos reflejan, principalmente, la fijación de los precios internos por debajo de los precios internacionales en los países exportadores de energía, mientras que el subsidio a la electricidad se traduce en una incapacidad de reflejar

---

<sup>3</sup> “Hoy en día, los gobiernos inevitablemente se tornan más grandes y abotagados, trabajando en áreas que no son realmente de su incumbencia. Con el tiempo esto inevitablemente empobrece al público. Aunque, a menudo, creen en su capacidad para ‘elegir ganadores’ subvencionando a industrias particulares para crear puestos de trabajo.”

<sup>4</sup> En la reunión COP26 de Glasgow se firmó un pacto destinado a movilizar una mayor cantidad de recursos económicos para alcanzar la meta, a 2025, de al menos 100 mil millones de dólares. Según la información de la OECD, esa meta podría alcanzarse para el año 2023.

<sup>5</sup>  $5.9 \times 10^{12}$ .

por completo los costos de generación en las tarifas internas. A nivel mundial, tan solo el 8% del subsidio explícito refleja el apoyo a los productores de combustibles fósiles; el 92% restante consiste en subsidios por el lado del consumidor.

En el caso de Bolivia, se cuenta con subsidios como medidas de apoyo que benefician a ciertos sectores específicos (*e.g.* industriales, de transporte, etc.). Consecuentemente, pero de forma ficticia, se mantiene así el nivel general de precios relativamente estable en desmedro de la estabilidad fiscal, pues existe una presión de la deuda sobre los ingresos. El análisis que se ha de realizar aquí sobre la evolución de las medidas regulatorias en Bolivia permitirá conocer y cuantificar la estructura y los valores en las cadenas de precios de sus hidrocarburos, así como también en lo que respecta a sus subsidios.

El documento se encuentra ordenado de la siguiente manera: luego de esta introducción se presenta una breve discusión teórica sobre la formación de precios de los hidrocarburos, de los subsidios aplicados y de las estrategias generales para su eliminación; en la tercera sección se hace un recuento de la regulación aplicada a los principales derivados del petróleo en el periodo 1986-2022; en la cuarta sección se analiza el sistema regulatorio aplicado al gas natural; en la quinta se revisan las disposiciones de precios aplicadas a los aditivos de origen vegetal; en la sexta sección se presentan la metodología empleada para la estimación de los subsidios a los hidrocarburos en Bolivia y los resultados más importantes encontrados; en la sección séptima se presentan cifras comparativas a nivel internacional con relación a los precios de la gasolina, el diésel y el GLP; finalmente se presentan las principales conclusiones de este documento. Como es usual, todo error u omisión es responsabilidad de los autores.

## 2. Precios y subsidios

Esta sección explora, desde una perspectiva teórica, la formación de los precios y subsidios asociados al consumo de energía; en particular, se refiere a los productos derivados del petróleo y el gas natural. Interesa conocer las características que hacen diferentes a estos recursos de otros en cualquier economía, ya sea productora o importadora neta de energía. Adicionalmente, aquí se incorpora una sección con recomendaciones para la eliminación de los subsidios, ya sea desde una perspectiva teórica como empírica<sup>6</sup>.

### 2.1 Precios

Dentro de una economía los precios reflejan los costos de producción, la escasez y las preferencias de los consumidores por los bienes y servicios que se comercializan de forma interna. Si estas “señales” son las correctas, entonces se convierten en fuente de información para las decisiones de inversión y consumo por parte de los productores y los consumidores. Ahora bien, los mercados energéticos funcionan con los mismos criterios. En este sentido, es deseable que los precios de la energía incorporen los criterios de información ya anotados.

---

<sup>6</sup> Con el uso de información de nivel internacional.

Desde una perspectiva teórica, los precios económicamente eficientes de los combustibles fósiles tienen tres componentes:<sup>7</sup> 1) El primero, y quizás el más importante, es el costo<sup>8</sup> de provisión a los consumidores. Para los productos que se comercializan en las fronteras (como el diésel y la gasolina), este concepto puede ser aproximado por el precio internacional de referencia; para los bienes no transados en frontera (*e.g.* electricidad), este costo de suministro es el costo de producción doméstico o “costo de recuperación”<sup>9</sup> más una tasa de ganancia razonable. 2) El segundo componente incorpora los costos ambientales asociados al consumo de los productos. 3) El tercer componente se refiere a que los instrumentos fiscales aplicados en una economía (el IVA, por ejemplo) deben ser también aplicados al consumo de los combustibles.

En los países en desarrollo, el precio de los principales derivados del petróleo (*i.e.* gasolina, diésel y GLP<sup>10</sup>) es un instrumento que persigue al menos tres objetivos centrales: 1) De política energética; es decir, este precio debe otorgar señales correctas para la inversión - costos de provisión<sup>11</sup>- y el consumo<sup>12</sup>; 2) De política fiscal. Debido a la baja elasticidad-precio de los productos derivados del petróleo, los hacedores de política fiscal tienen todo el incentivo a crear impuestos al consumo<sup>13</sup> de estos productos. 3) De política social. Estos precios tienen un efecto multiplicador importante en la economía, ya que están vinculados a los costos de transporte y provisión de energía<sup>14</sup>; por ello, los incrementos en los precios de estos derivados elevan el gasto de las familias, así como también elevan los costos de las empresas. Esto genera presiones inflacionarias y disminuye el poder adquisitivo.

Van Beers y Strand (2013) estudiaron la relación entre la fijación de precios de la gasolina y el diésel con variables políticas y económicas. Algunos de sus hallazgos empíricos son los siguientes: 1) Cuando el excedente de exportación de hidrocarburos es elevado, los precios de ambos productos (la gasolina y el diésel) tienden a ser bajos.<sup>15</sup> 2) Altos niveles del PIB están asociados a bajos precios de los hidrocarburos. 3) Un elevado nivel de consumo de la gasolina o el diésel genera presiones para elevar los montos de los subsidios a estos productos. 4) Elevados niveles del gasto en la salud se asocian con elevados precios de los hidrocarburos y bajos subsidios. 5) Una gran extensión de áreas de tierra está asociada con bajos precios en los combustibles; en especial, del diésel.

Por otra parte, dentro de las variables políticas se observan los siguientes resultados: 1) Las sociedades más corruptas tienden a tener mayores subsidios. 2) Los sistemas políticos más democráticos presentan precios altos. 3) Cuando el poder político está más concentrado en pocas personas, los subsidios tienden a incrementarse.

---

<sup>7</sup> Coady *et al.* (2019).

<sup>8</sup> Incluye el costo de oportunidad.

<sup>9</sup> Recovery cost.

<sup>10</sup> Gas Licuado de Petróleo.

<sup>11</sup> En exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización.

<sup>12</sup> Reflejando así la escasez de estos productos.

<sup>13</sup> Ya sea por unidad consumida o como porcentaje.

<sup>14</sup> A familias y empresas.

<sup>15</sup> Lo que implica subsidios elevados.

Estas consideraciones son importantes al momento de encontrar una relación entre el contexto regulatorio del sector de los hidrocarburos, la magnitud de las subvenciones y los subsidios en el contexto económico nacional.

## 2.2 Definición y objetivos de los subsidios a la energía

Debido al incremento en los precios internacionales del petróleo observado en los últimos años, fue práctica común en los países en desarrollo aplicar subsidios a los precios finales de las distintas fuentes de energía. Una interesante recopilación internacional se encuentra en Clements *et al.* (2013). No es casualidad que la discusión sobre el subsidio al precio de la energía sea amplia tanto en medios académicos como en aquellos menos especializados. Aún así, el concepto de “subsidio” es todavía confuso y, quizás, poco comprendido. Tal situación genera problemas adicionales, dado que las discusiones sobre política socioeconómica se encuentran entorpecidas por la ambigüedad.

Como lo señala Sovacool (2017), definir un subsidio a la energía es difícil. El autor ha recopilado 17 tipos de subsidios en la literatura y muchos de ellos se refieren a reducir los costos de producción de la energía, a incrementar los precios para los productores o a disminuir los precios para los consumidores. La definición de un subsidio en la literatura depende del grado de alcance del estudio que se quiera hacer y de la disponibilidad de datos. Por ejemplo, Clements *et al.* (1998) utilizan la definición empleada por el Sistema de Cuentas Nacionales de los Estados Unidos de América, donde un subsidio es el conjunto de pagos no requeridos hechos por el gobierno a las empresas sobre la base del total de su producción o de su valor. La EIA (*Energy Information Administration*) define un subsidio como la transferencia de un recurso económico del gobierno al comprador o vendedor de un bien o servicio, lo que tiene el efecto de reducir el precio pagado, incrementar el precio recibido o reducir el costo de producción de un bien o servicio. Para Riedy (2001), los subsidios comprenden todas las medidas que mantienen los precios para los consumidores por debajo del nivel de mercado, o aquellas que mantienen los precios para los productores por encima de este, o también aquellas que reducen el costo para los consumidores y productores, otorgándoles un soporte indirecto. Para Bruce (1990), la definición de un subsidio depende del tratamiento que se quiera tener de él, dado que puede ser definido en una forma amplia o muy restringida. En la forma restringida, deberían utilizarse todas las clasificaciones que se pueden hacer (subsidio directo, efectivo, etc.); la forma amplia incluye todas las formas de subsidios. Batlle (2011) se refiere a los subsidios como pagos cuantificables, rebajas, premios en el precio o tasas impositivas favorables.

En este documento los subsidios se entienden como todos los instrumentos que apuntan a bajar el precio para los consumidores finales. Básicamente un subsidio se presenta cuando el precio de venta final se vende por debajo de la suma de tres conceptos: el costo de provisión<sup>16</sup>, el componente fiscal usual y una tasa de ganancia razonable para las empresas públicas o privadas que proveen la energía. En menor medida, en este documento también se señalan aquellos subsidios que incrementan el ingreso para los productores.

---

<sup>16</sup> Que incluye el costo de oportunidad.

Con relación a los objetivos que tiene la creación de un subsidio, en general estos consisten en mantener los precios estables<sup>17</sup> para permitir un mayor acceso a la energía,<sup>18</sup> proveer dicho acceso a las familias más pobres y en áreas alejadas (donde la presencia de un subsidio fue fundamental para mejorar la calidad de vida),<sup>19</sup> promover el desarrollo económico en general.<sup>20</sup> Sin embargo, los subsidios pueden incrementar (fuertemente) el consumo o la demanda de energía y al mismo tiempo incentivar un uso ineficiente y con poca inversión en eficiencia energética.<sup>21</sup> En los países en desarrollo generalmente se observan más subsidios al consumo que a la producción; por ello, su implementación o eliminación afecta directamente a la demanda final de los productos. En particular, se observa que una eliminación podría afectar no solo el bienestar de las familias más pobres, sino que también podría provocar la migración hacia el consumo de energías ineficientes y más contaminantes, como la leña.<sup>22</sup>

Bazilian & Onyeji (2012) son más específicos con respecto a los objetivos que persiguen los subsidios a los combustibles fósiles. Tales objetivos incluyen aliviar la pobreza energética y mejorar la equidad, incrementar la oferta doméstica, redistribuir la riqueza nacional, proteger la industria nacional y el empleo asociado, corregir externalidades, controlar la inflación, fomentar la competitividad de aquellas empresas que son intensivas en el uso de energía.

En los últimos años se han implementado medidas para eliminar los subsidios por la carga fiscal que representan, por su desigual distribución y por su fomento al consumo ineficiente.<sup>23</sup> En general, en la literatura económica<sup>24</sup> se identifican los siguientes problemas asociados a los subsidios en el sector energético:

a) Los subsidios desincentivan la inversión en el sector de la energía, tanto de las empresas públicas como privadas. Esto puede derivar en cortes de energía que afectan, en última instancia, la tasa de crecimiento económico. El-Katiri y Fattouh (2015) mencionan que no existe un incentivo a la inversión en exploración, explotación, refinación y comercialización, y que, en particular, es la industria del gas natural la más afectada debido a los largos procesos de maduración de cada proyecto.

b) El gasto fiscal de los subsidios conlleva: 1) impuestos más altos<sup>25</sup> y 2) una

---

<sup>17</sup> Amin *et al.* (2018) son más específicos y señalan que esta estabilidad hace frente a las oscilaciones mundiales y las presiones inflacionarias.

<sup>18</sup> Al disminuir los costos de la energía. Ver Balke *et al.* (2015).

<sup>19</sup> Ver Sovacool (2017).

<sup>20</sup> Ver van Beers y Strand (2013).

<sup>21</sup> Ver Aldubyan y Gasim (2021), y Amin *et al.* (2018).

<sup>22</sup> Acharya y Sadath (2017)

<sup>23</sup> Bazilian y Onyeji (2012).

<sup>24</sup> Ver van Beers y Strand (2013), Breisingera *et al.* (2019), Clements *et al.* (2014), Groot y Thijs (2019), y Sovacool (2017).

<sup>25</sup> Debido a la necesidad para financiar dichos subsidios.

reducción de los gastos destinados a fines sociales como la educación, la salud y la infraestructura. Los recursos empleados en los subsidios también podrían utilizarse para disminuir los impuestos en aquellas industrias pequeñas y medianas (ver El-Katiri y Fattouh, 2015).

- c) La distorsión de precios<sup>26</sup> conduce a un poco esfuerzo en la conservación ambiental, a comportamientos rentistas, al contrabando, la adulteración y la reventa en el mercado negro. En particular, la presencia de los subsidios si bien disminuye el precio de la energía como insumo, no permite la inversión en plantas de mayor eficiencia energética, restándole competitividad al sector industrial y disminuyendo la calidad en la provisión de un servicio<sup>27</sup>. Ver El-Katiri y Fattouh (2015).
- d) El consumo excesivo de combustibles fósiles incrementa las emisiones de CO<sub>2</sub> y tiene un costo económico adicional por su consumo sobredimensionado.<sup>28</sup> Adicionalmente, genera problemas de congestión vehicular.
- e) Como ya se señaló, un subsidio busca ayudar a las familias más pobres; sin embargo, en la práctica se observa que son las familias de ingreso medio superior las que reciben la mayor parte de estos subsidios.
- f) Los subsidios reducen la seguridad energética en los países importadores y reducen los incentivos a la exportación en los países exportadores.
- g) Desde una perspectiva macroeconómica, la presencia de los subsidios genera presiones sobre el déficit fiscal y en cuenta corriente. En el primer caso, los costos fiscales del subsidio pueden ser crecientes en el contexto de un *boom* en los precios internacionales; en el segundo caso, se advierte que las importaciones pueden crecer más que las exportaciones, dado que los consumidores no tienen incentivos para el ahorro de energía.

### 2.2.1 Medición de los subsidios

Achakulwisut *et al.* (2021) proponen tres categorías de subsidios: 1) Ingresos fiscales perdidos por parte del gobierno, debido a lo que Surrey (1973) denominó un “gasto tributario”<sup>29,30</sup>. Estas pérdidas se deben a tasas de impuestos y regalías por debajo de los valores de mercado o los usuales. 2) Transferencias de costos hacia el gobierno. 3) Tarifas de bienes públicos por debajo del costo real y/o regulaciones laxas para las empresas operadoras. Todas estas categorías, según los autores citados, reducen los costos financieros de las empresas productoras de petróleo (en EEUU) e incrementan el retorno a

---

<sup>26</sup> Para fines del documento, una distorsión de precios es cualquier medida regulatoria que implique la aplicación de una subvención o de subsidios que terminen afectando a los productores o los consumidores.

<sup>27</sup> Por ejemplo, en la electricidad.

<sup>28</sup> Ver Davis (2013) y Davis (2017).

<sup>29</sup> *Tax expenditure*, en inglés.

<sup>30</sup> Ejemplo: permitir mayores deducciones (que las usuales) a los productores de petróleo y gas natural para liquidar la base imponible del impuesto sobre las utilidades.

la inversión.

Sovacool (2017) señala cuatro aproximaciones para medir los subsidios: 1) Estimación de programas específicos que incluyan a los programas de ayuda del gobierno para instituciones específicas. 2) Brecha de precios. Es la diferencia entre el precio interno y el precio de cierto producto en el exterior. 3) Un método sistemático que agrega las transferencias financieras con un soporte de mercado a las industrias en particular. Es una aproximación más holística que intenta comprender todo el soporte del Estado a las industrias y los consumidores. 4) Externalidades. Lo que comprende a todos los costos sociales, incluyendo a aquellos componentes hedónicos en el precio.

Clements *et al.* (2014) explican la clasificación usual que se realiza a los subsidios de los precios de la energía:

1. Antes de impuestos<sup>31</sup> (o explícitos). Entre ellos se encuentran aquellos que benefician a los consumidores (*i.e.* familias y empresas que utilizan la energía como insumo), ya que el precio pagado es menor a los costos de suministro (lo que incluye a los costos de transporte y distribución). También en esta categoría se encuentran los subsidios que benefician a los productores, cuando los precios recibidos por dichos productores son mayores a los costos de suministro. Si los productos son comercializados internacionalmente, el costo del suministro es medido por el precio internacional. Por otra parte, en el caso de los no transables (por ejemplo, la electricidad), el costo relevante del suministro incluye a los costos de producción y distribución más una tasa de ganancia razonable.

Aldubyan y Gasim (2021) describen este tipo de subsidios como los que aparecen cuando los productos derivados del petróleo se venden a un precio que, al mismo tiempo, cubre los costos de producción y se halla por debajo de los precios internacionales. De esta manera, cuando los productores venden estos productos en el mercado doméstico, pierden aquellos ingresos que podrían haber recibido en el mercado internacional.

Parry *et al.* (2021) definen un subsidio explícito (SE) como la diferencia entre el costo del suministro sectorial (CS) y el precio pagado por el usuario final (PF):

$$SE = CS - PF$$

2. Después de impuestos<sup>32</sup> (o implícitos). Aparecen cuando los impuestos a la energía, para corregir externalidades o para incrementar la renta fiscal, son menores a los niveles eficientes. Parry *et al.* (2021) definen un subsidio implícito (SI) como la diferencia entre el precio eficiente (PE) y el precio pagado por el usuario final (PF):

$$SI = PE - PF,$$

---

<sup>31</sup> *Pre-tax subsidies.*

<sup>32</sup> *Post-tax subsidies.*

donde el precio eficiente incorpora al costo de suministro (CS), el costo ambiental (CA) y el impuesto general (Impuesto):<sup>33</sup>

$$PE = (CS + CA) \cdot (1 + Impuesto)$$

Batlle (2011) también incorpora en esta categoría a los instrumentos de soporte institucional, como los fondos de desarrollo e investigación, la provisión de servicios a precios por debajo de su costo de producción, y las reglas de discriminación regulatoria positiva. El-Katiri y Fattouh (2015) mencionan que también son subsidios indirectos las transferencias directas (por parte del gobierno) a las empresas estatales que experimentan pérdidas financieras por los subsidios, o a aquellas que no tienen pérdidas pero que podrían tener ganancias mayores si vendiesen su producción a mercados más atractivos (exportaciones, por ejemplo)<sup>34</sup>.

## 2.2.2 Apuntes sobre la eliminación de subsidios

En esta sección se presentan algunos resultados encontrados con respecto a la eliminación de los subsidios señalados en el acápite anterior, tanto a nivel teórico como empírico. Gran parte de la literatura concluye que la eliminación de un subsidio tiene impactos negativos en la tasa de crecimiento del PIB de corto plazo, debido a que el incremento en los costos de la energía<sup>35</sup> afecta el poder adquisitivo de las familias, sobre todo en el corto plazo<sup>36</sup> mediante presiones inflacionarias en la canasta de bienes y servicios consumidos. Además, no se advierten mejoras inmediatas en la distribución del ingreso. Sin embargo, el ahorro del gobierno sí que es significativo. Dependiendo del tipo de políticas públicas implementadas con dicho ahorro, podrían mejorar sustancialmente la tasa de crecimiento de mediano y largo plazo, el bienestar de las familias y la distribución del ingreso.

Groot y Thijs (2019) estiman el balance de estos costos (para las familias) y los beneficios (en forma de ahorro para el gobierno) a través del concepto de *variación compensatoria*. Bajo distintas especificaciones funcionales,<sup>37</sup> observan que, en general, el ahorro del gobierno es mayor al costo para las familias; por tanto, la eliminación de los subsidios tiene un impacto positivo sobre el bienestar general.<sup>38</sup>

Por otra parte, Muangjai *et al.* (2017) muestran que la elasticidad-precio de la demanda de energía en Tailandia cambia según haya un régimen de precios subsidiado o no.<sup>39</sup> Señalan, además, que las ganancias de corto plazo por la eliminación de un subsidio son menores a

---

<sup>33</sup> En el caso de esta fórmula, el Fondo Monetario Internacional (FMI) utiliza, como ejemplo, el Impuesto al Valor Agregado (IVA), que es uno de tipo *ad-valorem*.

<sup>34</sup> Sobre empresas estatales eficientes, ver Medinaceli (2009).

<sup>35</sup> Cali *et al.* (2019).

<sup>36</sup> Clements *et al.* (2014).

<sup>37</sup> De la función de utilidad.

<sup>38</sup> Tomando en cuenta la existencia de programas de transferencias monetarias a las familias más vulnerables o pobres.

<sup>39</sup> La demanda fue más inelástica con los subsidios.

largo plazo.

Acharya y Sadath (2017) analizan la eliminación de los subsidios a la energía en la India y sugieren que, en términos de bienestar, es mejor eliminarlos cuando los precios internacionales del petróleo son bajos. Por otra parte, debido a la baja elasticidad-precio de su demanda en el corto plazo, un incremento en los precios de la energía conlleva un incremento en el gasto y, por tanto, una disminución en el bienestar de las familias.

Una recopilación interesante de buenas prácticas para la eliminación de subsidios se encuentra en Clements *et al.* (2014). Los autores señalan seis elementos que contribuyen positivamente a la implementación de esta política: 1) Un plan de reforma comprensivo, con objetivos claros, políticas de mitigación específicas y cronogramas definidos. 2) Una buena política de comunicación por parte del gobierno, con transparencia en la información.<sup>40</sup> 3) El incremento de precios debe ser paulatino y diferenciado por tipos de producto.<sup>41</sup> No ayuda si, por ejemplo, el precio de los combustibles consumidos por las familias más pobres sufren incrementos significativos en poco tiempo. 4) La eficiencia de las empresas estatales puede disminuir la carga fiscal. 5) Las medidas focalizadas en mitigar los costos a las familias más pobres colaboran al éxito de un programa. El mecanismo sugerido por los autores son las transferencias de dinero focalizadas.<sup>42</sup> Sobre este tema, Rentschler (2016) sugiere que tales transferencias deben ser distintas según la región geográfica de cada país, ya que las condiciones socioeconómicas son distintas. 6) El precio de la energía debe ser despolitizado<sup>43</sup> (por ejemplo, a través de mecanismos de ajuste de precios con reglas claras y transparentes). 7) Rose y Plant (2021) sugieren que el ahorro fiscal del subsidio puede ser invertido en programas sociales visibles para la población.

Belfiori (2021) señala que el solo anuncio de la eliminación de un subsidio puede dar paso a una versión de la “paradoja verde”. En ella, las empresas, anticipando la eliminación, y como consecuencia de una posible pérdida del valor de sus activos, incrementan la tasa de extracción de un recurso fósil, incrementando así las emisiones de CO<sub>2</sub> en el corto plazo. Por otra parte, surge una “paradoja fiscal”, ya que el gobierno incrementa sus gastos ante una mayor extracción.

Boughanmi y Khan (2019) analizan el impacto sobre el bienestar y la distribución del ingreso con la eliminación de los subsidios a los precios de la energía (en 50%) en Omán. Los autores encuentran que el impacto sobre el PIB es pequeño, que el ahorro del gobierno es sobresaliente, que el bienestar de las familias disminuye en un 3% debido al incremento en los precios y que el impacto sobre el coeficiente de Gini es pequeño. Breisingera *et al.* (2019) realizan un ejercicio numérico para Egipto y encuentran que la eliminación de los subsidios afecta negativamente el crecimiento del PIB en el corto plazo, y que los efectos de mediano y largo plazo dependen del tipo de política contracíclica que adopte el

---

<sup>40</sup> Ver Vieites *et al.* (2022) para un estudio sobre este tema en América Latina y el Caribe.

<sup>41</sup> Resultado encontrado también para Ecuador. Ver Jara *et al.* (2018).

<sup>42</sup> Enami *et al.* (2019) muestran que la sustitución de los subsidios a los precios de la energía y el pan por un Programa de Subsidios Programados, en Irán, disminuyó la pobreza y mejoró la distribución del ingreso.

<sup>43</sup> Rose y Plant (2021).

gobierno. Por otra parte, observan que el bienestar de los hogares se reduce en el corto plazo, lo que abre paso a políticas de asistencia más focalizadas que podrían ayudar a mitigar el incremento en los precios de la energía.

Con relación al impacto sobre el sector de las manufacturas, Cali *et al.* (2019) realizan un estudio para México e Indonesia. La novedad del análisis de simulación realizado por los autores es la separación entre máquinas que utilizan electricidad y aquellas que operan con derivados del petróleo. Observan que, cuando se eliminan los subsidios, las empresas tienden a reemplazar los equipos que utilizan combustibles fósiles por otros (más eficientes) a electricidad. Por lo tanto, el impacto es positivo. De todos modos, cuando las empresas utilizan equipos eléctricos, el impacto de dicha eliminación es negativo.

Cuando los beneficios sobre la eliminación de los subsidios a la energía son inciertos o no son conocidos por la población<sup>44</sup>, entonces existe una marcada tendencia al *statu quo* o, más aún, a la oposición contra la medida. Calvo-Gonzalez *et al.* (2015) analizan este tipo de situación con información de una reforma llevada a cabo en El Salvador el año 2011.<sup>45</sup> En tal año el gobierno decidió sustituir el subsidio al precio del GLP por una transferencia directa a las familias (a través de la factura de electricidad). Cuando la reforma se implementó, solo el 30% de las personas estaban satisfechas; un año y medio después la tasa de satisfacción se incrementó al 68%. Los autores encuentran dos variables que contribuyeron a este incremento: 1) la habilidad del gobierno para entregar el subsidio directo, una vez hecha la reforma; 2) la información que recibieron las familias antes y después de ella. McCulloch *et al.* (2021) observan que en Nigeria las personas que pagan más por la energía (o las que no tienen acceso a ella) tienden a favorecer una reforma para eliminar el subsidio. Por otra parte, cuando las personas piensan que el gobierno es corrupto o que no tiene la capacidad para implementar políticas de mitigación, entonces se oponen a la reforma.

Una interesante investigación fue propuesta por Coaxhead y Grainger (2018), quienes sugieren que la disminución en los subsidios a los precios de la energía afecta de forma negativa y significativa a las familias más pobres por el lado del ingreso.<sup>46</sup> Los autores muestran que las economías exportadoras netas de bienes y servicios (por ejemplo, las manufacturas) no pueden trasladar al consumidor final un incremento en sus precios<sup>47</sup> y que, por otra parte, ven incrementados sus costos. Por este motivo, estas economías disminuyen los retornos a sus factores y con ello, a su vez, disminuyen los salarios o el empleo en el sector exportador, lo que afecta a las familias más pobres.

De la revisión realizada en esta sección se puede concluir que, como cualquier otro precio en la economía, el precio de la energía debe otorgar información correcta sobre los costos

---

<sup>44</sup> Ver Clements *et al.* (2014).

<sup>45</sup> La reforma implicó el incremento de precios de una garrafa de GLP (de 25 kg) de USD 5.1 a USD 13.6. A cambio introdujo un sistema de transferencias directas (USD 8.5 por mes) a las familias que consumían menos de 200 kWh por mes. Esta transferencia fue realizada a través de las facturas de electricidad. Para aquellas familias sin acceso a electricidad se implementó un sistema de pagos a través de tarjetas.

<sup>46</sup> Lo usual es evaluar esta medida por el lado del gasto en energía por parte de las familias.

<sup>47</sup> Debido a la eliminación de los subsidios.

de oportunidad, sobre los costos de producción, sobre la escasez de un producto y sobre las preferencias de los consumidores. Cuando estos precios son distorsionados, por ejemplo con la presencia de los subsidios, entonces surgen desequilibrios entre la (menor) oferta y la (mayor) demanda, que además tienen consecuencias severas medioambientales. Si bien la presencia de estos subsidios permite que las familias de menores recursos accedan al uso de la energía y, además, disminuye las presiones inflacionarias, las consecuencias negativas de mediano y largo plazo sobre la estabilidad fiscal y el crecimiento económico no son menores. Finalmente, las estrategias analizadas para la eliminación de estos subsidios destacan: su eliminación gradual, ya sea directa o a través de Aditivos de Origen Animal (AOV) con precios competitivos, una adecuada comunicación entre los hacedores de política económica y la sociedad civil, los programas de apoyo (transferencias directas de dinero) que sirven para mitigar el incremento de los precios, una transparencia en el uso de los recursos fiscales liberados gracias a la eliminación de los subsidios.

### 3. Formación de los precios de los principales derivados del petróleo en Bolivia

Para tener una visión completa de la formación de precios en las cadenas de valor de los productos regulados en Bolivia, esta sección presenta la historia regulatoria en lo que refiere a los precios de los principales derivados del petróleo, desde 1986 hasta 2021.

#### 3.1 Periodo 1986 - 1996<sup>48</sup>

En 1985 Bolivia experimentó un severo plan de ajuste económico que buscó frenar la hiperinflación ocurrida a principios de la década de los ochenta. En dicho plan el control del déficit fiscal se convirtió en uno de los principales objetivos de política económica. Por otra parte, una de las pocas empresas estatales que generaba ingresos fiscales positivos al gobierno era Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB),<sup>49</sup> que controlaba todas las actividades del sector de hidrocarburos. Como consecuencia, los instrumentos de política energética rápidamente se transformaron en instrumentos de política fiscal.

Uno de los instrumentos empleados fue el precio de la gasolina especial. La razón es clara: ante un mayor precio de la gasolina, mayores ingresos para YPFB, y por tanto, mayores las transferencias de esta empresa hacia el gobierno central. De esta manera, durante el periodo 1986-1996 el precio de la gasolina (y en menor medida, el del diésel) fue ajustado de forma anual (generalmente) en función a los requerimiento de ingresos fiscales para el próximo año.<sup>50</sup> Como se observa en la Tabla 1 y la Figura 1, la recaudación fiscal del sector de hidrocarburos (mercado interno) y el comportamiento del precio de la gasolina especial presentan un comportamiento similar. Un coeficiente de correlación de 0.98 confirma la apreciación inicial acerca de la función que desempeñaron los precios de los derivados del

---

<sup>48</sup> Ver Medinaceli (2017).

<sup>49</sup> Persiste el debate sobre si YPFB era una empresa que generaba superávits presupuestarios debido a su desempeño empresarial o a su naturaleza monopólica. Lo cierto, en todo caso, es que era de las pocas empresas que podía generar excedentes económicos y financieros importantes durante aquel periodo.

<sup>50</sup> Ver Medinaceli *et al.* (2003).

petróleo durante este periodo.

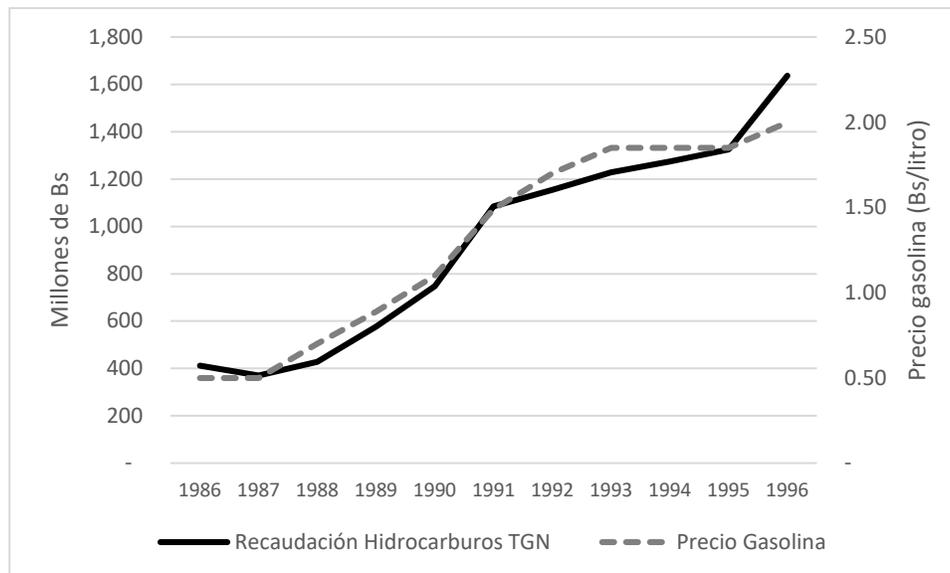
Tabla 1: Recaudaciones del sector de hidrocarburos y precios de la gasolina y el diésel

Año	Recaudación Hidrocarburos - TGN (MM Bs.)	Precio de la Gasolina Especial (Bs/litro)	Precio del Diesel Oíl (Bs/litro)
1986	412	0.50	0.50
1987	370	0.50	0.50
1988	428	0.70	0.60
1989	577	0.89	0.76
1990	748	1.10	0.90
1991	1,085	1.49	1.19
1992	1,155	1.70	1.41
1993	1,228	1.85	1.54
1994	1,274	1.85	1.54
1995	1,326	1.85	1.54
1996	1,638	2.00	2.00

Fuente: Unidad de Análisis de Políticas Económicas

Elaboración: Propia

Figura 1: Recaudaciones del sector de hidrocarburos y precios de la gasolina



En este periodo los precios no cumplían con su labor informativa en lo que refiere a las condiciones de oferta y demanda del mercado. En general se limitaban a financiar los gastos del gobierno, los costos (generalmente corrientes) de YPFB y las políticas de incentivo al consumo de energéticos alternativos. Tal fue el caso de la sustitución del queroseno por el GLP, que había sido planteada durante los últimos 20 años.

### 3.2 Periodo 1997 - 1999

Con la aprobación de la Ley de Hidrocarburos No. 1689 de 1997 comenzó un nuevo periodo en el sector hidrocarburífero boliviano. El cambio fundamental planteado fue la conversión de los contratos de asociación petrolera a contratos de riesgo compartido. Bajo la antigua denominación, las empresas privadas podían explotar un yacimiento con la condición de que el 50% del total producido fuera entregado al Estado boliviano, siendo responsabilidad de la empresa privada el financiamiento de la inversión.<sup>51</sup> Con la nueva Ley de Hidrocarburos se eliminó esta modalidad y se establecieron los contratos de riesgo compartido, cuyas principales características son las siguientes:

- a. Se reconocen las fases de exploración y explotación. En la primera, la empresa adquiere el derecho de explorar una determinada área geográfica, con la opción de pasar o no a la fase de explotación, que depende de si se realiza un descubrimiento comercial.
- b. Las empresas solo deben pagar los impuestos y las regalías establecidos por la Ley de Hidrocarburos y la Ley 843, que engloba un conjunto de otros impuestos aplicados a las actividades comerciales en Bolivia. Para la aplicación de las regalías, la Ley de Hidrocarburos crea las figuras de *hidrocarburos existentes* e *hidrocarburos nuevos*, siendo sus tasas de regalías del 18% y 50%, respectivamente.<sup>52</sup>
- c. Las actividades de refinación, comercialización y transporte de hidrocarburos son libres de realizarse por el sector privado, siempre y cuando se cumplan las disposiciones de calidad del servicio y el producto.

El objetivo principal de esta nueva ley consistió en atraer la inversión privada (sobre todo extranjera) a un sector que, debido a las presiones fiscales pasadas, no había podido implementar un plan de exploración y explotación agresivo. Se puede afirmar que el objetivo inicial de esta ley se cumplió, dado que ya se había concretado la exportación del gas al Brasil y que la tasa de inversión del sector se incrementó notablemente.

Sobre esta estrategia global era razonable asumir que las actividades de refinación, transporte y comercialización serían reguladas. En este marco se hizo necesario que el precio de los derivados del petróleo reflejara (en lo posible) los costos de producción, asegurando el traspaso de un monopolio estatal a una situación de mayor competencia. Fue así como el 4 de agosto de 1997 se publicó el Decreto Supremo 24804, que aprobó el Reglamento sobre el Régimen de Precios de Productos del Petróleo, marco legal que autorizó a la Superintendencia de Hidrocarburos (institución encargada de la regulación del *downstream*) a calcular y publicar los precios finales.

Este decreto fue ratificado y modificado parcialmente el 5 de diciembre de 1997 a través del decreto supremo 24914. De este modo estableció una nueva metodología para calcular el precio interno de los productos regulados derivados del petróleo.<sup>53</sup>

---

<sup>51</sup> Medinaceli (2007a).

<sup>52</sup> Ver Medinaceli (2002), Medinaceli (2003) y Medinaceli (2004).

<sup>53</sup> Medinaceli (2010c).

La metodología tuvo como objetivo aproximar el precio doméstico a la suma del costo de producción y comercialización más el componente fiscal asociado. Con ella el gobierno había decidido regular dos precios: 1) el Precio Pre-Terminal (PPT), que era el precio de venta de las refinerías; y 2) el precio de venta al consumidor final. Es bueno destacar que el precio final (no así el PPT) era un precio máximo. Las compañías de distribución al consumidor final podían disminuir dicho precio y así ganar una mayor participación de mercado. También se había establecido que el precio del gas natural comprimido (GNC) utilizado por los automóviles debía ser igual al 50% del precio final de la gasolina especial.

De alguna manera se buscaba incorporar un esquema regulatorio de forma temporal que debía ser revisado por las autoridades del sector para evaluar la liberalización del mercado de los energéticos provenientes de los hidrocarburos y decidir si se debía mantener un esquema regulado, según la evaluación económica.

### 3.2.1 Precio Pre-Terminal

El Precio Pre-Terminal (PPT) se definió como aquel utilizado por las refinerías para vender su producción a los distribuidores mayoristas, previo ingreso a la planta de almacenaje. Los componentes de dicho precio se observan en la siguiente ecuación:

$$PPT_t = PR_t + MR_t + Td_t + Tp_t + IEHD_t + MF_t$$

El precio de referencia ( $PR_t$ ) refleja uno de los principales cambios ocurridos en esta nueva metodología. Cada uno de los productos regulados tenía un precio base referencial internacional que tenía dos características. A saber: 1) El promedio obtenido era de 90 días para la gasolina, obtenido de los precios diarios registrados por la Superintendencia de Hidrocarburos. 2) Los precios internos solo se modificaban cuando el precio de referencia era superior/inferior en un 5% al precio vigente. Los precios de referencia utilizados fueron<sup>54</sup>:

- i. La gasolina sin plomo de octanaje 87 (RON), registrada en los precios efectivos *Gulf Coast*. Se toma como el producto de referencia para la gasolina especial, la gasolina premium y la gasolina de aviación grado 100.
- ii. Jet/Kero 54, registrado en los precios efectivos *Gulf Coast*. Era el producto de referencia para el jet fuel A-1 y el querosén.
- iii. LS N2, para el diésel oíl, posteriormente reemplazado por el Gas Oíl 2 Waterborne.
- iv. Fuel N 6 de 0.7% de azufre para el fuel oíl.
- v. GLP, definido como cincuenta por ciento de propano y cincuenta por ciento de butano. Tomaba la referencia del *Spot Price Assessments Mont Belvieu*.

El margen de refinería ( $MR_t$ ) era aquella parte del PPT que asegura un monto de recursos para el correcto funcionamiento de las refinerías. Al ser un monto fijo expresado en dólares por barril, regula implícitamente la actividad de la refinación vía precios tope.

---

<sup>54</sup> Publicados en el *S&P Global Platts*.

Existen en Bolivia dos tipos de transporte comprendidos desde las refinerías hasta las plantas de almacenaje: el transporte por poliductos ( $Tp$ ) y otros transportes ( $Td$ ) que corresponden a las barcazas, los camiones cisterna, etc. En este sentido, al estar estos dos márgenes dentro el PPT, de manera implícita se obliga a la refinería a incurrir en los gastos de transporte. Así, la refinería debe realizar, en el interior de su operación, el subsidio cruzado correspondiente de tal manera que se tenga un mismo PPT en todo el territorio boliviano.

Los últimos dos componentes del PPT eran el Impuesto Especial a los Hidrocarburos y sus Derivados ( $IEHD_t$ ) y una transferencia directa al gobierno llamada Margen Fijo ( $MF_t$ ). Con respecto al primer componente, este impuesto gravaba (y aún lo hace) una tasa fija en bolivianos (Bs) por litro a los volúmenes comercializados en el mercado interno, sean de producción nacional o importada. Por otra parte, el margen fijo era un traspaso directo de las refinerías al gobierno central. Consistía en la aplicación de una banda en dólares estadounidenses por barril (USD/barril) sobre la producción comercializada en el mercado interno.

### 3.2.2 Precio final

El precio final<sup>55</sup> ( $PF_t$ ) resultaba de agregarle al precio pre terminal ( $PPT_t$ ) los márgenes de mayoreo ( $Mmay_t$ ), almacenaje ( $Malm_t$ ) y minoreo o de estaciones de servicio ( $Meess_t$ ), el Impuesto al Valor Agregado ( $IVA_t$ ), el Impuesto a las Transacciones ( $IT_t$ ) y el margen destinado a la entidad reguladora ( $S_t$ ); todo multiplicado por el tipo de cambio ( $tc_t$ ) de Bs a USD y la equivalencia de barriles a litros:<sup>56</sup>

$$PF_t = (PPT_t + Mmay_t + Malm_t + Meess_t + IVA_t + IT_t + S_t) \cdot \frac{tc_t}{158.98}$$

Los márgenes de almacenaje, mayorista y minorista estaban en la misma línea de la formación del PPT. El margen de almacenaje ( $Malm_t$ ) asignaba una parte del precio final a cubrir los gastos de almacenamiento a cargo del distribuidor mayorista. La dinámica planteada (que luego fue implementada) fue como sigue: la empresa refinadora debía vender su producción al distribuidor mayorista con el PPT; el distribuidor mayorista sería el encargado de financiar los gastos de almacenaje, previa venta a los distribuidores minoristas o las estaciones de servicio. Finalmente, los márgenes de comercialización ( $Mmay_t + Meess_t$ ) asegurarían una ganancia razonable a los agentes encargados de estas actividades.

El Impuesto al Valor Agregado ( $IVA_t$ ) grava a todas las transacciones realizadas en el territorio geográfico boliviano y consiste en una tasa del 13% sobre el valor agregado de una transacción. Como se observa en la siguiente ecuación, para el caso de los productos derivados del petróleo, el impuesto no grava al IEHD. También se debe notar que el margen

<sup>55</sup> Pagados por el consumidor final.

<sup>56</sup> El tipo de cambio ( $tc_t$ ) convertía el resultado de USD a Bs. El factor 158.98 permitía su expresión en litros. Todos los márgenes y precios se expresaban en dólares americanos por barril.

asociado es calculado “al final” de la fórmula. Por ello surgió un primer problema (que fue solucionado posteriormente), ya que el PPT no incorporaba el IVA correspondiente.

$$IVA_t = (PR_t + MR_t + Td_t + Tp_t + MF_t + Mmay_t + Malm_t + Meess_t) \cdot \left(\frac{13}{87}\right)$$

El Impuesto a las Transacciones ( $IT_t$ ) es uno general que grava con el 3% al valor bruto de las transacciones realizadas en el territorio geográfico boliviano. Se observa que su base imponible no incorporaba el IEHD, pero sí lo hacían el IVA y la tasa de regulación pagada.

$$IT_t = (PR_t + MR_t + Td_t + Tp_t + MF_t + Mmay_t + Malm_t + Meess_t + IVA_t + S_t) \cdot \left(\frac{13}{87}\right)$$

Tasa de Regulación ( $S_t$ ). La Ley 1600 había creado el Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE) con el propósito de regular, controlar y supervisar las actividades de los sectores de telecomunicaciones, electricidad, hidrocarburos<sup>57</sup>, transportes y saneamiento básico. El SIRESE estaba compuesto por la Superintendencia General y por cinco Superintendencias Sectoriales. De acuerdo con dicha ley, las actividades reguladas debían pagar hasta el 1% de sus ingresos brutos a las superintendencias sectoriales con el propósito de asegurar su funcionamiento. Por esta razón, el margen  $S_t$  representaba aquella parte del precio final destinada al pago de la tasa de regulación, mismo que de manera *ad-hoc* era calculado de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$S_t = (PR_t + MR_t + MF_t) \cdot 0.01$$

### 3.2.3 Comportamiento de los precios

En este periodo, si bien ya estaba en vigencia la nueva metodología de precios, aún las actividades de refinación, transporte de derivados y comercialización estaban bajo la administración de YPF. En este sentido, las tres refinerías situadas en Santa Cruz, Cochabamba y Chuquisaca abastecían el 95% de la demanda de gasolina especial y el 50% del diésel, conformando así un monopolio de la refinación. YPF también poseía las 24 plantas de almacenaje, los poliductos para el transporte de derivados desde las refinerías hasta las plantas de almacenaje, la comercialización mayorista, el 33% de la comercialización minorista, las redes de distribución de gas natural, plantas engarrafadoras y estaciones de servicio en aeropuertos.

Las actividades en las que YPF tenía el monopolio eran las siguientes: refinación, transporte, comercialización mayorista (sobre todo de gasolina especial) en varias de las 24 zonas comerciales y aeropuertos, y distribución del gas natural por redes. Con la aprobación de la nueva Ley de Hidrocarburos y el funcionamiento de la Superintendencia de Hidrocarburos, YPF enfrentó una competencia en la distribución mayorista (con respecto a la importación del diésel) y en el engarrafado y la distribución del GLP, dado que las empresas privadas comenzaron a operar en La Paz, Cochabamba y Santa Cruz.

---

<sup>57</sup> En las actividades petroleras de transporte por ductos, refinación, distribución de gas por redes y comercialización de productos derivados del petróleo.

Durante el año 1998 la caída en los precios de referencia internacionales ocasionó que los precios en el mercado interno disminuyeran. Por ejemplo, el precio de la gasolina especial disminuyó en seis ocasiones. La asimetría en las disminuciones se explica por el efecto del tipo de cambio: cuando el periodo registrado entre dos ajustes era prolongado, el ajuste (a la baja) tendía a ser menor, dado que el tipo de cambio en Bolivia seguía un proceso de “pequeñas depreciaciones” periódicas. En este sentido, la variación del precio final no reflejaba directamente la disminución en el precio de referencia efectivo, sino que se “atenuaba” por efecto de la depreciación de la moneda boliviana con respecto al dólar estadounidense. Durante la mayor parte de 1998 la metodología de precios fue aplicada; sin embargo, se produjeron dos modificaciones en ella. La primera fue el cambio de la banda de precios y la segunda, un ajuste positivo en la tasa del IEHD.

En diciembre de 1998 se modificó la banda de precios de  $\pm 5\%$  a  $+5\%$  y  $-20\%$ , de tal manera que, para realizar un ajuste del precio interno a la baja, era necesario que el precio de referencia internacional disminuyera en más del 20%. La conjunción de dos hechos fue la razón principal para implementar este cambio (que resultó ser temporal). Por un lado, la constante caída en los precios internos observada en tal año; por el otro, el hecho de que la refinación y comercialización aún se encontraran bajo la administración del Estado. Las disminuciones en los precios internos disminuían el ingreso de YPFB (en las actividades de refinación y comercialización), afectando negativamente el traspaso diario de recursos monetarios, lo que hasta antes del proceso de privatización realizaba la empresa estatal al gobierno central. Si bien esta medida en los hechos “estabilizó” el precio de los derivados de los hidrocarburos, fue simplemente el corolario de una política fiscal ajustada.

La ley que creó el IEHD establecía que esta tasa debía variar en función de la tasa de devaluación<sup>58</sup> observada. En diciembre de 1998 se practicó este ajuste incrementando también el precio final de los derivados sujetos a análisis. Por otra parte, el crecimiento moderado de los precios de referencia internacionales observado durante los últimos meses de 1998 se prolongó e intensificó durante 1999; por ello, el precio de la gasolina especial se incrementó en nueve oportunidades. El cambio observado en los precios durante estos dos años fue asimétrico; es decir, en promedio la variación observada en 1998 fue de un  $-1.65\%$ ; sin embargo, para el año 1999 el promedio fue del  $2.0\%$ . Como ya se mencionó, el efecto de las constantes “mini depreciaciones” en el tipo de cambio ocasionó tal comportamiento. Debe notarse que durante el año 1999 la variación absoluta de los precios fue mucho más severa. En 1998 se registró una tasa de crecimiento anual de un  $-5.5\%$ . Este indicador tomó el valor de  $17.4\%$  durante al año 1999.

Debido al constante incremento en los precios internos, en agosto de 1999 el gobierno boliviano decidió esterilizar el incremento en los precios de referencia efectivos de la gasolina especial y el diésel a través de modificaciones en la tasa del IEHD. De acuerdo con la metodología vigente, cuando el precio de referencia efectivo se incrementaba era posible mantener el PPT constante, disminuyendo la tasa del IEHD. Si bien durante este año la refinería aún permanecía bajo el control del Estado, manteniendo la transferencia diaria al gobierno central, este mecanismo de esterilización tuvo un impacto fiscal negativo

---

<sup>58</sup> De la moneda nacional con respecto al dólar americano.

importante, ya que los contratos de dicha refinería con los proveedores de crudo (empresas privadas) estaban en función a los precios internacionales. En este sentido, el nivel de la transferencia era menor. Por otra parte, para mantener el precio final inalterado, la tasa del IEHD no solo debía esterilizar el precio de referencia efectivo, sino también la diferencia cambiaria observada en todos los márgenes (expresados en USD/Barril) que componían el precio.

En resumen, durante este periodo no se presentó una política de estabilización explícita y planificada. En general se observan mecanismos temporales debido a la naturaleza decreciente y creciente en los precios internacionales de referencia. En este sentido, cambios en la banda y modificaciones en las tasas del IEHD fueron los principales instrumentos de ajuste.

### 3.3 Periodo 2000 - 2003

El 30 de septiembre de 1999, el decreto supremo 25530 modificó la forma de cálculo de los precios de los productos regulados, estableciendo: a) la eliminación del margen correspondiente a la tasa de regulación y el Impuesto a las Transacciones; b) la incorporación del IVA en el cálculo del PPT; c) la fusión del Margen Fijo al IEHD. Ciertamente, las modificaciones a la metodología intentaban adecuar el cálculo de precios regulados al proceso de privatización de las refinerías pertenecientes, hasta ese momento, a YPF.

Uno de los principales problemas con el cálculo del PPT era que no incorporaba el margen asignado al pago de los impuestos IVA e IT, ni tampoco la tasa de regulación S. Esta situación podía estar presente en el anterior periodo porque YPF era propietaria de toda la cadena de refinación-comercialización. Sin embargo, una vez privatizadas las refinerías era necesario realizar algunos ajustes a la formación del precio. Se realizaron tres modificaciones: a) Se descompuso el margen del IVA –calculado al final de la cadena del precio hasta ese momento– asignando un monto correspondiente a cada etapa de refinación y comercialización. b) Se eliminaron los márgenes explícitos del IT y la tasa de regulación S, debido a que este impuesto y la tasa debían estar insertos en los márgenes de los operadores, razón por la cual estos márgenes se incrementaron. c) Se eliminó el margen fijo (MF), ya que esta transferencia no estaba establecida por ley. De esta manera, se incrementó la tasa del IEHD en una proporción suficiente para compensar la eliminación del margen. Con todos estos cambios, la formación del PPT quedó como sigue:

$$PPT_t = PR_t + MR'_t + Td'_t + Tp'_t + IEHD'_t + IVA_t$$

$$IVA_t = (PR_t + MR'_t + Td'_t + Tp'_t) \cdot \left(\frac{13}{87}\right)$$

Debe señalarse que MR', Td' y Tp' eran los nuevos márgenes de refinación y transportes que ya incorporaban el margen asociado al pago del IEHD y la tasa de regulación S. Esta modificación ocasionó que la refinería experimentara situaciones de pérdida y ganancia.

Al igual que en el PPT, los componentes del precio final fueron alterados para introducir

los márgenes del IT y S. Las fórmulas relevantes para el cálculo del Precio Final fueron las siguientes:

$$PF_t = (PPT_t + Mmay'_t + Malm'_t + Meess'_t + IVA'_t) \cdot \left(\frac{tc_t}{158.98}\right)$$

$$IVA'_t = (Mmay'_t + Malm'_t + Meess'_t) \cdot \left(\frac{13}{87}\right)$$

Posteriormente, el Decreto Supremo 25535 del 6 de octubre de 1999 estableció nuevas modificaciones: a) las tarifas se denominaron márgenes; b) se reguló el uso del tipo de cambio oficial para los precios Ex–Refinería y Pre-Terminal; c) se establecieron nuevos márgenes para el transporte por poliductos, así como también transportes diferentes (camiones cisterna y otros); d) se estableció una vigencia anual de los márgenes actualizados.

En este periodo se privatizaron 2 refinerías, además de las plantas de almacenaje, los poliductos, las estaciones de servicio en aeropuertos y la comercialización al mayoreo. Aún quedaban bajo control del Estado (a través de YPFB) las plantas engarradoras, las redes de distribución del gas natural y algunas estaciones de servicio de combustibles líquidos. Dos refinerías de YPFB ubicadas en Santa Cruz y Cochabamba fueron vendidas a la EBR S.A., empresa que comercializaba el 90% de la demanda de gasolina especial y el 50% del diésel. Los poliductos y las plantas de almacenaje fueron transferidos al sector privado. Por otra parte, en la distribución mayorista se otorgaron concesiones a 6 empresas (mediante un sistema de licitación de oferta en “sobre cerrado”) para comercializar la producción de la EBR S.A. durante los próximos 5 años. Finalmente, estuvieron las estaciones de servicio que compraban el producto a los mayoristas y que lo vendían al consumidor final. Ya antes de 1997 existían estaciones de servicio privadas (otorgadas a través de YPFB) y en importante número. Por esta razón la composición del mercado en esta parte de la cadena no se alteró significativamente.

Con relación al comportamiento de los precios, durante el primer semestre del año 2000 se observó la misma tendencia del año anterior, pese a que ya en este periodo se aplicaban políticas de estabilización de precios. Estas políticas no habían sido lo suficientemente efectivas para impedir que el precio interno mantuviera una tendencia al alza. Por esta razón en julio de 2000 el gobierno firmó un acuerdo con las empresas petroleras (proveedoras de crudo a la refinería) y la EBR S.A. para estabilizar el precio final y pre terminal de la gasolina especial y del diésel en un periodo de 360 días. El plazo finalmente se amplió hasta el 7 de agosto de 2001. El mecanismo establecía que el precio de referencia efectivo (vigente a la fecha de firma del convenio) debía permanecer inalterado por el tiempo de duración del contrato, siempre y cuando el incremento acumulado de los “precios de referencia reales” entre los dos productos no superase el 30%. De esta manera, las compañías tenían un nivel de cobertura o límite superior asegurado.

Si el precio de referencia efectivo real –es decir, aquel que resultaba de la aplicación normal de la nueva metodología de fijación de precios– era mayor al precio estabilizado entonces, entonces se generaba una deuda del consumidor boliviano (representado por el gobierno)

hacia las compañías petroleras; caso contrario, esta cuenta generaba un saldo positivo. La tasa de interés resultante de este convenio fue una del tipo simple, equivalente a un 9% anual. Una vez finalizado el acuerdo con las empresas privadas, el gobierno retomó el antiguo mecanismo de estabilización de precios vía ajustes en la tasa del IEHD y mantuvo los precios estabilizados en los niveles de julio de 2000. En este periodo no se presentaron grandes variaciones. De hecho, en junio de 2000 el precio de la gasolina alcanzó los Bs/litro 3.31, y así terminó en diciembre de 2003. Lo propio sucedió con el precio del diésel, en Bs/litro 3.12.

Del presente análisis se puede concluir que los precios de los principales derivados del petróleo fueron el resultado de varias decisiones adoptadas por el gobierno, ya sea para cambiar la metodología de fijación de precios o para estabilizarlos en niveles determinados. Los instrumentos utilizados fueron varios y de distinta naturaleza; sin embargo, queda claro que el costo fiscal asociado no fue trivial.

### 3.4 Periodo 2004 - 2005

El periodo 2002-2003 fue de mucha turbulencia política en Bolivia. Gran parte de la discusión en aquel momento tenía al sector de los hidrocarburos como un elemento central. En este contexto, toda la metodología de fijación de precios construida desde el año 1997 se puso en suspenso con la aplicación del Decreto Supremo 27691 del 19 de agosto de 2004, que “congela” el precio de referencia del petróleo crudo puesto en refinería. Esta norma, vigente hasta ahora, determinó los límites superior e inferior para el precio de referencia de los productos regulados:<sup>59</sup>

$$P_f = \begin{cases} 27.11 & \text{si } P_f > 27.11 \\ P_f & \text{si } 27.11 > P_f > 24.53 \\ 24.53 & \text{si } P_f < 24.53 \end{cases}$$

donde:

$P_f$  = precio de referencia que resulta del promedio de 365 días del WTI, descontando 6.29 USD/Barril.

En fecha 30 de diciembre de 2004, se aprobó el Decreto Supremo 27959, que establece lo siguiente:

- a) Precio de referencia. Ratifica lo señalado por el Decreto Supremo 27691 para los productos regulados. Para el GLP, el valor es de 16.91 USD/Barril.
- b) Modifica el margen de refinería.
- c) Modifica las alícuotas del IEHD.

En este periodo se destaca la aprobación del Decreto Supremo 27992 del 28 de enero de 2005, el cual abroga los decretos supremos 27343, 27344, 27442 y 27601 (referidos a

<sup>59</sup> Las variables y constantes tienen como unidad USD/Barril.

metodologías de cálculo del IEHD y precios para las gasolinas y GLP). El decreto tiene la finalidad de evitar el ajuste de los derivados del petróleo a los precios internacionales o al tipo de cambio. Por otra parte, el decreto supremo 28117 del 16 de mayo de 2005 instruye al ente regulador en realizar una revisión de los márgenes de transporte, tanto por ducto como por camiones cisterna. En adición, el decreto supremo 28121 (de la misma fecha) aprueba la cadena de precios del GLP producido en planta. La norma incorpora un margen de compensación al embotellado, donde se observa que esta actividad, al resultar deficitaria, tiende a ser protegida en el esquema de regulación boliviano bajo una figura de subvención cruzada. Esto quiere decir que los otros combustibles tienen un margen para financiar el costo del embotellado en sus cadenas de precio. Por cada litro de gasolina o diésel que se consume, se compensa el embotellado de 10Kg de GLP.

En este periodo los precios de los productos regulados tuvieron muy pocas variaciones. De hecho, el precio de la gasolina varió de 3.31 Bs/litro a 3.34 en abril del 2004, y luego de cinco variaciones llegó a diciembre del año 2004 con 3.74 Bs/litro, precio vigente hasta el presente. Con respecto al diésel, en el año 2002 presentó un precio de 3.12 Bs/litro. A diciembre de 2004 alcanzó los 3.72 Bs/litro, precio vigente hasta ahora. Poco a poco el esquema de precios regulados tendió a desfavorecer la actividad productiva del sector de hidrocarburos y a maquillar la realidad económica del consumidor final por medio de mecanismos de fijación de precios artificiales.

### 3.5 Periodo 2005 - 2022

En mayo del año 2005 se aprobó la Ley de Hidrocarburos 3058 (vigente hasta ahora). Estableció, entre otras<sup>60</sup>, las siguientes disposiciones en el sector petrolero y gasífero boliviano:

- Creó el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), equivalente al 32% de la producción bruta de hidrocarburos en boca de pozo. Este impuesto, asociado a las regalías existentes y las participaciones del 18%, ocasionó que el Estado, independientemente de los costos de operación y capital, retenga el 50% de las ventas brutas en boca de pozo.
- Hizo que las actividades de exploración y explotación deban efectuarse a través de Contratos de Producción Compartida, Contratos de Operación o de Asociación (Artículo 65). Aun así, la Ley no es clara, dado que en otro artículo menciona contratos de Exploración y Explotación (Artículo 38) y Desarrollo Compartido (Artículo 133).
- Para los contratos de exportación del gas, determinó que YPFB negociará un porcentaje de la exportación para financiar un Fondo de Ayuda Interna destinado a masificar el uso del gas natural en el mercado interno (Artículo 143).

---

<sup>60</sup> Esta Ley aprueba un conjunto de medidas de mayor alcance. En esta sección solo se mencionan aquellas relevantes para los objetivos que tiene este documento. Más detalles sobre esta Ley se encuentran en Medinaceli (2006), Medinaceli (2007b) y Medinaceli (2008). Algunos impactos se encuentran en Medinaceli (2012a), Medinaceli (2012b) y Medinaceli (2014).

- Con relación al precio de los hidrocarburos, la Ley establece que:
  - “el Regulador fijará, para el mercado interno, los precios máximos en moneda nacional, y los respectivos parámetros de actualización, de acuerdo a Reglamento, para los siguientes productos:
    - a) Petróleo Crudo y GLP, tomando como referencia la Paridad de Exportación del producto de referencia.
    - b) Productos Regulados, tomando como referencia los precios de la materia prima señalados en el inciso a) precedente.
    - c) Para los productos regulados importados, se fijarán tomando como referencia la Paridad de Importación.
    - d) Gas natural, considerando los precios de contratos existentes y de oportunidad de mercado.”
- El artículo 64 de la Ley establece que la producción de hidrocarburos provenientes de campos marginales y pequeños tendrá un premio según el nivel de producción y la calidad del hidrocarburo.

Un año después de aprobada esta ley de hidrocarburos, que también es la actual, el gobierno de Bolivia aprobó el decreto supremo 28701 (“Héroes del Chaco”<sup>61</sup>), que eleva la presión fiscal para los campos productores en Bolivia e inicia la renegociación de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos. La aprobación de esta norma tiene un carácter más simbólico que instrumental, ya que abre el espacio para que el Estado boliviano amplíe sus funciones de normador/regulador a operador. Luego de aprobada la medida, YPFB adquirió acciones y participación en otros segmentos de la cadena de valor de los hidrocarburos. Hoy en día es el principal operador del transporte, refinación y comercialización del gas, el petróleo y otros derivados en Bolivia.

Con respecto al esquema regulatorio, el Decreto Supremo 29768 del 29 de octubre de 2008 actualizó el cálculo de los márgenes de transportes diferentes para los productos regulados. El Decreto Supremo 29777 del 5 de noviembre de 2008, por su parte, actualizó el margen de la refinería, así como las alícuotas del IEHD. Estas medidas -junto a otra normativa descrita en el anexo del presente documento- modificaron ligeramente la regulación y la fijación de precios en Bolivia. En este periodo la única modificación de precios registrada ocurrió en diciembre de 2010, cuando se incrementaron los precios de los principales derivados del petróleo. No obstante, las presiones sociales obligaron a dar marcha atrás y fue así como, cinco días después de su aprobación, dichos precios regulados retornaron a su nivel original.<sup>62</sup>

---

<sup>61</sup> Denominado también el decreto de la “nacionalización de los hidrocarburos”.

<sup>62</sup> En el anexo a este documento se encuentran los valores de este incremento para la gasolina y el diésel.

### 3.6 Precios vigentes al año 2022

En esta sección se presentan los valores observados (al año 2022) de los precios regulados de los hidrocarburos y sus productos asociados. El objetivo central aquí consiste en realizar un análisis comparativo (de precios relativos) entre dichos precios. La Tabla 2 presenta los precios finales de los derivados del petróleo, la Gasolina Especial+, el Súper Etanol 92 y el Agro Fuel. Tal como se analizó en secciones previas, los precios de los productos más importantes –gasolina especial, diésel oíl y GLP<sup>63</sup>– se encuentran en los mismos niveles que el año 2005. También es útil señalar que la Agencia Nacional de Hidrocarburos<sup>64</sup> (ANH) regula y publica los precios de la Gasolina Especial+, el Súper Etanol 92 y el Agro Fuel, productos que tienen un componente agroindustrial ya sea por su contenido (Aditivos de Origen Vegetal) o por su sector de consumo (Agro Fuel).

Tabla 2: Precios finales de productos regulados: mayo de 2022

<i>Detalle</i>	<i>Unidad</i>	<i>Precios Consumidor Final</i>
Gasolina Especial+	Bs/l	3.74
Super Etanol 92	Bs/l	4.50
Gasolina Especial	Bs/l	3.74
Gasolina Premium	Bs/l	4.79
Diesel Oil	Bs/l	3.72
Gasolina Aviación	Bs/l	4.57
Kerosene	Bs/l	2.72
Jef Fuel Nacional	Bs/l	2.77
Agro Fuel	Bs/l	2.55
Gas Oil	Bs/l	1.10
Fuel Oil	Bs/l	2.78
GLP	Bs/Kg	2.25

Fuente: ANH

Elaboración propia

De acuerdo con la normativa legal,<sup>65</sup> los vehículos que ingresan al país con placa extranjera deben pagar precios sin subsidio. Por este motivo, la ANH calcula y publica los denominados “precios internacionales” (ver Tabla 3). Este criterio también aplica a las aeronaves que no tienen placa nacional para el consumo de jet fuel internacional.

<sup>63</sup> Para el GLP este precio es unitario, sin depender de las capacidades de cilindro disponibles a la venta en el mercado (10 kg o 45 kg).

<sup>64</sup> Ex Superintendencia de Hidrocarburos.

<sup>65</sup> Decreto Supremo 29814 del 27 de noviembre de 2008.

Tabla 3: Precios internacionales de productos regulados: mayo de 2022

Producto	Unidad	Precio Internacional
Gasolina Especial	Bs/litro	8.68
Gasolina Especial	Bs/litro	8.68
Diesel Oil	Bs/litro	8.88
Jef Fuel Internacional	Bs/litro	7.32
GNV	Bs/m3	3.10

Fuente: ANH

Elaboración: Propia

Siguiendo la estructura de formación de la cadena de precios de los productos derivados del petróleo, conforme a la normativa boliviana, la Tabla 4 presenta la formación del precio ex-refinación de los productos regulados. La Tabla 5 muestra la información para el GLP obtenido de las refinerías y aquel obtenido de las plantas de separación. El precio ex-refinación añade a los precios de referencia –el margen de refinería– los márgenes de compensación y el IVA. En el caso de la gasolina especial+ y el Súper Etanol 92, las proporciones del costo del etanol anhidro y del combustible fósil (gasolina base A, conforme a la norma) se distribuyen de acuerdo con el porcentaje de mezcla. Aunque la norma vigente al año 2022<sup>66</sup> indica que la Gasolina Especial+ debe contener un 12% de etanol anhidro, YPFB aún no realiza la mezcla correspondiente, y continúa sobre la anterior norma del 8% de mezcla. Es así como la primera fila presenta a la primera fase de la cadena de precios de la Gasolina Especial+, con un 8% de etanol. La segunda fila corresponde al Producto Super Etanol 92, con un 12% de etanol anhidro en la mezcla.

---

<sup>66</sup> RAR-ANH/240-2020.

Tabla 4: Composición del precio ex-refinación (USD/Barril)

PRODUCTO	Precio Etanol Anhidro (*)	Transporte Etanol Anhidro	Precio de Referencia	Margen de Refinería	Compensación Diferencial Precios Gas Oil	Margen de Compensación	IVA EX-REFINACIÓN	PRECIO EX-REFINACIÓN
Gasolina Especial+	7.59	0.71	24.94	5.54	n.a.	1.44	6.01	46.23
Super Etanol 92	11.38	1.07	23.86	5.30	n.a.	1.38	6.42	49.41
Gasolina Especial	n.a.	n.a.	27.11	6.02	n.a.	1.57	5.19	39.89
Gasolina Premium	n.a.	n.a.	27.11	6.02	n.a.	1.57	5.19	39.89
Diesel Oil	n.a.	n.a.	27.11	6.02	n.a.	1.57	5.19	39.89
Gasolina Aviación	n.a.	n.a.	27.11	6.02	n.a.	1.57	5.19	39.89
Kerosene	n.a.	n.a.	27.11	6.02	n.a.	1.57	5.19	39.89
Jef Fuel Nacional	n.a.	n.a.	27.11	6.02	n.a.	1.57	5.19	39.89
Jet Fuel Internacional	n.a.	n.a.	27.11	6.02	n.a.	1.57	5.19	39.89
Agro Fuel	n.a.	n.a.	27.11	6.02	n.a.	0.00	4.95	38.08
Gas Oil	n.a.	n.a.	27.11	4.81	-14.33	0.00	2.63	20.22
Fuel Oil	n.a.	n.a.	27.11	6.02	n.a.	1.57	5.19	39.89

(\*) Corresponde a los 5 primeros años que establece la Ley 1098 [2018-2023]

Fuente: ANH

Elaboración: Propia

Tabla 5: Precios del GLP (USD/Barril)

Producto	Precio de Referencia	Margen Refinación	IVA ExRefinación	IVA Precio de Referencia	Precio ExRefinación	Precio ExPlanta
GLP - Refinerías	16.9	4.8	3.2	n.a.	25.0	n.a.
GLP - Plantas	16.9	n.a.	n.a.	2.5	n.a.	19.4

Fuente: Elaboración propia con información normativa

La mayor carga tributaria (por IVA) de las gasolinas adecuadas para vehículos a ciclo Otto<sup>67</sup> corresponde a la Súper Etanol 92 y la Gasolina Especial+. El margen de refinería en estos casos es menor, dado que se está evaluando por barril de producto producido y que, por tanto, el volumen necesario de la “gasolina base A” es menor en proporción de la mezcla utilizada para producir un barril de gasolina con etanol. Adicionalmente, se observa que para los productos regulados –con excepción del Agro Fuel y el Gas Oil– el precio ex-refinería sigue una misma estructura de precios. Es decir, en términos financieros, la refinería percibe indistintamente el mismo margen al producir un barril de diésel oil, de querosén o de jet fuel internacional. Más aún, la subvención cruzada reflejada en el margen de compensación<sup>68</sup> es igual para todos los productos. Incluso si consideramos la utilización de un barril de gasolina base A, este tendría la misma compensación que los otros productos.

El tratamiento normativo para el GLP es diferente. Parte de la diferenciación que existe entre el GLP de refinería y el de plantas. Ambos cuentan con un precio referencial menor al de los otros productos regulados y se diferencian porque uno incorpora un margen de refinación y el otro incorpora un descuento o margen de refinería negativo. Este último se utiliza para definir un precio posterior al ex-planta. El margen de refinería de la producción del GLP de refinería es un valor positivo de 4.81 USD/barril.

<sup>67</sup> Es el combustible utilizado en vehículos con motores que funcionan a gasolina de combustión interna.

<sup>68</sup> Margen reconocido a las refinerías por la producción indistinta de un producto. Es una subvención cruzada, ya que nace del reconocimiento por la producción del GLP en refinerías y plantas y porque reconoce el monto no cubierto por la subvención con respecto al diferencial de precios del GLP.

La Tabla 6 presenta la formación de precios de los derivados del petróleo desde la salida de refinería hasta la fase pre terminal. Dado que el etanol anhidro es un Aditivo de Origen Vegetal (AOV), es decir no fósil, no es sujeto pasivo del pago del IEHD, pero sí lo es la gasolina base A en una proporción de hasta el 26% del precio de la gasolina especial (un combustible fósil). El resto de la cadena hasta el PPT corresponde al transporte de la gasolina fósil. La tasa del IEHD es un mecanismo de ajuste al precio final. Es un componente sensible ya que cualquier variación se traslada al consumidor final. Por ejemplo, la tasa IEHD para el Jet Fuel Internacional es casi 4 veces mayor a otras tasas. El Estado captura la variación de precios de mercado internacionales a través del ajuste de la tasa IEHD. Conforme establece la norma, las alícuotas del IEHD pueden modificarse por decreto supremo.

Tabla 6: Formación del Precio Pre-Terminal (USD/Barril): mayo de 2022

Producto	Precio Ex - Refinación	IEHD (*)	Transporte Poliductos	Transporte Diferentes	IVA Acumulado Post ExRefinación	Precio Pre Terminal
Gasolina Especial+	46.23	17.66	0.74	1.33	0.31	66.27
Super Etanol 92	49.41	16.89	0.70	1.28	0.30	68.58
Gasolina Especial	39.89	24.32	0.80	1.45	0.34	66.79
Gasolina Premium	39.89	43.13	0.80	1.45	0.34	85.60
Diesel Oil	39.89	24.64	0.80	1.45	0.34	67.11
Gasolina Aviación	39.89	36.60	-	1.45	0.22	78.15
Kerosene	39.89	5.75	0.80	1.45	0.34	48.22
Jef Fuel Nacional	39.89	6.36	0.80	1.45	0.34	48.83
Jet Fuel Internacional	39.89	96.85	0.80	1.45	0.34	139.32
Agro Fuel	38.08	12.23	-	-	-	50.32
Gas Oil	20.22	-	0.80	0.49	0.19	21.70
Fuel Oil	39.89	7.79	0.80	1.45	0.34	50.26

(\*) Corresponde a la alícuota definida en norma en Bs/l transformada a USD/Bbl

Fuente: Elaboración propia con información normativa

La Tabla 7 presenta la formación de precios desde el PPT hasta el precio que llega al consumidor final. Como ya se anotó, los márgenes de almacenaje y mayoreo destinan una parte del precio al almacenaje y al transporte de productos hasta las estaciones de servicio; el margen minorista cubre (en teoría) los costos de operación de dichas estaciones y una tasa de ganancia razonable. Destacan también la remuneración al mayorista (YPFB) y al minorista de los productos con etanol sobre otros productos, pues se reflejan incentivos para ampliar la cobertura de los combustibles verdes en el territorio nacional.

Tabla 7: Formación del Precio Final (USD/Barril): mayo: 2022

Producto	Precio Pre Terminal	Almacenaje	Mayorista	Minorista	IVA Acumulado	Precio Final
Gasolina Especial+	66.27	0.71	1.75	4.12	0.98	73.83
Super Etanol 92	68.58	0.68	12.16	4.82	2.64	88.87
Gasolina Especial	66.79	0.77	1.58	3.78	0.92	73.83
Gasolina Premium	85.60	2.38	1.64	3.78	1.17	94.57
Diesel Oil	67.11	0.77	1.58	3.15	0.82	73.43
Gasolina Aviación	78.15	2.38	4.37	3.78	1.57	90.25
Kerosene	48.22	2.38	1.64	0.74	0.71	53.69
Jef Fuel Nacional	48.83	0.77	4.32	-	0.76	54.68
Jet Fuel Internacional	139.32	0.77	3.73	-	0.67	144.49
Agro Fuel	50.32	-	-	-	-	50.32
Gas Oil	21.70	-	-	-	-	21.70
Fuel Oil	50.26	2.38	1.64	-	0.60	54.88

Fuente: Elaboración propia con información normativa y de la ANH a 2022

La regulación del precio del GLP contiene un elemento importante de subsidio cruzado que se explica a continuación, tanto para el GLP de refinerías como para aquel de plantas:

1. GLP de refinerías: Al precio ex-refinería se le suma un diferencial de precios que es compensado con Notas de Crédito fiscal (NOCREs). La norma indica que, si esta diferencial no compensa los costos del engarrado, se añade un subsidio cruzado denominado *margen de compensación*, un concepto que forma parte de la cadena de precios de los productos regulados, con excepción del GLP.
2. GLP de plantas: La carga del subsidio se traslada al consumidor final –tal como lo indica el decreto supremo 28121–, pues se ve reflejado en el diferencial de precios; es decir la diferencia entre el precio de referencia y el margen de refinería.

Tabla 8: Precio Final del GLP de Refinerías (USD/Barril): mayo de 2022

Concepto	Valor
Precio ExRefinación	25.00
Diferencial de Precios	9.10
NOCREs	-5.10
Transporte Poliductos	0.80
Transporte Diferentes	0.50
Almacenaje	3.50
Mayorista	3.40
Minorista	4.80
IVA Acumulado	2.50
<b>Precio Final</b>	<b>44.40</b>

Fuente: Elaboración propia con información normativa

Tabla 9: Precio Final del GLP de Plantas (USD/Barril): mayo de 2022

Concepto	Valor
Precio ExPlanta	19.40
Margen Refinación o Descuento	-3.10
IVA Margen Refinación	-0.50
Precio ExRefinación	15.90
Subvención	11.90
Transporte Poliductos	0.80
Transporte Diferentes	0.50
Almacenaje	3.50
Mayorista	3.40
Minorista	4.80
IVA Acumulado	3.70
<b>Precio Final</b>	<b>44.40</b>

Fuente: Elaboración propia con información normativa

Es importante señalar que los precios aprobados por la ANH utilizan el tipo de cambio oficial de la gestión 2004; es decir, 8.05 Bs/USD. Sin embargo, la normativa indica que las variaciones en los precios deben estar actualizadas en función al tipo de cambio en el cual se observó la variación. El hecho de que exista un tope en el precio referencial calculado o en otros márgenes no implica que no exista una variación al valor calculado, que se ajustará a la banda de precios definida en la norma.

Es un componente sensible, en términos sociales, la generación de fluctuaciones al precio final de la gasolina especial y la gasolina especial+. De la revisión de la Ley 1098, se evidencia que el etanol anhidro no es un insumo que cuenta con ninguna emisión de NOCREs (debido a su objetivo de eliminar la subvención). Por tanto, si se promueve una producción a economías de escala de este aditivo, acompañada de una política que incremente el consumo final (con un mayor porcentaje de mezcla), se podría permitir una reducción en los costos de producción de este aditivo y, por tanto, el precio interno podría alinearse con un precio competitivo de paridad de exportación. Esto conllevaría una posible reducción de los costos y del subsidio a la gasolina, sin la necesidad de incrementar el precio para el consumidor final.

## 4. Precios e incentivos al gas natural

### 4.1 Precios del gas natural

Luego de décadas de negociación, se consolidó una política integral de comercialización del gas natural entre Brasil y Bolivia. Conforme a lo que indica Medinaceli (2021), la negociación comenzó en la década de los setenta y culminó 20 años después con la suscripción del contrato de compraventa de gas natural YPFB-PETROBRAS. El 16 de agosto de 1996 se suscribió un contrato para ampliar el acuerdo y se firmó también el

contrato de pago anticipado para la construcción de un gasoducto de 3,100 km de longitud. Una vez concluidas las obras, el año 1999 se inició el suministro del gas natural a Brasil por un periodo de 20 años y con un volumen contractual inicial de 30.08 MM mcd, precios de exportación indexados a una canasta de *fuel oils* y con una modalidad de retiro y entregas “*take or pay*” y “*deliver or pay*”.

La firma del Acuerdo de Suministro de Gas<sup>69</sup> abrió la puerta al desarrollo energético del país con el gas natural como pilar fundamental. De esta manera, el 31 de octubre de 1996 el Decreto Supremo 24399 aprobó el Reglamento de Comercialización de Gas, que fue posteriormente modificado por los decretos 25144 y 25473, del 31 de agosto de 1998 y el 30 de julio de 1999, respectivamente. El contenido principal del reglamento es el siguiente:

- a) Se constituye el Comité de Agregación (conformado por el cargador y los productores representativos), con el fin de realizar la asignación de volúmenes para la exportación del gas natural a los mercados externos y, asimismo, de establecer sus condiciones.
- b) Se establecen las funciones del SIRESE, tales como determinar los volúmenes del gas natural necesarios para satisfacer el mercado interno y conceder permisos de exportación.
- c) Se determinan los niveles de reservas probadas y reservas probadas no contratadas, además de su libre disposición.
- d) Se establecen las categorías de consumo en el mercado interno: consumo propio, volumen quemado o venteado, reinyección, gas de proceso en plantas y tratamiento, consumo en refinerías y en operaciones de comercialización, combustible y pérdidas en ductos, plantas de generación eléctrica, gas natural por redes, consumos de la industria, comercio, transporte y petroquímica, pérdidas y otros ajustes.
- e) Se delimitan los tiempos para determinar volúmenes y posibles déficits de reservas, con el fin de proteger el consumo interno.
- f) Se describen los derechos y obligaciones para el suministro del gas natural a Brasil y Argentina.
- g) Se describe el procedimiento de asignación y cláusulas “*back to back*”.
- h) Se establecen los precios de venta para el mercado interno, que consideraban los arreglos contractuales vigentes en ese momento. En caso de no haber contratos, se consideraba el precio ponderado de venta entre Argentina y Brasil en boca de pozo, sumada la tarifa de transporte mercado interno y un factor constante de 1.1494. El resultado era el precio de venta en punto de entrega para los productores y cargadores.

Posteriormente, el Decreto Supremo 26037 del 22 de diciembre de 2000 excluyó de la metodología a la generación termoeléctrica, pues adujo que el costo de oportunidad era más elevado. Temporalmente, hasta que se aprobara una metodología específica, se aprobó un precio máximo de 1.30 USD/MPC. Esta norma fue abrogada por el Decreto Supremo 27354 del 4 de febrero de 2004 y estableció una metodología de cálculo para la generación termoeléctrica y la distribución del gas natural por redes. Su aplicación quedó vigente, pero en suspensión conforme lo establecido por el Decreto Supremo 27368 del 17 de febrero de 2004, dado que se encontraba en tratamiento un nuevo proyecto de ley de hidrocarburos.

---

<sup>69</sup> GSA: *Gas Supply Agreement*, por sus siglas en inglés.

Con el Decreto Supremo 27297 del 20 de diciembre de 2003 se aprobó el Reglamento de Conversión a Gas Natural Vehicular (GNV), que determinó la cadena de precios para el GNV. Luego, el Decreto Supremo 29629 del 2 de julio de 2008 aprobó la metodología para el Régimen de precios del GNV, modificado por el Decreto Supremo 2782 del 01 de junio de 2016. La ANH, a través de la Resolución Administrativa 0274/2016, aprobó la cadena de precios del GNV, tanto para Tarija como para el resto del territorio nacional.

En este contexto, era necesaria una reglamentación de precios para la distribución del gas natural por redes en las otras categorías. Fue así como el 7 de enero de 2005, a través del Decreto Supremo 27967, se estableció que el precio en *city gate* no debía exceder el promedio ponderado de 3 meses de los contratos vigentes en el mercado interno. Tal norma fue modificada por el Decreto Supremo 28106 del 29 de abril de 2005, donde se indicó que la metodología de cálculo del precio en *city gate* no debía exceder el 90% del precio promedio aritmético de los precios de participaciones<sup>70</sup> hidrocarburíferas para el mercado interno.

Posteriormente, en fecha 17 de mayo de 2005, se aprobó la Ley 3058 de Hidrocarburos, y a los dos días de su promulgación se aprobó el régimen transitorio de las actividades hidrocarburíferas en el país (Decreto Supremo 28173). En este sentido, el régimen de precios vigente hasta aquel momento (el Decreto Supremo 27354) quedó al margen de lo establecido en el nuevo régimen transitorio. Por tanto, el Decreto Supremo 28275 del 8 de agosto de 2005 abrogó el Decreto 27354 sobre la metodología de cálculo del precio del gas natural para la generación termoeléctrica y las redes de gas.

Luego de aprobado el Decreto Supremo 28701 “Héroes del Chaco”<sup>71</sup>, resultó necesario establecer lineamientos para la determinación de precios en el mercado interno, y también que YPFB los aplicara en sus contratos de comercialización. Así, el Decreto Supremo 29510 del 9 de abril de 2008 estableció dichos lineamientos para la generación termoeléctrica, la distribución del gas natural por redes, los consumidores directos y el GNV:<sup>72</sup>

- a) Generación termoeléctrica<sup>73</sup>: es el valor máximo de todos los precios declarados por los agentes generadores al Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) para la fijación de precios de nodo en el periodo noviembre 2007 - abril 2008.
- b) Generación termoeléctrica<sup>74</sup>: mismas condiciones de contratos vigentes hasta esa fecha.
- c) Gas natural por redes: es el precio no mayor a lo establecido en la Resolución Administrativa SSDH 0605/2005, equivalente a 0.98 USD/MPC.
- d) Consumidores Directos: no mayor a los contratos vigentes hasta esa fecha.
- e) GNV: no mayor a los contratos vigentes hasta esa fecha; es decir, se ajusta lo

---

<sup>70</sup> Es una categoría del impuesto a la producción. Para más detalle, ver Medinaceli (2007a).

<sup>71</sup> También denominado el decreto de la “nacionalización de los hidrocarburos”.

<sup>72</sup> Cabe señalar que el precio del GNV se ajusta al Decreto Supremo 2782 y Resolución Administrativa 0274/2016 de la ANH.

<sup>73</sup> Del sistema interconectado nacional.

<sup>74</sup> De los sistemas aislados.

establecido en el Decreto Supremo 27297.

En el año 2013, el decreto supremo 1719 estableció lineamientos para determinar el precio del gas natural en las Plantas Separadoras de Líquidos (PSLs). En este marco, la Resolución Ministerial 255 del 28 de octubre de 2013 aprobó la metodología de precios del gas natural para PSLs, definida por la ANH. Esta, mediante Resolución Administrativa, 0073/2020 y ratificada por la 0136/2021, determinó el precio del gas natural para las PSLs en 1.31 USD/MPC. Luego, el Decreto Supremo 1996 del 15 de mayo de 2014 aprobó el Reglamento de Distribución del Gas natural por Redes, y en ese marco la ANH aprobó los precios máximos para las distintas categorías: doméstica, comercial e industrial, para el territorio nacional y para Tarija<sup>75</sup>.

A través de las Resoluciones Administrativas RAR 0034/2005, RAR 0035/2005, RAR 0036/2005, RAR 0037/2005, RAR 0038/2005, RAR 0039/2005, RAR 0040/2005, RAR 0041/2005, se aprobó el precio del gas natural por redes para las categorías doméstica y comercial; y a través de la RAR 0331/2017, para la categoría industrial en todo el territorio nacional, exceptuando a Tarija. Para el caso específico de la Empresa Tarijeña del Gas (EMTAGAS), las categorías doméstica e industrial contaron con un precio del gas aprobado por la RAR 0122/2005; y la categoría comercial, por SSDH 0598/2001.

El Decreto Supremo 2863 del 3 de agosto de 2016 modificó el Decreto Supremo 29510, e incorporó el precio del gas natural para la reinyección (extracción de líquidos), también conocido como *gas lift*, con un valor de 0.97 USD/MPC<sup>76</sup>. Dicho decreto estableció también la metodología para el precio del gas natural utilizado en las plantas de extracción de licuables<sup>77</sup> y la ANH lo determinó en 1.33 USD/MPC.

La Resolución Ministerial 147-17 aprobó la metodología para el cálculo del precio del gas natural como combustible y como materia prima para la Planta de Amoníaco y Urea (PAU). Luego, la ANH, mediante la Resolución Administrativa RAR 0173/2018 del 20 de enero de 2018, aprobó el precio de 0.90 USD/MPC para ambos (combustible y materia prima).

Como resultado del conjunto de normas antes señaladas, la Tabla 10 presenta el precio al consumidor final de las distintas categorías de consumo; la Tabla 11 muestra la estructura de precios en las redes de distribución. Estos valores responden a: 1) criterios de optimización de las inversiones realizadas en las plantas de separación de líquidos; 2) la necesidad de extraer mayores cantidades de líquidos; 3) la necesidad de generar competitividad en los mercados de exportación de la urea; 4) la decisión de incentivar la ampliación de cobertura para el GNV; 5) la necesidad de lograr tarifas de electricidad bajas que beneficien al consumidor boliviano.

---

<sup>75</sup> Operación vigente de la Empresa Tarijeña del Gas (EMTAGAS).

<sup>76</sup> Aprobado por Resolución Administrativa RAR 0391-2016 de la ANH.

<sup>77</sup> Que se encuentran dentro de las áreas de los contratos de exploración y explotación.

Tabla 10: Precios al consumidor final del gas natural

Producto	Unidad	Precio al Consumidor Final
PSLs	USD/MPC	1.31
Gas Lift	USD/MPC	0.97
Extracción de Licuables	USD/MPC	1.33
PAU	USD/MPC	0.90
GNV	Bs/m3	1.66
Generación termoeléctrica	USD/MPC	1.30

Fuente: ANH

Elaboración: Propia

Tabla 11: Precios del gas natural por redes

Categoría	Unidad	YPFB	EMTAGAS
Doméstica	USD/MPC	5.17 - 6.13	2.45 - 3.19
Comercial	USD/MPC	4.32 - 6.13	1.50 - 1.70
Industrial	USD/MPC	1.87 - 2.52	0.9

Nota: Los valores varían por Departamento, y son fijados por la ANH

Fuente: ANH

Elaboración: Propia

A continuación se presenta la estructura de precios del GNV para las áreas abastecidas de operación de YPFB (Tabla 12) y EMTAGAS en Tarija (Tabla 13). La principal diferencia entre ambas son los recursos asignados al Fondo de Reconversión Vehicular (FCV), y el Fondo de Recalificación y Reposición de Cilindros (FRC), lo cual debe ir en función a la inspección de calidad de los cilindros con respecto al número de conversiones. Desde la aprobación del programa de reconversión en 2016, pasaron más de 5 años desde que los vehículos convertidos requieren inspecciones en cuanto a la capacidad y calidad del cilindro para seguir operando en condiciones óptimas.

En Tarija, el programa de conversión aprobado por la Ley 3802 del 24 de diciembre de 2007 permitió el uso de este fondo con recursos propios a través de un Fondo Rotatorio. Cabe remarcar que los Aportes al Fondo de Conversión (AFC) son montos obligatorios en todo el territorio nacional, y que su fin es el de generar recursos para el fondo de conversión, donde las estaciones de servicio actúan como agentes de retención.

Tabla 12: Cadena de precios del GNV; área YPFB

Concepto	Precio
Precio en boca de pozo	0.57
Tarifa de transporte	0.41
<b>Precio City Gate</b>	<b>0.98</b>
Tarifa de Distribución al minorista	0.24
Fondo de Operaciones	0.16
Rebaja en City Gate	0.32
<b>Precio de Distribución</b>	<b>1.70</b>
FRC	0.20
FCV	0.61
IEHD	-
<b>Precio Gas Natural minorista</b>	<b>2.52</b>
Margen Minorista	4.20
AFC	0.08
<b>Precio Final GNV</b>	<b>6.80</b>

Fuente: RAR-ANH-ULGR-0274-2016, Resolución Administrativa ANH

Tabla 13: Cadena de precios del GNV; área EMTAGAS

Concepto	Precio
<b>Precio en boca de pozo</b>	<b>0.57</b>
Tarifa de transporte	0.41
<b>Precio City Gate</b>	<b>0.98</b>
Tarifa de Distribución al minorista	0.24
Fondo de Operaciones	0.16
Rebaja en City Gate	0.32
<b>Precio de Distribución</b>	<b>1.70</b>
FRC	0.08
FCV	0.74
IEHD	-
<b>Precio Gas Natural minorista</b>	<b>2.52</b>
Margen Minorista	4.20
AFC	0.08
<b>Precio Final GNV</b>	<b>6.80</b>

Fuente: RAR-ANH-ULGR-0274-2016, Resolución Administrativa ANH

## 4.2 Incentivos

La ampliación del uso del gas natural en el mercado interno y la ampliación de los potenciales mercados de exportación requerían que las actividades del *upstream* fueran impulsadas. El consecuente efecto del desincentivo a la inversión en actividades productivas, debido a la subvención (El-Katiri & Fattouh, 2015), condujo a la necesidad

del Estado a buscar un mecanismo de incentivos (que resultó en un nuevo subsidio) para promover nuevas inversiones en la producción del petróleo crudo, el condensado y el gas natural, así como se ve en la Tabla 14:

*Tabla 14: Inversiones en E&E [millones de USD]*

<b>Año</b>	<b>Exploración</b>	<b>Explotación</b>	<b>Total</b>
2010	109.4	433.5	542.8
2011	204.0	652.9	856.9
2012	108.6	791.8	900.5
2013	190.2	756.2	946.4
2014	208.5	1,020.9	1,229.4
2015	297.8	840.2	1,138.0
2016	327.4	518.7	846.1
2017	305.7	276.1	581.8
2018	275.7	241.5	517.2
2019	312.1	299.6	611.7

Fuente: MHE/YPFB

Elaboración: Propia.

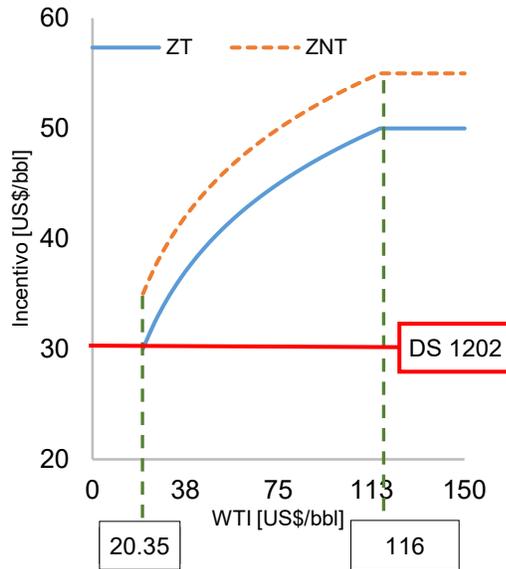
En el año 2006 se estableció el primer Reglamento del Régimen de Incentivos para la producción de petróleo y gas natural en campos marginales y pequeños. En aquel momento se estableció un monto de 13 USD/Barril en la producción de petróleo y la asignación prioritaria en mercados de exportación para el caso de la producción de gas natural, conforme a una reglamentación que no fue realizada. Posteriormente, en el año 2012, a través del Decreto Supremo 1202 del 18 de abril, se incrementó el valor del incentivo a 30 USD/Barril sobre la producción de petróleo, se mantuvo la orientación del incentivo en el gas natural y se reglamentó dicho decreto mediante resoluciones ministeriales 103 y 128, del año 2014 y 2016, respectivamente.

La ampliación y especificación de los mecanismos de subsidio al productor (incentivos), tanto sobre los contratos de servicios ya suscritos entre YPFB con las empresas, así como también sobre las nuevas inversiones para los productos indicados, requería un instrumento normativo de mayor jerarquía, una ley. Por ello, el 11 de diciembre de 2015 el Estado boliviano promulgó la Ley 767 de Promoción para la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera, modificada por la Ley 840. Su reglamento, aprobado mediante el Decreto Supremo 2830 del 6 de julio de 2016, estableció los mecanismos de aplicación de incentivos a la producción del petróleo crudo, a la producción de condensado asociado al gas natural y al incentivo orientado a los campos gasíferos con reservorios de gas seco, los campos marginales y los pequeños.<sup>78</sup> Esta norma fue modificada y complementada por el decreto supremo 4616 del 10 de noviembre de 2021. Tuvo la finalidad de establecer condiciones para la aplicación de incentivos a las inversiones en exploración y explotación hidrocarburífera cuando YPFB fuera el operador. Priorizó áreas con potencial de producción del petróleo. Los incentivos señalados son los siguientes:

<sup>78</sup> La Resolución Ministerial 289-16 del 16 de diciembre de 2016 determina los plazos, mecanismos y procedimientos para la aplicación de incentivos.

- a) Producción de petróleo: La Figura 2 muestra el crecimiento del valor del incentivo en función logarítmica con respecto al WTI (*West Texas Intermediate* - referencia precio internacional del petróleo):

Figura 2: Incentivo a la producción del petróleo



Fuente: Elaboración propia con base a normativa

Como se puede observar, se genera una relación logarítmica positiva entre el valor del incentivo y el WTI hasta los 116 USD/Barril para la producción total en un periodo determinado. La relación es mayor con respecto a la constante establecida en el Decreto Supremo 1202 sobre el WTI. El cálculo del incentivo se divide en una Zona Tradicional y una Zona No Tradicional, conforme a las siguientes ecuaciones descritas en el Decreto Supremo 2830 y sus modificaciones:

$$I_{ZT,t} = [-4.623 + 11.491 \times \ln(WTI_t)] \times Q_t$$

$$I_{ZNT,t} = [0.377 + 11.491 \times \ln(WTI_t)] \times Q_t$$

Sujeto al siguiente rango:  $20.35 < WTI < 116$ , donde:

$I_{ZT,t}$  = Incentivo mensual para la Zona Tradicional en el periodo  $t$ , expresado en dólares estadounidenses.

$I_{ZNT,t}$  = Incentivo mensual para la Zona No Tradicional en el periodo  $t$ , expresado en dólares estadounidenses.

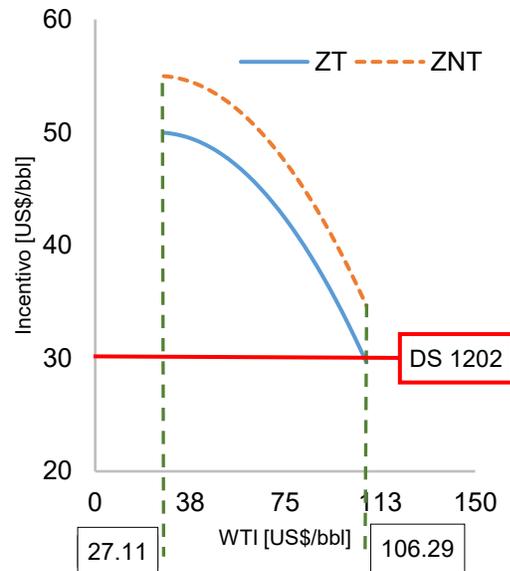
$Q_t$  = Volumen de producción del petróleo crudo medido en punto de fiscalización, y expresado en barriles.

Para valores superiores a 116 USD/Barril, el WTI se considera el valor determinado del incentivo al límite superior. Por tanto, en la Zona Tradicional el incentivo va entre

30 a 50 USD/ Barril, y en la Zona No Tradicional, entre 35 a 55 USD/Barril.

- b) Producción de condensado a partir del gas natural: La norma autoriza dos tipos de incentivo, uno que incrementa directamente su valor en función al WTI, y otro que incrementa su valor con respecto al tiempo de duración y en función a los recursos prospectivos. El primero se observa en la Figura 3; el segundo, en la Tabla 15:

Figura 3: Incentivo a la producción del condensado



Fuente: Elaboración propia con base a normativa

Tabla 15: Plazo límite para el incentivo a la producción del condensado

Recursos Prospectivos [TCF]	Plazo Límite [años]	
	Zona Tradicional	Zona No Tradicional
< 1	20	25
De 1 a 2	13	18
> 2	7	12

Fuente: Elaboración propia con base a normativa

Para este incentivo se observa una relación cuadrática lineal inversa entre el valor del incentivo y el WTI hasta los 106.29 USD/Barril para la producción total en un periodo determinado. El cálculo del incentivo, en cuanto a valor, se divide para Zona Tradicional y Zona No Tradicional conforme a las siguientes ecuaciones:

$$I_{ZT,t} = [-0.003 \times WTI_t^2 + 0.1479 \times WTI + 48.173] \times Q_t$$

$$I_{ZNT,t} = [-0.003 \times WTI_t^2 + 0.1479 \times WTI + 53.173] \times Q_t$$

donde:

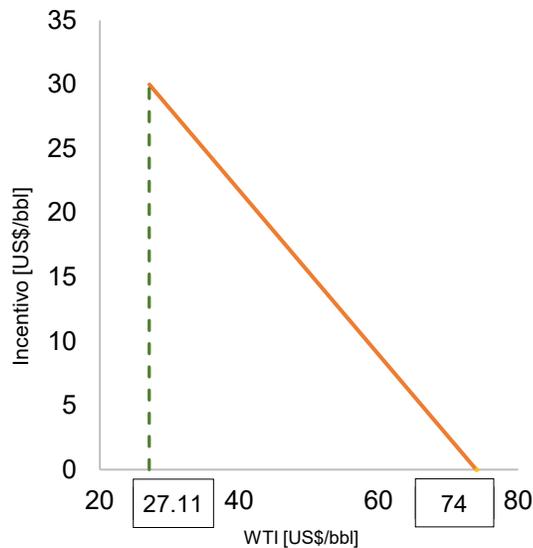
$Q_t$  = Volumen de producción de condensado, medido en punto de fiscalización y expresado en barriles.

Ambas zonas tienen un rango de WTI entre 27.11 y 106.29 USD/Barril. Para valores inferiores o superiores al valor mínimo o máximo, respectivamente, se suspende el pago de incentivos.

Cabe señalar que los valores establecidos en la Tabla 15 quedan sujetos a una revisión y ajuste por YPF, considerando el valor actual neto económico/comercial del titular, a fin de ajustar dicho plazo si es necesario.

- c) Producción adicional de condensado a partir de gas natural. Aplica a campos en periodo de explotación de reservorios productores. Cuenta con un comportamiento inverso y lineal con respecto al WTI, tal como lo muestra la Figura 4.

Figura 4: Incentivo por producción adicional de condensado



Fuente: Elaboración propia con base a normativa

El cálculo total del incentivo sigue la función de la siguiente ecuación:

$$I_t = [-0.6398 \times WTI + 47.345] \times Q_t$$

El valor calculado se encuentra sujeto a un rango del WTI entre 27.11 y 74 USD/Barril, donde no existe ningún pago de incentivo para valores inferiores al límite de 27.11 y superiores a 74 USD/Barril. El volumen  $Q_t$  es la producción de condensado asociado al gas natural por encima de una línea base. El plazo del incentivo es diez años.

- d) Producción de gas natural. La normativa indica que se realizará una priorización de mercados como parte del incentivo, con una asignación de venta del gas natural

hasta un 99,5% hacia el mercado externo, para campos pequeños y/o marginales y reservorios de gas seco. La siguiente ecuación muestra los criterios de asignación:

$$MI_t = MI_{t-1} - \left[ \frac{0.002 \times I_c \times (Y_{\max} - Y_{\text{res}})}{PME_{t-1} - PMI_{t-1}} \right] \times 100$$

donde:

$MI_t$  = Porcentaje de asignación al mercado interno en el periodo anual  $t$ .

$MI_{t-1}$  = Porcentaje de asignación al mercado interno en el periodo anual  $t-1$ .

$I_c$  = Promedio anual del incentivo determinado para el condensado en la Zona Tradicional o la No Tradicional, según corresponda y en las condiciones previstas bajo la norma.

$Y_{\max}$  = Relación de Condensado Gas Natural, expresado en 10 Barriles/MMpc.

$Y_{\text{res}}$  = Relación Condensado Gas Natural del Reservorio de Gas Seco, expresado en Barriles/MMpc.

$PME_{t-1}$  = Precio promedio ponderado de venta del gas natural al mercado externo en punto de fiscalización, en el periodo  $t-1$ , expresado en USD/MPC.

$PMI_{t-1}$  = Precio promedio ponderado de venta del gas natural al mercado interno en punto de fiscalización, en el periodo  $t-1$ , expresado en USD/MPC.

El financiamiento de este incentivo funciona a través del Fondo de Promoción a la Inversión en Exploración y Explotación de Hidrocarburos (FPIEEH), cuyos recursos provienen en un 12% del IDH antes de la distribución a las entidades territoriales autónomas, universidades públicas y todos los beneficiarios previstos en la normativa.

## 5. Precios a los aditivos de origen vegetal

En secciones previas se analizó la política y normativa correspondiente a la fijación de precios de los hidrocarburos y sus derivados, así como también la del gas natural. Una alternativa que busca responder a los desafíos del cambio de la matriz energética y a la reducción gradual de la subvención por parte del Estado es la política adoptada por el gobierno boliviano con respecto de los Aditivos de Origen Vegetal (AOV). Es así como la Ley 1098 del 15 de septiembre de 2018 aprobó la producción y la comercialización de AOV, con el fin de eliminar a mediano plazo la subvención a los combustibles líquidos, tanto la gasolina como el diésel.

Esta ley tipifica dos tipos de AOV: el etanol anhidro y el biodiésel. El etanol anhidro se identifica como un alcohol etílico con un grado de deshidratación mínimo de 99,5%. Funciona a través de procesos que no generan residuos químicos, con el fin de evitar la corrosión en los vehículos.

La metodología para fijar el precio del etanol anhidro fue aprobada mediante RM/127 del 18 de octubre de 2018, que establece un periodo para el precio definido y fijo por 5 años, donde se reconocen:

- a) Un precio de indiferencia o equilibrio entre producir un producto principal (en caso de la caña, el azúcar) y el etanol anhidro<sup>79</sup>, a fin de evitar distorsiones en la producción entre ambos bienes;
- b) Un precio unitario que permita la recuperación de inversiones en plantas de deshidratación y tratamiento de vinazas por parte del sector agroindustrial.

Este precio está vigente por cinco años y se espera que, posteriormente, dependa únicamente del precio de indiferencia entre producir azúcar y etanol anhidro. La Resolución Administrativa de la ANH 002/2019 aprobó el precio –para volúmenes retirados anuales totales superiores a 30 millones de litros– en 4.80 Bs/litro y 4.94 Bs/litro para volúmenes inferiores, con el fin de incentivar el retiro y la producción de mayores niveles de etanol anhidro.

La proporción de mezcla del etanol anhidro establecida en la norma inició con el lanzamiento del producto denominado Super Etanol 92, con una mezcla volumétrica de 12% (e12), y con un octanaje RON 92. El precio final al consumidor fue de 4.50 Bs/litro. El 28 de enero de 2019 se aprobó la RM 15-2019 con la finalidad de establecer una metodología de cálculo para los precios finales de los combustibles líquidos que contienen etanol anhidro. Esta medida tuvo la finalidad de reducir el subsidio de dos formas:

- 1) Desplazar volúmenes. Dependiendo de la proporción de mezcla, el etanol anhidro sustituye la demanda por gasolina e insumos y aditivos. Es decir, por litro adicional consumido de etanol anhidro se espera una reducción en la necesidad de importar combustibles en la misma proporción.
- 2) Reducir el precio de la gasolina producida e importada. Por su alto nivel de octanaje RON (aproximadamente 113), el etanol anhidro requiere, para la mezcla final, combustible fósil de bajo octanaje;<sup>80</sup> es decir, un insumo y aditivo de menor precio.

En este contexto, mediante la RM 42-2019 del 1 de abril de 2019, se aprobó la calidad del combustible fósil (producido o importado) de bajo octanaje (gasolina base), para ser mezclado con etanol anhidro (e8) y sustituir a la gasolina especial bajo un nuevo nombre: Gasolina Especial+. A través de la RM 45-2019 del 1 de abril de 2019 se aprobó la metodología para determinar nuevos valores de los PPT y el Precio Ex-Refinería para la formación de la cadena de precio de la Gasolina Especial+.

Con la finalidad de desplazar una mayor proporción de insumos y aditivos, el Decreto Supremo 3992 reconoció el mismo tratamiento tributario y el reconocimiento de NOCREs a los volúmenes de gasolina fósil importada para ser mezclados con el etanol anhidro. Por tanto, el etanol anhidro no solo se mezclaría con la producción nacional, sino también con los insumos y aditivos. De esta manera, la norma de calidad conlleva a que los insumos y

---

<sup>79</sup> Etanol Anhidro puede conseguirse por un proceso de tamización del alcohol obtenido de materias primas con alto contenido de azúcares, almidones o celulosas, por ejemplo: caña de azúcar, sorgo, maíz, etc.

<sup>80</sup> La valoración de las gasolinas se realiza, principalmente, por su octanaje RON.

aditivos que sirvan de gasolina base sean de menor calidad, y por tanto, de menor precio. Este procedimiento es reglamentado a través de la Resolución Biministerial 1-2019.

La política de AOV determina que, gradualmente, debe garantizarse la producción de materia prima para la elaboración del etanol anhidro. Por tanto, los retiros de YPFB deben incrementarse anualmente para responder a dicho mandato. El 18 de agosto de 2020 se aprobó la RM 060-2020, que determina una gasolina base A genérica que se ajusta a las necesidades de calidad que deben acompañar a un crecimiento gradual de la mezcla del etanol anhidro con la gasolina, en el marco de la Ley 1098. En dicha resolución, se estableció que el porcentaje de mezcla es el máximo definido por el Decreto Supremo 3672 del 25 de septiembre de 2018<sup>81</sup>. Así, por tanto, la proporción que debe contener la gasolina especial+ es de un 12%.<sup>82</sup>

## 6. Análisis respecto al Etanol Anhidro

A continuación, se analizará la biomasa empleada para su transformación y uso como aditivo al combustible líquido en vehículos de ciclo Otto. La Ley 1098 del 15 de septiembre de 2018 establece el marco para la producción, almacenaje, transporte, comercialización y mezcla de AOV<sup>83</sup>.

Con relación al capítulo de la Ley concerniente a los precios, se establece lo siguiente: a) Para un primer periodo, el cálculo del precio del etanol anhidro debe contemplar (entre los factores pertinentes) al precio de indiferencia entre transformar la caña de azúcar (o la materia prima) en azúcar (u otro producto principal) y las inversiones realizadas para la deshidratación del etanol. b) Luego de este primer periodo, se establecerá un nuevo precio que contemple únicamente al precio de indiferencia. El nuevo precio deberá actualizarse.

Como se mencionó antes, la normativa de 2019 contempla dos precios aprobados por la ANH, para volúmenes de venta de etanol anhidro superiores a 30 millones de litros y para cantidades menores, con 4.80Bs/litro y 4.94Bs/litro (neto de IVA), respectivamente. De esta manera, la reducción del precio del AOV incentiva la producción a escala por medio de un incremento en el porcentaje de mezcla. En esta línea, la norma de la ANH determinó las especificaciones de calidad de la gasolina final con un AOV conforme a los lineamientos, dentro el límite establecido en el Decreto Supremo 3672. Es así como en Bolivia se inició la implementación progresiva del etanol anhidro, siendo Tarija, Santa Cruz, Cochabamba y La Paz las primeras plazas en incorporar el AOV con el Súper Etanol 92 y la Gasolina Especial+.

En 2020, para dar cumplimiento al objetivo de política de combustibles verdes, y reducir gradualmente la subvención, se observó que la norma apunta al sector productivo para

---

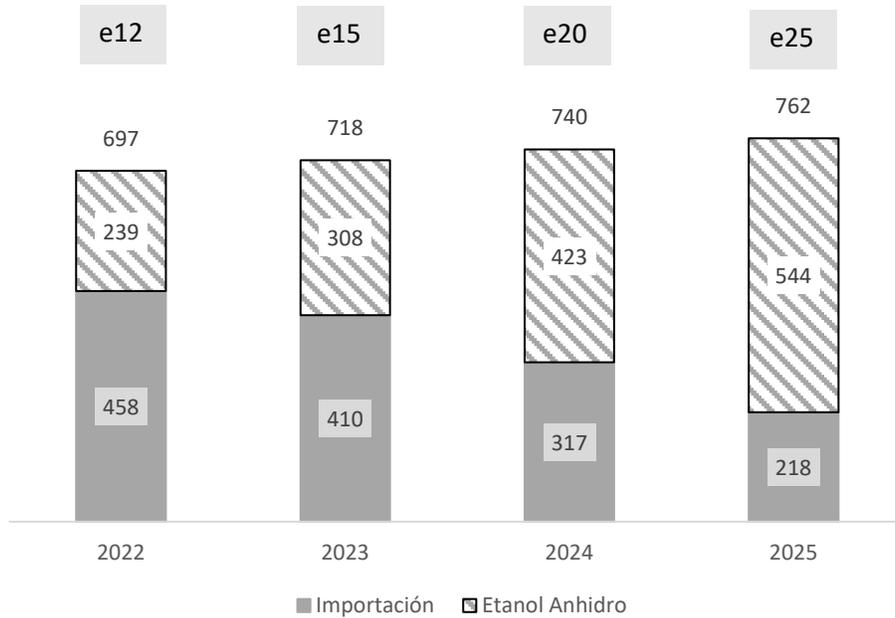
<sup>81</sup> Que determina que la mezcla será hasta un 12% de AOV.

<sup>82</sup> Determinado en la Resolución Administrativa de la ANH RAR 240-2020 del 07 de septiembre de 2019, que instruye a YPFB la mezcla de un 12% de etanol anhidro en la composición de la Gasolina Especial+.

<sup>83</sup> La norma indica que son productos intermedios extraídos o derivados de productos, subproductos, residuos y desechos vegetales que se emplean para ser mezclados con Gasolinas, Diésel Oíl u otros carburantes de origen fósil. La Ley solo define dos: Etanol Anhidro y Biodiésel.

garantizar los volúmenes necesarios para alcanzar la reducción de los subsidios. En este sentido, la normativa establece un porcentaje fijo de mezcla del etanol anhidro para la Gasolina Especial+, que corresponde al límite superior del Decreto Supremo 3672, equivalente a un 12%. Esto con el fin de desplazar mayores volúmenes de insumos y aditivos (IyA) y dar cumplimiento al objetivo de reducir la subvención. La Figura 5 muestra un desplazamiento exponencial del requerimiento de IyA a medida que se incrementa el porcentaje de mezcla del etanol anhidro.

Figura 5: Desplazamiento de IyA por Etanol Anhidro



Las cadenas de precios de la Gasolina Especial+ y del Súper Etanol 92, con una mezcla de un 12% vigente, se muestran en las siguientes Tablas. Dependiendo del porcentaje de mezcla, para un perfil de demanda se aplican precios distintos del etanol anhidro. Cabe señalar que el Estado viene aplicando una mezcla de etanol anhidro menor al 12% en la Gasolina Especial+.

Tabla 16: Cadena de Precios: Gasolina Especial+ (Bs/litro)

Concepto	Gasolina Base	Etanol Anhidro	GE+
<b>Etanol Anhidro</b>		<b>4.80</b>	<b>0.38</b>
IVA Etanol Anhidro		0.72	0.06
Transporte AOV		0.45	0.04
IVA Transporte AOV		0.07	0.01
<b>Precio de Referencia</b>	<b>1.37</b>		<b>1.26</b>
IVA Referencia	0.21		0.19
Margen Refinería	0.28		0.26
IVA Margen de Refinería	0.04		0.04
Margen de Compensación	0.08		0.07
IVA Margen Comp	0.01		0.01
Margen Poliducto	0.04		0.04
IVA Poliducto	0.01		0.01
Margen Diferentes	0.07		0.07
IVA Diferentes	0.01		0.01
IEHD	0.97		0.89
Margen de Almacenaje			0.04
IVA Almacenaje			0.01
Margen Mayorista			0.10
IVA Mayorista			0.02
Margen Minorista			0.22
IVA Minorista			0.03
<b>Precio Usuario Final</b>			<b>3.74</b>

Fuente: Elaboración propia conforme a precios finales y normativa.

Tabla 17: Cadena de Precios: Súper Etanol 92 (Bs/litro)

	Gasolina Base	Etanol Anhidro	SE92
Etanol Anhidro		4.80	0.58
IVA Etanol Anhidro		0.72	0.09
Transporte AOV		0.45	0.05
IVA Transporte AOV		0.07	0.01
<b>Precio de Referencia</b>	<b>1.37</b>		<b>1.21</b>
IVA Referencia	0.21		0.18
Margen Refinería	0.28		0.25
IVA Margen de Refinería	0.04		0.04
Margen de Compensación	0.08		0.07
IVA Margen Comp	0.01		0.01
Margen Poliducto	0.04		0.04
IVA Poliducto	0.01		0.01
Margen Diferentes	0.07		0.06
IVA Diferentes	0.01		0.01
IEHD	0.97		0.86
Margen de Almacenaje			0.04
IVA Almacenaje			0.01
Margen Mayorista			0.64
IVA Mayorista			0.10
Margen Minorista			0.24
IVA Minorista			0.04
<b>Precio Usuario Final</b>			<b>4.50</b>

Fuente: Elaboración propia conforme a precios finales y normativa.

Finalmente, una correcta implementación de la política de AOV, que tome en cuenta los precios y los mandatos normativos, podría generar economías de escala y una paridad de precios externos del etanol anhidro. Producir mayores cantidades de etanol anhidro también podría permitir a la industria generar retornos por la venta de mayores volúmenes a un precio competitivo de mercado a partir del quinto año (2023), periodo posterior al que corresponde a la fijación de precios.

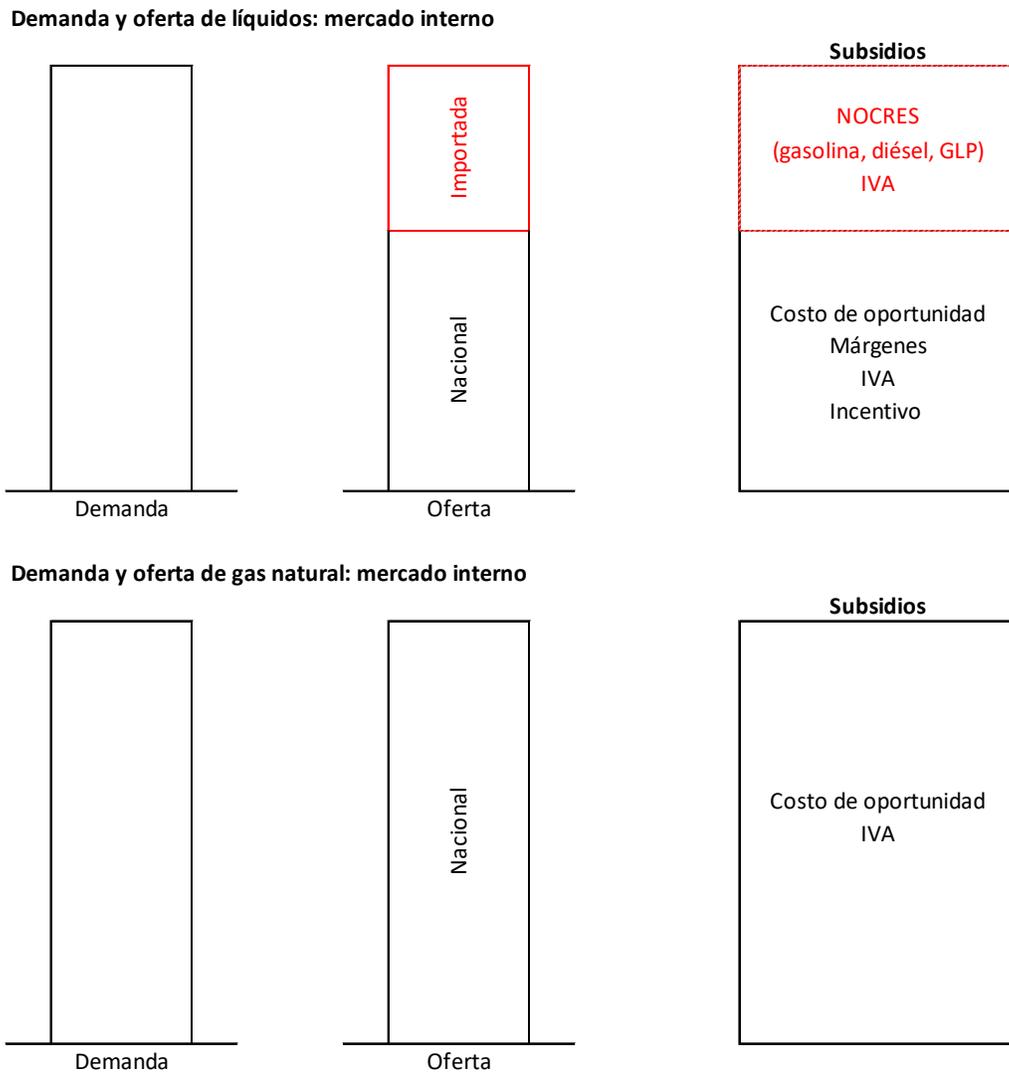
## 7. Subsidios en Bolivia

La Figura 6 presenta la estructura analítica propuesta para entender el destino de los subsidios sobre los precios de la energía en Bolivia. En el mercado del petróleo y sus derivados, cuando la oferta es nacional existen subsidios basados en el costo de oportunidad, en la no actualización de márgenes, en las pérdidas en el IVA no recaudado y asimismo hay uno directo (denominado “incentivo”) destinado a los operadores de campos de líquidos y de gas<sup>84</sup>. Por otra parte, cuando la oferta de líquidos es importada, entonces se presenta un subsidio directo basado en el valor importado y el IVA no

<sup>84</sup> Según clasificación antes vista, por producto o destino: Crudo, condensado o participación de mercados de gas natural.

recaudado. Con relación al gas natural, toda la oferta es doméstica, por lo cual en esta sección solo se analizará el subsidio por el costo de oportunidad y el IVA no recaudado. Es importante señalar que el “incentivo” que entrega el Estado boliviano también se aplica a los campos de gas natural; sin embargo, no existe información discriminada (por el tipo de producto) sobre dicho concepto, por lo cual todo este incentivo será analizado en la sección de la oferta y demanda de líquidos.

Figura 6: Marco analítico para el estudio de los subsidios en Bolivia



Fuente: Elaboración propia.

### 7.1 Metodología aplicada al petróleo y sus derivados

En esta sección se presenta la metodología de estimación de los subsidios presentes en la producción y el consumo del petróleo y sus derivados, tanto si son producidos a nivel doméstico como si son importados. Cuando el origen de estos productos es doméstico, entonces se presentan al menos 4 tipos de subsidio:

1. Basado en el costo de oportunidad. Como ya se analizó, el precio de venta del petróleo<sup>85</sup> en Bolivia tiene un tope de USD/Barril 27.11. Por este motivo, cuando el precio de paridad de exportación está por encima de este tope, se presenta un subsidio basado en el costo de oportunidad, ya que los productores podrían exportar la producción y recibir un precio mayor al del mercado interno<sup>86</sup>. La siguiente ecuación muestra cómo se estima este subsidio:

$$S_t^{co,l} = (pl_{int} - xl_t - \overline{pl}_0) \cdot Vl_t$$

donde:

$S_t^{co,l}$  = Subsidio del costo de oportunidad de la producción de líquidos.

$pl_{int,t}$  = Precio internacional del petróleo.

$xl_t$  = Factor de ajuste para encontrar el precio paridad de exportación.<sup>87</sup>

$\overline{pl}_0$  = Precio tope para la venta de líquidos en Bolivia.

$Vl_t$  = Volumen de producción de líquidos en Bolivia.

2. Basado en márgenes. La metodología de fijación de los precios regulados de los derivados del petróleo en Bolivia incorpora márgenes de refinación, comercialización y transporte. Dichos márgenes casi no se han ajustado desde su creación. Por ello, hoy en día no reflejan los costos actuales de provisión del servicio. La aproximación de este subsidio se realiza de la siguiente manera:

$$S_t^{m,d} = (mr_t^d + mt_t^d + mc_t^d - mr_0^d - mt_0^d - mc_0^d) \cdot V_t^d$$

donde:

$S_t^{m,d}$  = Subsidio al no ajuste de márgenes en la cadena de precios del derivado  $d$ .

$mr_t^d$  = Margen de refinación ajustado al periodo  $t$  del derivado  $d$ .

$mt_t^d$  = Margen de transporte ajustado al periodo  $t$  del derivado  $d$ .

$mc_t^d$  = Margen de comercialización ajustado al periodo  $t$  del derivado  $d$ .

$mr_0^d$  = Margen de refinación vigente del derivado  $d$ .

$mt_0^d$  = Margen de transporte vigente del derivado  $d$ .

$mc_0^d$  = Margen de comercialización vigente del derivado  $d$ .

$V_t^d$  = Volumen comercializado del derivado  $d$ .

3. Basado en el IVA. Es el impuesto al valor agregado que resulta de aplicar la alícuota a la metodología de fijación de precios regulados, al precio de referencia del petróleo medido a paridad de exportación y a los márgenes (refinación, transporte

<sup>85</sup> Por parte de los productores.

<sup>86</sup> Las instituciones que reciben las regalías y el IDH sobre este precio también se verían beneficiadas, dado que los precios de venta en boca de pozo serían mayores.

<sup>87</sup> Usualmente incorpora el costo de transporte y comercialización.

y comercialización) ajustados. Es decir:

$$S_t^{iva,d} = S_t^{co,l} \cdot \left(\frac{13}{87}\right) + \sum_{d=1}^n S_t^{m,d} \cdot \left(\frac{13}{87}\right)$$

donde:

$S_t^{iva,d}$  = Subsidio resultante de la aplicación de la alícuota del IVA a la cadena de precios del derivado  $d$ .

4. Basado en las NOCREs. Dado que la demanda de derivados no se abastece completamente con la producción nacional, ha sido necesario importar volúmenes de diésel, gasolinas (en la forma de aditivos) y GLP. En este caso el subsidio es del tipo tradicional; es decir, el gobierno cubre la diferencia entre el valor de las importaciones y el precio de venta en el mercado interno.<sup>88</sup>

A continuación se explica el mecanismo de cálculo de la entrega de NOCREs para la importación de diésel oíl y gasolinas.

El 22 de diciembre de 1994 se promulgó la Ley 1606 que creó el IEHD. Esta ley tuvo la finalidad de gravar y generar una mayor recaudación tributaria sobre la comercialización de los hidrocarburos y sus derivados, hayan sido estos producidos internamente o importados. Como ya se analizó, en 1997, con el Reglamento sobre el Régimen de Precios de Productos de Petróleo, se introdujo la tasa del IEHD como parte de las cadenas de precios de los productos regulados. Durante el periodo 1997-2002, la variación en las tasas del IEHD respondió a políticas de esterilización para balancear el incremento en los precios internacionales de referencia.

El Decreto Supremo 26783 del 7 de septiembre de 2002 fijó una nueva tasa para el IEHD del diésel importado e instruyó al ministerio responsable de la política de hidrocarburos a realizar la metodología para la actualización y el cálculo de la tasa del IEHD. El 14 de enero de 2003, mediante el Decreto Supremo 26917, se aprobó el mecanismo de fijación del IEHD a ser calculado por la entonces denominada Superintendencia de Hidrocarburos. Durante el periodo 2004 a 2014, el mecanismo fue modificado mediante los decretos supremos 27440, 27696, 27715, 28046, 28416 y 1905. En estas normas se actualizó el indicador para el diésel oíl importado<sup>89</sup> promedio del Gas Oíl 2 Waterborne. La fórmula de ajuste se describe en la siguiente ecuación:<sup>90</sup>

$$IEHD_1 = IEHD_0 + \frac{PP_0 - PP_1}{158.98} \times TC + (PDO_1 - PDO_0)$$

donde:

<sup>88</sup> Procedimentalmente, el Estado boliviano entrega notas de crédito a la empresa estatal de petróleo YPFb.

<sup>89</sup> Promedio del Gas Oíl 2 Waterborne.

<sup>90</sup> La fórmula se actualiza únicamente cuando se registra una variación del producto Platts y cuando la misma es de una magnitud mayor o menor al 7%.

$IEHD_1$	= Nueva tasa IEHD del diésel importado, en Bs/litro.
$IEHD_0$	= Tasa IEHD calculada por la ANH para el periodo $t - 1$ , en Bs/litro, siendo el valor inicial de -3.10 Bs/litro.
$PP_1$	= Precio promedio del Gas Oíl 2 Waterborne publicado en el Platts de los últimos cinco datos anteriores a la fecha de cálculo realizado por la ANH, en USD/barril.
$PP_0$	= Precio efectivo correspondiente al día de la última variación del +/- 4%, en USD por barril. Valor inicial: 97.99 USD/Barril.
$TC$	= Tipo de cambio (Bs/USD) del día anterior a la detección de la variación.
158.98	= Factor constante de conversión de barriles a litros.
$PDO_1$	= Nuevo precio vigente del diésel oíl calculado por la ANH, en Bs/litro. El valor inicial es de 3.72 Bs/litro.
$PDO_0$	= Precio vigente del diésel oíl, calculado por la ANH, en bolivianos por litro. El valor inicial es de 3.72 Bs/l.

A través de este mecanismo, la tasa del IEHD se convirtió en el mecanismo de cálculo para la subvención del diésel. Por este motivo, el 28 de febrero de 2003 el Decreto Supremo 26946 estableció el mecanismo de subvención a favor de las empresas importadoras de este producto con notas de crédito fiscal negociables (NOCREs)<sup>91</sup>. La emisión de dichas NOCREs está en función del valor negativo de la tasa del IEHD y el volumen total importado. El cálculo de la subvención es:<sup>92</sup>

$$NOCREs = IEHD_1 \times Vol$$

donde:

$NOCREs$	= Valor de notas de crédito fiscal negociables, en bolivianos.
$IEHD_1$	= Valor negativo calculado por la ANH.
$Vol$	= Volumen total importado de diésel oíl.

El Decreto Supremo 29868 del 20 de diciembre de 2008 (abrogado y reemplazado por el Decreto Supremo 286 del 9 de septiembre de 2009) marcó el inicio de la transferencia de responsabilidad del costo real de la importación de la gasolina (legalmente denominada “insumos y aditivos”). Las variaciones entre el precio real internacional y el costo de producir internamente combustibles líquidos, en lugar de trasladar dicha variación (ya sea incremento o reducción) al precio al consumidor final, la norma establece que dicho diferencial es asumido por el Estado a través de la subvención; es decir, por la emisión de NOCREs. La estructura reconocida para la subvención de insumos y aditivos se refleja a detalle en la Resolución Ministerial

<sup>91</sup> Una nota de crédito fiscal es un documento emitido por el gobierno central que permite, a su poseedor, pagar los impuestos de ley por el valor equivalente al establecido en dicha nota. Si esta nota es negociable, entonces su poseedor puede comercializarla en el mercado secundario y el comprador puede utilizarla para pagar los impuestos que le corresponden.

<sup>92</sup> Mecanismo modificado por los decretos supremos 26972 de 25 de marzo de 2003 y 27440, de 7 de abril de 2004.

48 del 19 de abril de 2017, del actual Ministerio de Hidrocarburos y Energías.

De acuerdo con el Decreto Supremo 286, la subvención (por litro) de insumos y aditivos a favor de YPFB es igual a la sumatoria del costo de importación de insumos y aditivos, el precio de la gasolina blanca y el IEHD, menos el PPT (neto del IVA) de la gasolina especial publicado por la ANH. De esta manera, la emisión de NOCRES sigue la forma de la siguiente ecuación:

$$\text{Subv} = \begin{cases} \text{Vol} \times (CT_{YPFB} - PPT) & \text{si el importador es YPFB} \\ \text{Vol} \times (CT_{\text{ref}} - P_{\text{exRef}}) & \text{si el importador es YPFB Refinación S. A.} \end{cases}$$

donde:

*Subv* = Valor total de la subvención, en bolivianos.

*Vol* = Volumen total obtenido de la gasolina especial proveniente de la mezcla con insumos y aditivos, en litros.

$CT_{YPFB}$  = Suma de los costos unitarios de YPFB Casa Matriz, que es la suma del costo proporcional de insumos y aditivos más el costo proporcional de la gasolina blanca empleada para elaborar la gasolina especial, en bolivianos por litro.

$CT_{\text{ref}}$  = Suma de los costos unitarios de YPFB Refinación S.A., que es la suma del costo proporcional de insumos y aditivos más el costo proporcional de la gasolina blanca empleada para elaborar la gasolina especial, en bolivianos por litro.

*PPT* = Precio Pre-Terminal, que considera los costos hasta la entrada a una terminal de almacenaje, neto de IVA<sup>93</sup>, en Bs/litro.

*PexRef* = Precio Ex-Refinería, que considera los costos hasta la salida del producto de una refinería, en Bs/litro.

Adicionalmente, el Decreto Supremo 2358 del 13 de mayo de 2015 fijó el margen de transporte por poliductos para los productos regulados del petróleo en 0.80 USD/barril. El Decreto Supremo 2717 del 6 de abril de 2016 fijó, a su vez, una metodología para el cálculo de transportes diferentes.

El 20 de enero de 2022 se aprobó el Decreto Supremo 4661 que estableció un mecanismo de importación y reconocimiento de NOCRES para la importación del petróleo crudo. El decreto estableció a la subvención como la sumatoria de los costos para la importación del petróleo crudo puesto en refinería sin IVA, descontando los costos administrativos, menos el precio de referencia del petróleo crudo nacional sin IVA al tipo de cambio oficial.

En el caso del GLP, el Decreto Supremo 29166 del 13 de junio de 2007, modificado por el Decreto Supremo 29721 del 26 de septiembre de 2008, emitió una autorización de la deuda por parte del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas

---

<sup>93</sup> Es decir, y con fines estrictos de cálculo, no considera el costo que se realiza por el pago del IVA.

de acuerdo a la reglamentación. Esta autorización aún espera su aprobación por una resolución biministerial del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas con el de Hidrocarburos y Energías desde la gestión 2008. Hasta el momento no hay aclaraciones, pero sí existe una deuda acumulada del sector público que en algún momento deberá ser efectiva conforme a la norma. La acumulación de la deuda se detuvo debido al inicio de las operaciones en las plantas separadoras de líquidos en 2013, cuando Bolivia cubrió al mercado interno y generó excedentes para la exportación. Por otro lado, y como se señaló anteriormente, existe una subvención cruzada al engarrafado reflejada en el margen de compensación en la cadena de todos los combustibles líquidos.

5. Incentivo. Como se anotó previamente, el gobierno boliviano otorga un incentivo a la producción de hidrocarburos en función de los precios internacionales del petróleo y la producción de petróleo y condensado. El monto global del incentivo es:

$$S_t^i = i_i(pl_{int,t}, V_t^c) \cdot V_t^c$$

donde:

$S_t^i$	= Incentivo otorgado a los productores de petróleo.
$i_i(pl_{int,t}, V_t^c)$	= Incentivo (por unidad producida) que depende de los precios internacionales y la producción del campo $c$ .
$V_t^c$	= Producción del campo $c$ .

Los incentivos a la producción fueron implementados normativamente a fines de la gestión 2006. Para entonces no se obtuvo ningún resultado específico debido a la falta de una reglamentación. Posteriormente, en 2012 se reglamentaron los incentivos o subsidios al productor. Sin embargo, fue a partir de la reglamentación de la Ley 767 que el Fondo de Promoción a la Inversión en Exploración y Explotación de Hidrocarburos (FPIEEH) contempló una reasignación de recursos provenientes del IDH (12%).

## 7.2 Metodología aplicada al gas natural

En esta sección se presenta la metodología de estimación de los subsidios presentes en la producción y el consumo del gas natural. De acuerdo con la normativa analizada, se identifican al menos 2 tipos de subsidios en la producción, el transporte y la comercialización del gas natural producido domésticamente. Estos son:

1. Basados en el costo de oportunidad. El precio de venta del gas natural<sup>94</sup> en Bolivia no se ajusta a las variaciones observadas en los precios de paridad de exportación<sup>95</sup>;

<sup>94</sup> Precio por parte de los productores a los consumidores finales o puesto en *city gate*.

<sup>95</sup> A Brasil y/o Argentina.

por este motivo, cuando este último precio está por encima de los domésticos, se presenta un subsidio al costo de oportunidad, ya que los productores podrían exportar la producción y recibir un precio mayor al del mercado interno<sup>96</sup>. La siguiente ecuación muestra la forma en que se estima este subsidio:

$$S_t^{\text{co,gn}} = (ppe_t - xgn_t - \overline{pgn_0}) \cdot Vgn_t$$

donde:

$S_t^{\text{co,gn}}$  = Subsidio al costo de oportunidad de la producción del gas natural.

$ppe_t$  = Precio de paridad de la exportación del gas natural.

$xgn_t$  = Factor de ajuste por el transporte.

$\overline{pgn_0}$  = Precio interno por la venta del gas natural en Bolivia.

$Vgn_t$  = Volumen de producción del gas natural en Bolivia.

2. Basados en el IVA. Es el impuesto al valor agregado que resulta de aplicar la tasa impositiva al subsidio por el costo de oportunidad:

$$S_t^{\text{iva,gn}} = S_t^{\text{co,gn}} \cdot \left(\frac{13}{87}\right)$$

## 7.3 Estimación de subsidios

### 7.3.1 Petróleo y sus derivados

La Tabla 18 presenta la estimación del subsidio por costo de oportunidad del petróleo procesado en las refinerías bolivianas (periodo 2010-2025). Desde el año 2015 se observa una tendencia creciente debido a la disminución de la producción doméstica del petróleo. Para los años proyectados, la tendencia creciente también se encuentra influenciada por unos mayores precios internacionales del WTI. Las dos últimas columnas presentan las fuentes de financiamiento de este subsidio o, dicho de otra manera, presentan las instituciones que se beneficiarían si el precio de venta del petróleo se realizase a paridad de exportación. De acuerdo con la normativa vigente, el 50% sería recibido por aquellas instituciones que reciben recursos por las regalías departamentales y el IDH; por otra parte, el otro 50% sería parte del margen bruto de los operadores. Es importante señalar que este margen cubre la participación de YPF<sup>97</sup>, los costos de operación, los costos de capital, los impuestos de ley y el margen neto del operador.

<sup>96</sup> Las instituciones que reciben las regalías y el IDH sobre este precio también se verían beneficiadas, dado que los precios de venta en boca de pozo serían mayores.

<sup>97</sup> Resultado del Decreto Supremo “Héroes del Chaco”.

Tabla 18: Subsidio basado en el costo de oportunidad: Producción del petróleo<sup>98</sup>

Año	Precio Internacional WTI (USD/Barril)	Factor de Ajuste (USD/Barril)	Precio DS 27691 (USD/Barril)	Volumen producción refinерías (MM Barriles)	Subsidio Petróleo Costo de Oportunidad (MM USD)	Subsidio Margen Bruto del Operador (MM USD)	Subsidio Regalías 18% + IDH 32% (MM USD)
2010	79.48	6.29	27.11	10.05	463.28	231.64	231.64
2011	94.88	6.29	27.11	10.96	673.83	336.91	336.91
2012	94.05	6.29	27.11	11.61	704.04	352.02	352.02
2013	97.98	6.29	27.11	12.71	821.13	410.57	410.57
2014	93.17	6.29	27.11	13.74	821.35	410.67	410.67
2015	48.66	6.29	27.11	14.27	217.74	108.87	108.87
2016	43.29	6.29	27.11	14.98	148.11	74.05	74.05
2017	50.80	6.29	27.11	15.80	274.94	137.47	137.47
2018	65.23	6.29	27.11	16.47	524.09	262.05	262.05
2019	56.99	6.29	27.11	16.76	395.27	197.63	197.63
2020	39.16	6.29	27.11	12.91	74.38	37.19	37.19
2021	68.1	6.29	27.11	16.05	557.57	278.78	278.78
2022e	96.9	6.29	27.11	16.00	1,016.10	508.05	508.05
2023e	88.6	6.29	27.11	15.94	879.19	439.59	439.59
2024e	80.0	6.29	27.11	15.85	738.59	369.30	369.30
2025e	70.6	6.29	27.11	15.74	586.27	293.13	293.13

(1) El valor de 6.29 es el factor descuento tomado del valor estimado en el decreto supremo 27691.

(2) El volumen de producción de refinерías es estimado.

(e) Estimado

Volúmenes: Tasa de crecimiento demanda = 3% inter-anual y producción doméstica decreciente

Precio: Proyección de la EIA

Fuente: Elaboración propia con datos de YPF, EIA y normativa.

Un segundo componente de los subsidios a los líquidos en Bolivia surge ante la no actualización de los márgenes de refinación, transporte y comercialización de los productos derivados (regulados) del petróleo. De acuerdo a la normativa, dicha actualización debería realizarse tomando en cuenta, sobre todo, los costos asociados a estas actividades. La Tabla 19 presenta los resultados por este subsidio para las gasolinas y el diésel nacional, utilizando como criterio de actualización la variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC) en Bolivia.<sup>99</sup> El detalle de las estimaciones se presenta en el anexo a este documento. Los márgenes actualizados corresponden a refinерías, compensación al engarrado de GLP, transportes (ductos y cisternas), plantas de almacenaje (logística), mayoreo y distribución en estaciones de servicio. El comportamiento decreciente de los últimos años se debe a que el cálculo fue realizado para la producción doméstica de ambos productos, no así para su demanda total.

<sup>98</sup> Crudo utilizado en refinерías.

<sup>99</sup> El periodo base es agosto de 2004.

Tabla 19: Subsidio por actualización de márgenes: Gasolinas y diésel oil nacional

Año	IPC (agosto 2004=100)	Gasolinas (MM USD)	Diésel Oil Nacional (MM USD)	Total (MM USD)
2010	150.7	150.7	106.3	257.0
2011	161.1	161.1	121.8	282.9
2012	168.5	184.5	137.3	321.8
2013	179.4	224.1	165.3	389.5
2014	188.7	239.8	189.2	429.0
2015	194.3	247.9	218.1	465.9
2016	202.0	330.4	208.8	539.2
2017	207.5	332.1	196.2	528.4
2018	210.7	324.3	193.5	517.9
2019	213.7	297.6	158.6	456.3
2020	215.2	318.6	170.2	488.7
2021	217.1	308.9	149.7	458.7
2022e	221.5	302.5	137.5	440.0
2023e	225.9	296.2	126.2	422.4
2024e	230.4	290.1	115.8	405.9
2025e	235.0	284.0	106.3	390.4

Fuente: INE, ANH

(e) Estimado

Elaboración: Propia

Si los precios domésticos fuesen ajustados por el costo de oportunidad asociado a la producción del petróleo y por la actualización en los márgenes de la cadena de valor de los precios regulados, entonces todo ello generaría un IVA adicional. En este sentido, la Tabla 19 presenta la estimación para este concepto. Es importante señalar que la tasa del IVA aplicada es del 14.94%.<sup>100</sup>

---

<sup>100</sup> 14.94% = 13/87.

Tabla 20: Subsidio por IVA asociado al costo de oportunidad y los márgenes no actualizados

Año	Subsidio costo de oportunidad petróleo (MM USD)	Subsidio actualización márgenes gasolinas y diésel nacional (MM USD)	IVA asociado (MM USD)
2010	463.3	257.0	107.6
2011	673.8	282.9	143.0
2012	704.0	321.8	153.3
2013	821.1	389.5	180.9
2014	821.3	429.0	186.8
2015	217.7	465.9	102.2
2016	148.1	539.2	102.7
2017	274.9	528.4	120.0
2018	524.1	517.9	155.7
2019	395.3	456.3	127.2
2020	74.4	488.7	84.1
2021	557.6	458.7	151.9
2022e	1,016.1	440.0	217.6
2023e	879.2	422.4	194.5
2024e	738.6	405.9	171.0
2025e	586.3	390.4	145.9

Fuente: Elaboración propia

(e) Estimado

Desde hace más de 30 años existen dos categorías de diésel: el nacional y el importado, dado que abastecer toda la demanda nunca fue (ni es) posible solamente con la producción doméstica. Por ello, cuando se estabilizaron los precios finales de este producto, el subsidio al diésel comenzó a ganar notoriedad. Como se explicó previamente, la fórmula del subsidio al diésel contempla el uso de la alícuota negativa del IEHD<sup>101</sup> calculada por la ANH, que se ajusta a precios internacionales de referencia como el *gas oil 2 Waterborne*. La Tabla 21 presenta el cálculo del subsidio a la importación del diésel mediante alícuotas negativas del IEHD. La información pronosticada se realiza en función a la evolución del WTI debido a su correlación con el referente internacional antes citado.

<sup>101</sup> La alícuota de IEHD se calcula según el punto de internación del producto.

Tabla 21: Subsidio a la importación del diésel oil

Año	Volumen importado de diésel oil (MM litros)	Costo de importación (MM Bs)	Tipo de cambio (BS/USD)	Costo unitario de importación (USD/Barril)	WTI*** (USD/Barril)	Costo unitario de importación (Bs/litro)	Tasa del IEHD (Bs/litro)	Subsidio de importación (MM Bs)	Subsidio de importación (MM USD)
	a	b	c	d	e	f	g	-g*a	g*a/c
2010	556.4	2,938.3	7.07	118.8	79.5	5.28	-2.94	1,636.1	231.5
2011	778.9	5,683.4	6.99	166.0	94.9	7.30	-4.32	3,364.4	481.5
2012	780.7	5,845.2	6.96	171.0	94.1	7.49	-4.48	3,498.4	502.6
2013	886.2	6,559.2	6.96	169.1	98.0	7.40	-4.53	4,010.8	576.3
2014	936.8	6,548.4	6.96	159.7	93.2	6.99	-3.71	3,478.9	499.8
2015	809.1	3,544.5	6.96	100.1	48.7	4.38	-1.32	1,071.3	153.9
2016	913.5	3,426.9	6.96	85.7	43.3	3.75	-1.24	1,134.5	163.0
2017	1,071.9	4,536.7	6.96	96.7	50.8	4.23	-1.75	1,880.6	270.2
2018	1,203.9	6,023.8	6.96	114.3	65.2	5.00	-2.63	3,162.1	454.3
2019	1,433.0	6,408.9	6.96	102.2	57.0	4.47	-2.35	3,364.5	483.4
2020	997.3	4,268.0	6.96	97.8	39.2	4.28	-1.14	1,139.5	163.7
2021	1,250.0	6,800.5	6.96	124.3	68.1	5.44	-2.41	3,016.7	433.4
2022e	1,287.5	8,625.7	6.96	153.0	96.9	6.70	-4.54	5,841.0	839.2
2023e	1,326.1	8,401.4	6.96	144.7	88.6	6.34	-4.15	5,499.5	790.2
2024e	1,365.9	8,140.9	6.96	136.1	80.0	5.96	-3.75	5,116.4	735.1
2025e	1,406.9	7,808.5	6.96	126.8	70.6	5.55	-3.31	4,653.2	668.6

(e) Estimado

(1) Información ANH (tasa IEHD) hasta 01/05/2022, el resto es estimado.

Fuente: INE, YPF, EIA y ANH

Elaboración: Propia

La siguiente categoría de subsidios se refiere a la importación de insumos y aditivos para la obtención de gasolinas. La Tabla 22 presenta la estimación de este subsidio tras emplear la metodología establecida en la normativa legal y vinculando los costos de importación unitarios con el precio del WTI. En este caso se observa que la magnitud del subsidio es creciente debido a unos mayores volúmenes y precios de importación, con la única excepción del año 2020 debido a la pandemia del COVID-19. La estimación de los volúmenes importados de insumos y aditivos para 2025 considera que el crecimiento será vegetativo y que la producción en refinerías se estabilizará con la aplicación del decreto supremo que autorice la importación del crudo a fin de incrementar la productividad de las refinerías.<sup>102</sup>

<sup>102</sup> Si bien el precio del petróleo crudo es menor con respecto a los productos refinados, la demanda del transporte y almacenaje es distinta, lo cual podría incidir negativamente en la reducción de los subsidios.

Tabla 22: Subsidio a la importación de insumos y aditivos para obtener gasolinas

Año	Volumen importado de insumos y aditivos* (MM litros)	Costo de importación (MM Bs)	Tipo de cambio (BS/USD)	Costo unitario de importación (USD/Barril)	WTI*** (USD/Barril)	Costo unitario de importación (Bs/litro)	Subsidio de importación** (Bs/litro)	Subsidio de importación (MM Bs)	Subsidio de importación (MM USD)
	a	b	c	d	e	f	$g = 3.12 \cdot f \cdot 0.85$	$g^* \cdot a$	$g^* \cdot a / c$
2010	111.2	649.0	7.07	131.3	79.5	5.84	1.84	204.8	29.0
2011	192.5	1,477.5	6.99	174.6	94.9	7.67	3.40	655.2	93.8
2012	208.1	1,601.7	6.96	175.8	94.1	7.70	3.42	712.2	102.3
2013	200.9	1,513.4	6.96	172.1	98.0	7.53	3.28	659.7	94.8
2014	290.6	2,094.8	6.96	164.7	93.2	7.21	3.01	874.0	125.6
2015	367.3	1,903.2	6.96	118.3	48.7	5.18	1.28	471.6	67.8
2016	199.7	903.7	6.96	103.4	43.3	4.53	0.73	145.1	20.8
2017	322.7	1,656.9	6.96	117.3	50.8	5.13	1.24	401.4	57.7
2018	428.9	2,430.3	6.96	129.4	65.2	5.67	1.70	727.7	104.6
2019	648.7	3,413.4	6.96	120.2	57.0	5.26	1.35	877.3	126.1
2020	174.0	788.2	6.96	103.5	39.2	4.53	0.73	127.2	18.3
2021	677.1	3,926.5	6.96	132.5	68.1	5.80	1.81	1,225.0	176.0
2022e	697.4	4,922.3	6.96	161.2	96.9	7.06	2.88	2,008.1	288.5
2023e	718.3	4,808.4	6.96	152.9	88.6	6.69	2.57	1,846.0	265.2
2024e	739.9	4,675.0	6.96	144.3	80.0	6.32	2.25	1,665.4	239.3
2025e	762.1	4,502.9	6.96	135.0	70.6	5.91	1.90	1,449.9	208.3

(e) Estimado

(\*) Estimado con base a información de YPFB (35% de 1.934 millones de litros de demanda estimada)

(\*\*) Coeficiente de subsidio, tomando en cuenta un PPT de 3.10 Bs/l sin IVA y mezcla con gasolina blanca entre 7%-12%.

(\*\*\*) Estimación con base a información de la EIA

Fuente: Elaboración propia con datos de YPFB; EIA, BCB

Desde el año 2013 Bolivia cuenta con seguridad energética en términos del GLP. Como se indicó en una sección anterior, la reglamentación a ser emitida por resolución biministerial aún no se encuentra aprobada a fin de consolidar y certificar los volúmenes y valores de subsidio para la importación del GLP en el periodo 2009-2013. Sin embargo, siguiendo la normativa respectiva a la diferenciación del costo de importación con respecto al PPT, la Tabla 23 presenta el subsidio a la importación del GLP que fue también realizada mediante la emisión de NOCREs. La actividad de engarrado del GLP de 10 kg se encuentra sujeta a una certificación y un subsidio conforme a la norma, la cual es realizada por el ministerio de Hidrocarburos y Energías, previa evaluación de costos presentados por YPFB engarrador, YPFB refinación y engarradoras privadas como Peca Gas, Roqui Gas, Cruceña del Norte, Venus Gas y Pailón Gas. Las certificaciones a partir de 2010 muestran el monto del subsidio recibido por la actividad de engarrado y el monto anual de dichas certificaciones. Los datos proyectados se presentan en la Tabla 24.

Tabla 23: Subsidio por importación del GLP

Año	Volumen Importado (Ton)	Subsidio (MM USD)
2009	3,030	1.1
2010	20,685	18.9
2011	33,790	39.4
2012	39,244	47.4
2013 (*)	5,216	5.3

(\*) Segundo semestre Bolivia cubre demanda

Fuente: YPFB

Tabla 24: Subsidio al engarrafado del GLP 10 kg

Año	Subsidio Certificado (MM de US\$)
2010	1.92
2011	1.95
2012	1.88
2013	1.97
2014	1.99
2015	2.11
2016	2.20
2017	2.20
2018	2.25
2019	2.16
2020	2.07
2021e	2.11
2022e	2.15
2023e	2.19
2024e	2.23
2025e	2.27

(e) Estimado

Fuente: MHE

Elaboración: Propia

También existe un sacrificio fiscal por la importación de insumos, aditivos y diésel oíl. Según el conocimiento de los autores, hasta el momento no existe una ley que exencione del IVA a YPFB por la importación de estos productos. Por ello, es seguro asumir que YPFB paga el IVA sobre los valores de importación. Sin embargo, dado que YPFB revende estos productos a precios subsidiados, no puede traspasar el IVA de al menos dos segmentos de la cadena a los consumidores finales: el mayorista y el minorista.

Tabla 25: Subsidio por IVA asociado al mayoreo y el minoreo de la importación de derivados

Año	Volumen importado aditivos y gasolina (MM litros)	Volumen importado diésel oíl (MM litros)	Margen Mayorista (Bs/litro)	Margen Minorista (Bs/litro)	Valor de los márgenes (MM USD)	IVA asociado al valor de los márgenes (MM USD)
2010	111	556	0.08	0.19	16.3	2.4
2011	193	779	0.08	0.19	23.5	3.5
2012	208	781	0.08	0.19	23.9	3.6
2013	201	886	0.08	0.19	26.7	4.0
2014	291	937	0.08	0.19	29.1	4.3
2015	367	809	0.08	0.19	26.5	4.0
2016	200	913	0.08	0.19	27.4	4.1
2017	323	1,072	0.08	0.19	33.2	5.0
2018	429	1,204	0.08	0.19	38.0	5.7
2019	649	1,433	0.08	0.19	46.9	7.0
2020	174	997	0.08	0.19	29.4	4.4
2021	677	1,250	0.08	0.19	42.2	6.3
2022(e)	697	1,288	0.08	0.19	43.4	6.5
2023(e)	718	1,326	0.08	0.19	44.7	6.7
2024(e)	740	1,366	0.08	0.19	46.1	6.9
2025(e)	762	1,407	0.08	0.19	47.4	7.1

(e) Estimado

Fuente: INE, YPF y ANH

Elaboración: Propia

Con relación al incentivo otorgado a los operadores de los campos de hidrocarburos, debido a la ausencia de información puntual, en esta sección se asume que la evolución de los pagos comprometidos se refleja en el comportamiento del FPIEEH<sup>103</sup>. Dichos recursos se encuentran comprometidos para el pago de incentivos. La Tabla 26 muestra una serie de datos observados de los recursos asignados del IDH para el FPIEEH, descontando USD 200 millones el año 2020 para mitigar efectos del COVID-19, conforme a la Ley 1307 del 29 de junio de 2020.

<sup>103</sup> A la fecha de publicación de este documento, no se realizó la aprobación de desembolsos a favor de los titulares u operadores.

Tabla 26: Subsidio al productor: Incentivos FPIEEH

Año	Departamental	Total IDH	%	Otros usos	Total
2010	0.0	968	0.0%	0.0	0.0
2011	0.0	1,307	0.0%	0.0	0.0
2012	0.0	1,766	0.0%	0.0	0.0
2013	0.0	2,266	0.0%	0.0	0.0
2014	0.0	2,274	0.0%	0.0	0.0
2015	38.2	1,618	2.4%	0.0	38.2
2016	96.2	898	10.7%	-0.4	95.8
2017	98.6	920	10.7%	-2.3	96.3
2018	119.3	1,113	10.7%	-5.2	114.1
2019	100.7	940	10.7%	0.0	100.7
2020	89.8	838	10.7%	-200.0	0.0
2021e*	126.0	1,176	10.7%	0.0	15.7
2022e	158.6	1,481	10.7%	0.0	158.6
2023e	143.7	1,341	10.7%	0.0	143.7
2024e	143.9	1,343	10.7%	0.0	143.9
2025e	132.6	1,238	10.7%	0.0	132.6

(1) en 2020 se descuenta US\$200 millones a la disponibilidad de recursos del FPIEEH por Ley 1307.

(e) Estimado

(\*) Se asume que el saldo negativo del año 2020 se compensa con los recursos del año 2021

Fuente: MHE y BCB.

Elaboración: Propia.

El total antes descrito representa un costo de oportunidad para el productor y para la inversión pública. Es importante destacar que dichos recursos son asignados para el incremento de inversiones en la exploración y explotación de hidrocarburos. También vale afirmar que los precios elevados del WTI, como aquellos de la gestión 2022, generan un costo de oportunidad para el Estado al no hacerse efectivos los incentivos a la inversión.

### 7.3.2 Gas natural

En la presente sección se estiman dos tipos de subsidios para la producción y el consumo del gas natural: 1) aquellos relacionados al costo de oportunidad, y 2) al sacrificio fiscal por el IVA asociado a este costo. Si bien en la cadena de transporte y comercialización existen tarifas y márgenes que deben actualizarse, todo ello está fuera del alcance de este documento. El motivo es que las características de los monopolios regulados del transporte y la comercialización precisan de información detallada sobre los costos de operación y sobre el capital del sistema de ducto y distribución. Esta información no es de libre acceso en la actualidad.

La Tabla 27 presenta la estimación del subsidio por costo de oportunidad y el IVA asociados a la producción del gas natural destinado al mercado interno. Los supuestos relevantes en este análisis son: 1) se toma el valor unitario de exportación del gas natural reportado por el Banco Central de Bolivia (BCB); 2) los volúmenes de mercado interno

contemplan el consumo de las plantas termoeléctricas, las redes de distribución, las plantas de separación de líquidos y la planta de amoniaco y urea (PAU); 3) dado que la comparación se realiza en boca de pozo, se ajusta por la diferencia en las tarifas de transporte<sup>104</sup>; 4) el precio del mercado interno es el promedio ponderado<sup>105</sup> de precios al consumidor final; y 5) se asocia el valor unitario de exportación al comportamiento del WTI.

Los resultados son evidentes: este subsidio y el sacrificio fiscal asociado son importantes. De hecho, el año 2024 se espera que alcancen los USD 1,100 millones, debido a la disminución en los precios de exportación que se esperan en tal año. Al igual que en el caso del petróleo, el “financiamiento” de este subsidio se realiza en dos partes: un 50% a través del margen bruto<sup>106</sup> de los operadores de los campos, y otro 50% a través de las instituciones que coparticipan de las regalías departamentales y el IDH. Con respecto a este último concepto, una posible pregunta de política económica es la que sigue: ¿Qué prefiere la sociedad: recibir este dinero como subsidio al precio del gas natural, o recibirlo en recursos de regalías e impuestos?

Tabla 27: Subsidios por Costo de Oportunidad e IVA asociado: Producción de Gas Natural

Año	Volumen producido de gas natural MI* (MM MPC)	Precio del gas natural MI** (USD/MPC)	Valor unitario de exportación de gas natural*** (USD/MPC)	WTI**** (USD/Barril)	Diferencia de transporte (USD/MPC)	Subsidio Gas Natural Costo de Oportunidad (USD/MPC)	Subsidio Gas Natural Costo de Oportunidad (MM USD)	Subsidio Margen Bruto del Operador (MM USD)	Subsidio Regalías 18% + IDH 32% (MM USD)	Sacrificio Fiscal (MM USD)
	a	b	c	d	e	f = c-b+e	g = f * a	g * 50%	g * 50%	g * 13/87
2010	91.0	1.28	6.84	79.5	0.09	5.65	514	257	257	77
2011	101.2	1.28	9.55	94.9	0.12	8.39	850	425	425	127
2012	105.5	1.27	10.60	94.1	0.15	9.47	999	499	499	149
2013	111.2	1.27	10.21	98.0	0.15	9.09	1,011	506	506	151
2014	125.3	1.27	9.67	93.2	0.16	8.55	1,072	536	536	160
2015	129.9	1.28	6.16	48.7	0.16	5.05	656	328	328	98
2016	148.7	1.28	4.82	43.3	0.16	3.70	550	275	275	82
2017	145.5	1.27	4.78	50.8	0.19	3.69	538	269	269	80
2018	153.4	1.24	6.06	65.2	0.18	5.00	767	383	383	115
2019	146.5	1.23	6.50	57.0	0.19	5.46	800	400	400	120
2020	130.0	1.27	4.66	39.2	0.00	3.39	441	220	220	66
2021	131.8	1.25	4.65	68.1	-0.04	3.36	443	221	221	66
2022(e)	134.7	1.25	9.68	96.9	-0.04	8.39	1,131	565	565	169
2023(e)	137.7	1.24	8.89	88.6	-0.05	7.60	1,047	523	523	156
2024(e)	141.3	1.24	8.06	80.0	-0.05	6.78	958	479	479	143
2025(e)	144.1	1.24	7.17	70.6	-0.05	5.88	848	424	424	127

(e) Estimado

(\*) Incluye las ventas a las termoeléctricas, redes de distribución de gas natural, plantas de separación, planta de amoniaco y urea

(\*\*) Precio promedio ponderado

(\*\*\*) Banco Central de Bolivia

(\*\*\*\*) EIA

Fuente: BCB, INE, YPFB y ANH

Elaboración: Propia

$$^{104} \text{Diferencia} = (P_{me} - t_{me} - t_c) - (P_{mi} - t_{mi}) = (P_{me} - P_{mi}) - (t_{me} + t_c) + t_{mi} = (P_{me} - P_{mi}) + t_{mi} - (t_{me} + t_c).$$

donde:

$P_{me}$  = Precio de venta de exportación;  $P_{mi}$  = Precio de venta en el mercado interno;  $t_{me}$  = Tarifa de transporte en el mercado externo;  $t_{mi}$  = tarifa de transporte en el mercado interno;  $t_c$  = Tarifa de compresión. Entonces el ajuste por transporte es:  $t_{mi} - (t_{me} + t_c)$

<sup>105</sup> Por volumen de consumo de cada categoría.

<sup>106</sup> Este margen bruto debe cubrir la participación de YPFB, los costos de operación, los costos de capital y la tasa de ganancia (positiva o negativa) para los operadores de los campos.

### 7.3.3 Análisis global

La Tabla 28 presenta el resumen de los subsidios a los hidrocarburos analizados en este documento, tanto en USD como en porcentajes del PIB, para el periodo 2010–2025. Se puede observar una alta correlación entre el valor del subsidio y el comportamiento del WTI. Los egresos fiscales, ya sea por emisión de NOCREs o la pérdida del costo de oportunidad y una menor recaudación de impuestos, tienen un mayor impacto en el PIB cuando los precios internacionales son elevados. Un *shock* proveniente de los precios internacionales genera una alta participación de los subsidios sobre la contabilidad nacional a través del PIB, que es magnificada por una mayor necesidad de importar insumos, aditivos y diésel, además del costo de oportunidad por mantener los precios tope en los precios de los hidrocarburos del mercado interno.

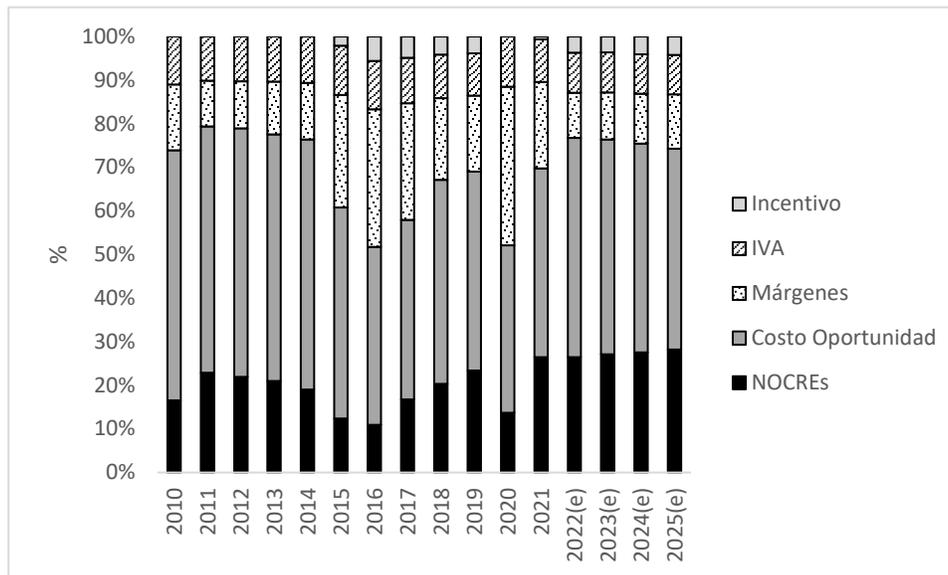
Tabla 28: Resumen de los subsidios a los hidrocarburos (en millones de USD y en % del PIB)

Año	Costo oportunidad (MM USD)	Actualización de márgenes (MM USD)	NOCREs (MM USD)	Sacrificio fiscal por IVA (MM USD)	Incentivo (MM USD)	Total (MM USD)	PIB (MM USD)
2010	978	257	281	187	-	<b>1,703</b>	15,769
2011	1,524	283	617	273	-	<b>2,696</b>	18,573
2012	1,703	322	654	306	-	<b>2,985</b>	20,428
2013	1,832	389	678	336	-	<b>3,236</b>	22,839
2014	1,893	429	627	351	-	<b>3,301</b>	24,570
2015	874	466	224	204	38	<b>1,806</b>	25,343
2016	698	539	186	189	96	<b>1,708</b>	27,558
2017	813	528	330	205	96	<b>1,973</b>	30,640
2018	1,291	518	561	276	114	<b>2,760</b>	32,999
2019	1,195	456	612	254	101	<b>2,617</b>	33,962
2020	515	489	184	154	-	<b>1,343</b>	30,979
2021	1,000	459	612	224	16	<b>2,311</b>	34,325
2022(e)	2,147	440	1,130	393	159	<b>4,268</b>	36,855
2023(e)	1,926	422	1,058	358	144	<b>3,907</b>	39,572
2024(e)	1,696	406	977	321	144	<b>3,544</b>	42,488
2025(e)	1,434	390	879	280	133	<b>3,116</b>	45,620
Año	Costo oportunidad (% PIB)	Actualización de márgenes (% PIB)	NOCREs (% PIB)	Sacrificio fiscal por IVA (% PIB)	Incentivo (% PIB)	Total (% PIB)	PIB (%)
2010	6.2%	1.6%	1.8%	1.2%	0.0%	<b>10.8%</b>	100%
2011	8.2%	1.5%	3.3%	1.5%	0.0%	<b>14.5%</b>	100%
2012	8.3%	1.6%	3.2%	1.5%	0.0%	<b>14.6%</b>	100%
2013	8.0%	1.7%	3.0%	1.5%	0.0%	<b>14.2%</b>	100%
2014	7.7%	1.7%	2.6%	1.4%	0.0%	<b>13.4%</b>	100%
2015	3.4%	1.8%	0.9%	0.8%	0.2%	<b>7.1%</b>	100%
2016	2.5%	2.0%	0.7%	0.7%	0.3%	<b>6.2%</b>	100%
2017	2.7%	1.7%	1.1%	0.7%	0.3%	<b>6.4%</b>	100%
2018	3.9%	1.6%	1.7%	0.8%	0.3%	<b>8.4%</b>	100%
2019	3.5%	1.3%	1.8%	0.7%	0.3%	<b>7.7%</b>	100%
2020	1.7%	1.6%	0.6%	0.5%	0.0%	<b>4.3%</b>	100%
2021	2.9%	1.3%	1.8%	0.7%	0.0%	<b>6.7%</b>	100%
2022(e)	5.8%	1.2%	3.1%	1.1%	0.4%	<b>11.6%</b>	100%
2023(e)	4.9%	1.1%	2.7%	0.9%	0.4%	<b>9.9%</b>	100%
2024(e)	4.0%	1.0%	2.3%	0.8%	0.3%	<b>8.3%</b>	100%
2025(e)	3.1%	0.9%	1.9%	0.6%	0.3%	<b>6.8%</b>	100%

Fuente: INE, YPF y ANH

Elaboración: Propia

Figura 7: Composición de los subsidios a los hidrocarburos en Bolivia (%)



Con relación a la cuantificación del subsidio a la producción y el consumo de hidrocarburos en Bolivia, en este documento se consideraron cinco grandes categorías: el costo de oportunidad por vender la producción al mercado interno en lugar de exportarlo; la importación directa de IyA, diésel y GLP a precios altos para su venta posterior a precios bajos; la no actualización de los márgenes de la cadena de valor de los derivados del petróleo; el sacrificio fiscal por el IVA no recaudado; el incentivo entregado a los operadores de los campos en Bolivia. En total, se estima que el año 2024 estas cinco categorías representarán el 8.3% del PIB, con la siguiente desagregación: costo de oportunidad (4.0%), importación directa (2.3%), actualización de márgenes (1.0%), sacrificio fiscal por IVA (0.8%) e incentivo (0.3%).

Un método para evaluar el precio que recibe el productor del gas natural consiste en aplicar la información disponible en Medinaceli (2021) y evaluar el *netback* de los precios de venta con respecto a los gastos operativos, de capital, así como de transporte por ductos, amortizaciones y participaciones del Estado. La información de la Tabla 29 muestra que, con las medidas de regulación al precio de venta, es posible incentivar un consumo acelerado del gas natural en las distintas categorías de consumo; sin embargo, la sostenibilidad, muestra que, discriminando únicamente el precio, por MPC de venta se genera un flujo negativo a la actividad de exploración y explotación.

Tabla 29: Precios del gas natural y el petróleo: mayo de 2022

Concepto	Precio del Gas Natural (USD/MPC)							Petróleo Mercado Interno (USD/Barril)
	PSLs	Gas Lift	Extracción de Licuables	PAU	GNV	Generación Termoeléctrica	Redes de Gas	
Precio de venta (*)	1.31	0.97	1.33	0.90	0.98	1.30	2.56	27.11
Tarifa de Transporte	-0.41	-0.41	-0.41	-0.41	-0.41	-0.41	-0.41	-2.48
Precio boca de pozo	0.90	0.56	0.92	0.49	0.57	0.89	2.15	24.63
Regalías y participaciones (18%)	-0.16	-0.10	-0.17	-0.09	-0.10	-0.16	-0.39	-4.43
IDH (32%)	-0.29	-0.18	-0.29	-0.16	-0.18	-0.28	-0.69	-7.88
<b>Margen Bruto</b>	<b>0.45</b>	<b>0.28</b>	<b>0.46</b>	<b>0.25</b>	<b>0.29</b>	<b>0.45</b>	<b>1.07</b>	<b>12.32</b>
OPEX	-0.66	-0.66	-0.66	-0.66	-0.66	-0.66	-0.66	n.d.
Amortización Inversiones	-1.10	-1.10	-1.10	-1.10	-1.10	-1.10	-1.10	n.d.
Margen disponible	-1.31	-1.48	-1.30	-1.52	-1.48	-1.32	-0.69	n.d.

(\*) Para GNV el precio de venta es en City Gate

Fuente: Elaboración propia con información de Medinaceli (2021)

Como se pudo evidenciar en este documento, las políticas no solo promueven una transición hacia una matriz energética limpia, sino que promueven la eficiencia y evitan la creación de precios ficticios en los eslabones de la cadena productiva. Un “baño de realidad” en la economía boliviana, sin alterar el bienestar proveniente del excedente al consumidor, generaría eficiencia y normalización de los precios en los mercados, promoviendo a mediano plazo las inversiones y el consumo dentro de la cadena de valor de los hidrocarburos.

## 8. Análisis comparativo de precios a nivel internacional

En esta sección se realiza una breve comparación entre los precios finales de la gasolina, el diésel y el GLP en los países vecinos de Bolivia. La metodología consiste en comparar los precios de estos hidrocarburos en dólares americanos y, asimismo, como porcentajes del PIB per cápita mensual (medido a precios corrientes). Este último indicador porcentual permite comparar la carga que representa a las personas de cada país el precio de estos tres derivados del petróleo. Además, es realizado porque el hecho de comparar los precios únicamente en dólares americanos ocultaría las diferencias económicas (y de escala) de los países sujeto de análisis.

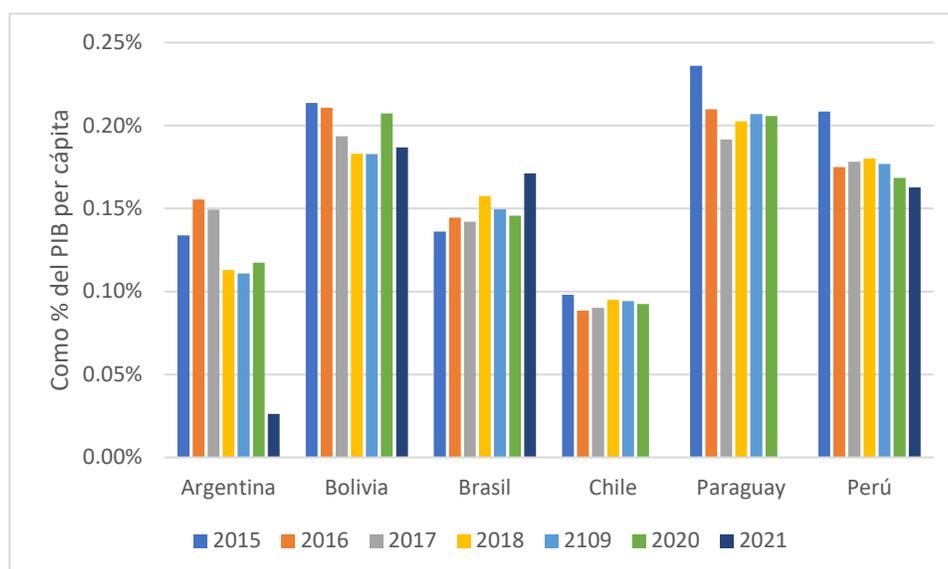
A continuación se presentan los datos estadísticos más importantes. En el anexo a este documento se muestra, también, toda la información utilizada con sus respectivas fuentes.

Con relación a la gasolina, la Tabla 30 presenta la información (en USD por litro) de los países vecinos y Bolivia en el periodo 2015-2021. Claramente los precios más altos se encuentran en Chile y Brasil, mientras que los más bajos están en Bolivia y Argentina. Estas cifras son conocidas. Por ellas se afirma que Bolivia tiene uno de los precios más bajos de la región y que, por tanto, el subsidio asociado a ellas es elevado. Sin embargo, la Figura 8 presenta una realidad contrastante. En ella se observa que Bolivia posee uno de los indicadores más altos con relación al precio de la gasolina como porcentaje del PIB per cápita mensual; es decir, si bien en términos absolutos el precio es bajo, en términos relativos es elevado. Chile es el país con el indicador más bajo, porque el tamaño de su PIB es relativamente mayor al resto de los países.

Tabla 30: Precio de la gasolina (USD/litro)

País	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Argentina	1.09	1.60	1.75	1.09	0.87	0.48	0.60
Bolivia	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54
Brasil	1.00	1.06	1.18	1.21	1.11	0.83	1.08
Chile	1.10	1.01	1.13	1.25	1.14	1.00	
Paraguay	1.05	0.92	0.90	0.97	0.93	0.85	
Perú	1.10	0.92	1.01	1.06	1.05	0.87	0.92
<b>Promedio</b>	<b>0.98</b>	<b>1.01</b>	<b>1.08</b>	<b>1.02</b>	<b>0.94</b>	<b>0.76</b>	<b>0.78</b>

Figura 8: Precio de la gasolina como porcentaje del PIB per cápita mensual

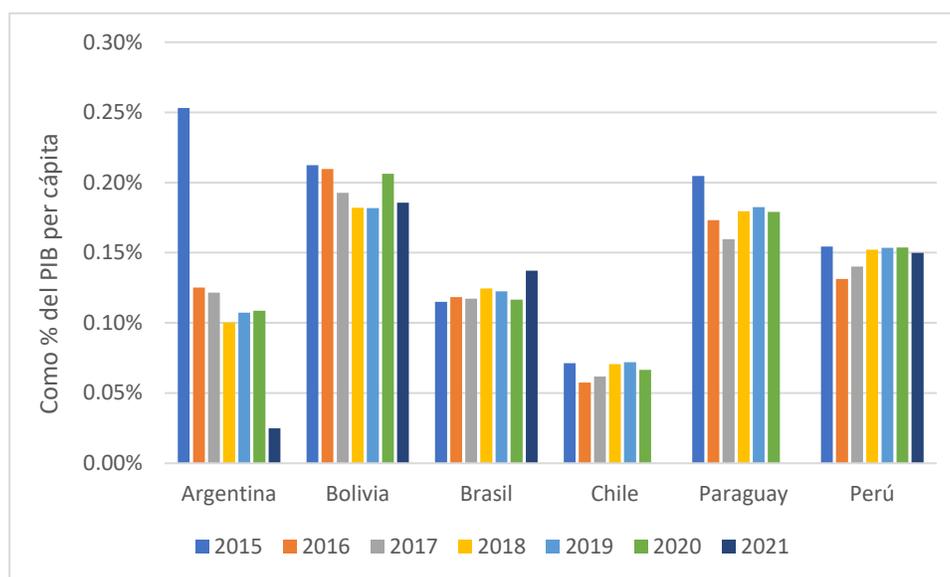


La Tabla 31 presenta el precio en términos absolutos para el diésel. Al igual que en el caso de la gasolina, Bolivia tiene los precios más bajos de la región. Solo Argentina, en el año 2020, tuvo un precio menor. Al igual que en el caso de la gasolina, Bolivia tiene uno de los indicadores más altos de la región (con respecto al PIB per cápita). De hecho, tiene el valor más alto (ver Figura 9).

Tabla 31: Precio del diésel oil (USD/litro)

País	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Argentina	2.07	1.29	1.43	0.96	0.84	0.44	0.57
Bolivia	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53
Brasil	0.85	0.87	0.97	0.95	0.91	0.66	0.86
Chile	0.80	0.66	0.77	0.93	0.88	0.72	
Paraguay	0.91	0.76	0.75	0.86	0.82	0.74	
Perú	0.81	0.69	0.80	0.89	0.91	0.79	0.84
<b>Promedio</b>	<b>1.00</b>	<b>0.80</b>	<b>0.88</b>	<b>0.86</b>	<b>0.81</b>	<b>0.65</b>	<b>0.70</b>

Figura 9: Precio del diésel oil como porcentaje del PIB per cápita mensual

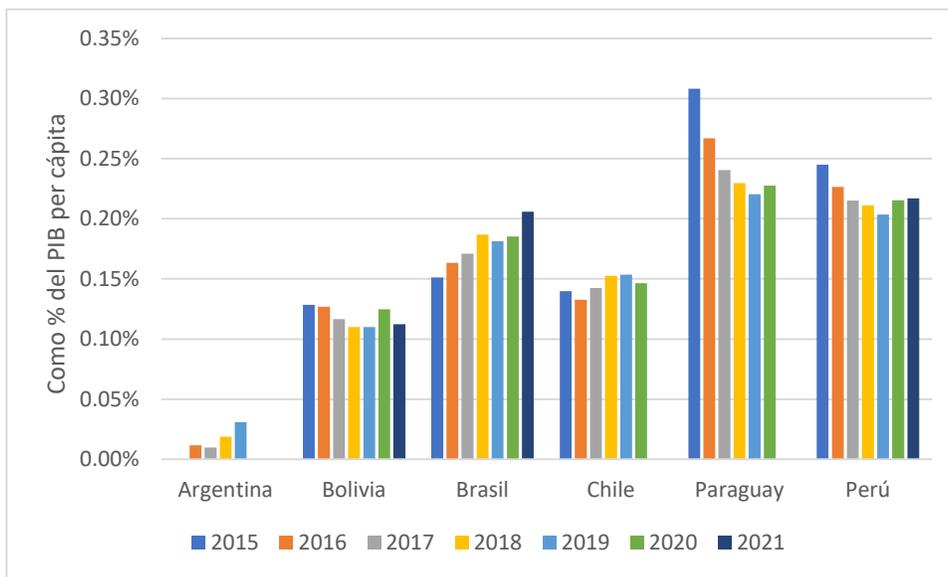


Finalmente, la Tabla 32 y la Figura 10 presentan los datos estadísticas para el caso del GLP. El precio en valores absolutos es uno de los más bajos de la región; sin embargo, también lo es el valor relativo al PIB per cápita. Entonces, a diferencia de la gasolina y el diésel, el precio del GLP es el que menor presión ejerce sobre el presupuesto de las familias en los países de la región. Todo ello abre un espacio interesante para una política de eliminación de subsidios en Bolivia.

Tabla 32: Precio del GLP (USD/kg)

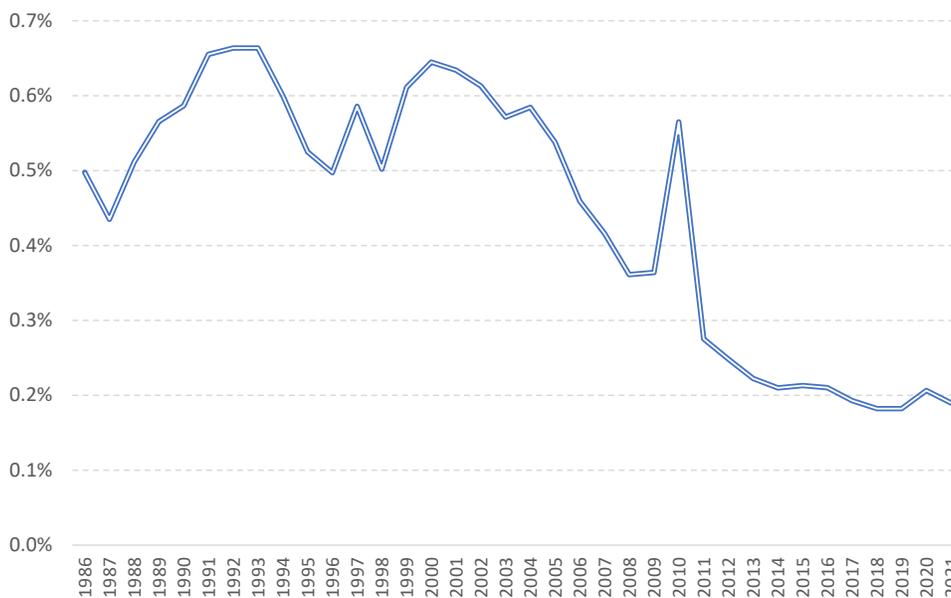
País	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Argentina		0.12	0.12	0.18	0.24		
Bolivia	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32
Brasil	1.11	1.19	1.42	1.43	1.35	1.06	1.29
Chile	1.57	1.52	1.78	2.01	1.87	1.59	
Paraguay	1.37	1.17	1.13	1.10	0.99	0.94	
Perú	1.29	1.19	1.22	1.24	1.20	1.11	1.22
<b>Promedio</b>	<b>1.13</b>	<b>0.92</b>	<b>1.00</b>	<b>1.05</b>	<b>1.00</b>	<b>1.00</b>	<b>0.95</b>

Figura 10: Precio del GLP como porcentaje del PIB per cápita mensual



Si bien el precio de los derivados del petróleo en Bolivia (como porcentaje del PIB) son elevados, también es cierto que la población boliviana experimentó presiones relativamente mayores. De acuerdo con la Figura 11, a lo largo del tiempo la participación del precio de la gasolina en el ingreso mensual del consumidor boliviano (aproximado por el PIB per cápita mensual) fue disminuyendo.

Figura 11: Precio de la gasolina especial como porcentaje del PIB per cápita mensual



A nivel internacional, los precios de la gasolina, el diésel oíl y el GLP bolivianos (expresados en USD por litro) son los más bajos de la región. Todo ello es consistente con varias fuentes de información. Sin embargo, cuando se contrastan estos precios con el PIB per cápita mensual, Bolivia tiene los indicadores más elevados; es decir que, si bien los precios absolutos son bajos, estos representan una elevada carga en el presupuesto de las familias, con excepción del GLP. En este sentido, cualquier política de eliminación de subsidios en Bolivia debe considerar que esta aún es una nación con un nivel económico modesto. Por este motivo, dicha política debe estar acompañada de medidas de mitigación para los hogares más pobres, e incluso para los de ingreso medio.

## 9. Conclusiones

Evaluada ya las políticas de subsidios explícitos y otras medidas que representan un costo de oportunidad para los productores y los consumidores, conforme a la literatura revisada, podemos concluir lo siguiente:

- Como cualquier otro precio en la economía, el precio de la energía debe otorgar una información correcta sobre los costos de oportunidad, sobre la producción, la escasez de un producto y las preferencias de los consumidores. Cuando estos precios están distorsionados, por ejemplo con la presencia de subsidios, entonces surgen desequilibrios entre una (menor) oferta y (mayor) demanda que además tienen consecuencias medioambientales severas. Si bien la presencia de estos subsidios permite que las familias de menores recursos accedan al uso de la energía y disminuye la presión inflacionaria, las consecuencias negativas de mediano y largo plazo sobre la estabilidad fiscal y el crecimiento económico no son menores. Adicionalmente, entre las estrategias analizadas para la eliminación de estos subsidios destacan: su eliminación gradual, ya sea directa o a través de AOV con precios competitivos, una adecuada comunicación entre los hacedores de política económica y la sociedad civil, programas de apoyo –transferencias directas de dinero– que mitiguen el incremento de los precios, transparencia en el uso de los recursos fiscales liberados gracias a la eliminación de dichos subsidios.
- En este documento se identifican cinco periodos con regímenes de precios distintos para los principales hidrocarburos: 1) 1986-1996, cuando dichos precios fueron parte de la política fiscal del gobierno para financiar parte de su política de ajuste estructural luego del periodo inflacionario. 2) 1997-1999, cuando se implementó una nueva metodología para la determinación de precios basada en tres componentes centrales: precios de referencia internacionales, márgenes de transporte, refinación y comercialización, e impuestos, directos, indirectos y al consumo específico. 3) 2000-2003, periodo de privatización de las refinerías, el transporte y el almacenaje, cuando las políticas de estabilización de precios de los combustibles tomaron una mayor relevancia dentro del marco regulatorio, aspecto que permitió mantener casi inalterados los precios finales de la gasolina y el diésel, pero con un costo fiscal no trivial por ajuste del IEHD. 4) 2004-2005, ya que en 2004 se creó una banda de precios para el precio de referencia internacional, y de esta manera los precios internacionales por encima de los USD/Barril 27.11 no se trasladaron al consumidor final. 5) 2005-2022, porque en

2005 se realizó el último ajuste de precios (con excepción del incremento temporal del año 2010) de la gasolina, el diésel y el GLP, que se han mantenido vigentes hasta 2022.

- En Bolivia fue permanente, a lo largo de los último 20 años, mantener los precios regulados y constantes de la gasolina, diésel y GLP , no solo siendo bajos respecto a los demás países de la región, sino que generando una distorsión en precios relativos respecto a países vecinos. Adicionalmente, las distorsiones en precios relativos comparadas en términos de PIB per cápita mensual, Bolivia presenta indicadores más elevados, y si consideramos que existen otros subsidios distorsionadores de precios relativos en alimentos y electricidad, la carga presupuestaria familiar respecto a los combustibles antes referidos, es elevada, en comparación a otros países. Por tanto, cualquier política de sinceramiento de precios, mitigación o reducción de subsidios debe considerar el efecto que este tendrá en hogares de menores recursos económicas, dado que el efecto de dichas políticas tendrá un carácter regresivo, es decir afecta más al que tiene menos y viceversa.
- Los subsidios explícitos provenientes de la emisión de NOCREs, tanto de insumos y aditivos, como también de diésel y GLP, permiten a los consumidores de los hogares mantener una estabilidad relacionada a los precios de estos energéticos. Sin embargo, tales medidas podrían estar generando un uso desmedido e ineficiente de los recursos energéticos escasos y la no aplicación de políticas de eficiencia energética.
- La implementación de incentivos a través del FPIEEH no generó, probablemente debido a la no ejecución (incumplimiento) de pagos, un incremento significativo de las inversiones de exploración y explotación. Las medidas indirectas destinadas a mitigar el costo de oportunidad de la producción de un barril de petróleo, con respecto a su paridad de exportación, no generan los incentivos equiparados a las medidas directas de mercado destinadas a reactivar el sector que se encuentra en declinación desde el punto de vista productivo.
- La presión fiscal por el incremento de las NOCREs, debido principalmente a un incremento del WTI, sumado al sacrificio fiscal por la no recaudación del IVA reflejado en el costo de oportunidad, ejerce una presión sobre el déficit y las medidas de su financiamiento. Aplicar la normativa vigente, como por ejemplo la Ley 1098, y evaluar alternativas para reducir los subsidios basados en el costo de oportunidad, le permitirían al Estado no solo mejorar el balance fiscal sino también incrementar el ahorro, el movimiento de divisas y la balanza comercial.
- La creciente demanda de combustibles líquidos le aporta a la presión fiscal un mayor costo de importación para cubrir el déficit de oferta-demanda, que viene creciendo gradualmente hasta tal punto que es probable que en un corto plazo la emisión de la deuda sea insostenible. Una menor recaudación de tributos por devolución de NOCREs evita que el Estado cuente con fuentes de recursos necesarias para enfrentar los crecientes gastos y las necesidades del sector público. Por tanto, es menester reducir el gasto público a fin de no contraer más deuda, o generar incentivos para un incremento en los impuestos o en la emisión monetaria. El incremento de la deuda puede ser

financiado, en materia de política económica, con la emisión monetaria, los impuestos o una mayor deuda. En consecuencia, todo ello termina afectándole al consumidor final presente o futuro, principalmente aquel que habita en hogares vulnerables.

- La falta de actualización de la norma en el marco de una política que favorezca el uso de tecnologías favorables para el medio ambiente resultó en un incremento del subsidio al costo de oportunidad, en un marco regulatorio de hace 20 años. Producir productos derivados con un esquema de precios regulados descontextualizado tiende a desfavorecer la actividad productiva del sector de hidrocarburos y maquilla la realidad económica del consumidor final por medio de mecanismos de fijación de precios.
- Es preciso evitar seguir comprometiendo la deuda o los impuestos a las generaciones futuras, debido a la subvención. Este problema, junto al reto de evitar incrementar el precio final de los productos provenientes de los hidrocarburos, obliga a explorar la factibilidad del uso del etanol anhidro, si se promueve su producción a economías de escala. Conforme a la norma, pasado el periodo de recuperación de inversiones (5 años), el precio final, considerando una reducción de los costos variables, tenderá a reducirse hasta equiparar el valor de paridad de exportación. Es decir, el etanol anhidro podría eliminar, en un largo plazo, la subvención a los insumos y aditivos sin necesidad de incrementar el precio al consumidor final.
- Se debe promover la investigación y planificación, en el marco de la Ley 1098 vigente, que induzca a la producción en economías de escala del AOV; es decir, se debe incrementar la eficiencia en todos los eslabones de su cadena productiva. Asimismo, se debe garantizar e inducir la producción eficiente de materias primas e insumos necesarios para la producción de AOV.
- Con relación a la cuantificación del subsidio a la producción y el consumo de hidrocarburos en Bolivia, en este documento se consideraron cinco grandes categorías: 1) El costo de oportunidad por vender la producción al mercado interno en lugar de su exportación. 2) La importación directa de gasolinas, diésel oíl y GLP a precios altos para su posterior venta a precios bajos. 3) La no actualización de los márgenes de la cadena de valor de los derivados del petróleo. 4) El sacrificio fiscal por el IVA no recaudado. 5) El incentivo entregado a los operadores de los campos en Bolivia. En total, se estima que en 2024 estas cinco categorías representarán el 8.3% del PIB, con la siguiente desagregación: costo de oportunidad (4.0%), importación directa (2.3%), actualización de márgenes (1.0%), sacrificio fiscal por IVA (0.8%), incentivo (0.3%).

## 10. Bibliografía

Achakulwisut, P., Erickson, P., y Koplow, D. (2021). Effect of Subsidies and Regulatory Exemptions on 2020–2030 Oil and Gas Production and Profits in the United States. *Environmental Research Letters*, 16.

Acharya, R. y Sadath, A. (2017). Implications of Energy Subsidy Reform in India. *Energy Policy*: marzo de 2017.

Aldubyan, M. y Gasim, A. (2021). Energy Price Reform in Saudi Arabia: Modeling the Economic and Environmental Impacts and Understanding the Demand Response. *Energy Policy*, 148, Elsevier, (PB).

Amin, S., Marsiliani, L. y Renström, T. (2018). The Impacts of Fossil Fuel Subsidy Removal on Bangladesh Economy. *Bangladesh Development Studies*, vol. XLI, junio de 2018, No. 2.

Balke, N., Plante, M. y Yücel, M. (2015). Fuel Subsidies: the Oil Market and the World Economy. *The Energy Journal*, vol. 36, SI1.

Battle, C. (2011). A Method for Allocating Renewable Energy Source Subsidies Among Final Energy Consumers. *Energy Policy*, 39 (2011), 2,586–2,595.

Bazilian, M. y Onyeji, I. (2012). Fossil Fuel Subsidy Removal and Inadequate Public Power Supply: Implications for Businesses. *Energy Policy*, 45 (2012) 1–5.

van Beers, C. y Strand, J. (2013). *Political Determinants of Fossil Fuel Pricing*. Policy research working paper 6,470. Banco Mundial.

Belfiori, M. (2021). Fossil Fuel Subsidies, the Green Paradox and the Fiscal Paradox. *Economics of Energy & Environmental Policy*, vol. 10, No. 1.

Boughanmi, H. y Khan, N. (2019). Welfare and Distributional Effects of the Energy Subsidy Reform in the Gulf Cooperation Council Countries: The Case of the Sultanate of Oman. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 2019, 9(1), 228-236.

Breisingera, C., Mukashovb, A., Raoufa, M. y Wiebeltb, N. (2019). Energy Subsidy Reform for Growth and Equity in Egypt: The Approach Matters. *Energy Policy* 129 (2019) 661–671.

Bruce, N. (1990). *Measuring Industrial Subsidies: Some Conceptual Issues*. Working paper N° 75, Departamento de Economía y Estadística, Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos (OECD).

Butler-Bowdon, T. (2017). *50 Economics Classics*. Nicholas Brealey Publishing, Estados Unidos de América.

Calì, M., Cantore, N., Iacovone, L., Pereira-López, M. y Presidente, G. (2019). *Too Much Energy: The Perverse Effect of Low Fuel Prices on Firms*. Policy research working paper 9,039. Banco Mundial.

Calvo-Gonzalez, O., Cunha, B. y Trezzi, R. (2015). *When Winners Feel Like Losers: Evidence from an Energy Subsidy Reform*. Policy research working paper 7,265. Banco Mundial.

Clements, B., Rodríguez, H. y Schwartz, G. (1998). *Economic Determinants of Government Subsidies*. WP/98/166. Fondo Monetario Internacional.

Clements, B., Coady, D., Fabrizio, S., Gupta, S., Coleridge Alleyne, T.S. y Sdralevich, C.A. (2013). *Energy Subsidy Reform Lessons and Implications*. Fondo Monetario Internacional. ISBN: 9781475558111.

Clements, B., Coady, D., Fabrizio, S., Gupta, S. y Shang, B. (2014). Energy Subsidies: How Large Are They and How Can They Be Reformed? *Economics of Energy & Environmental Policy*, vol. 3, No. 1.

Coady, D., Parry, I., Le, N. y Shang, B. (2019). *Global Fossil Fuel Subsidies Remain Large: An Update Based on Country-Level Estimates*. WP/19/89, Fondo Monetario Internacional.

Coaxhead, I. y Grainger, C. (2018). Fossil Fuel Subsidy Reform in the Developing World: Who Wins, Who Loses, and Why? *Asian Development Review*, vol. 35, no. 2, 180–203.

Davis, L. (2013). *The Economic Cost of Global Fuel Subsidies*. Working paper 19,736, National Bureau of Economic Research.

Davis, L. (2017). The Environmental Cost of Global Fuel Subsidies. *The Energy Journal*, vol. 38, S11.

El-Katiri, L. y Fattouh, B. (2015). A Brief Political Economy of Energy Subsidies in the Middle East and North Africa. *Oxford Institute for Energy Studies*, 2015, 2–7. Recuperado el 18 de abril de 2022 de <http://www.jstor.org/stable/resrep31025>.

Enami, A., Lustig, N. y Taqdiri, A. (2019). Fiscal Policy, Inequality, and Poverty in Iran: Assessing the Impact and Effectiveness of Taxes and Transfers. *Middle East Development Journal*, 11:1, 49-74.

Groot, L. y Thijs, O. (2019). Welfare Effects of Energy Subsidy Reform in Developing Countries. *Review of Development Economics*, vol. 23, Issue 4, 1,926-1,944. Recuperado de <https://ssrn.com/abstract=3618496> y <http://dx.doi.org/10.1111/rode.12619>.

Jara, X., Lee, P., Montesdeoca, L. y Varela, M. (2018). *Fuel Subsidies and Income Redistribution in Ecuador*. WIDER working paper 2018/144. Universidad de las Naciones Unidas.

Koplow, D. (2009). *Measuring Energy Subsidies Using the Price- Gap Approach: What Does It Leave out?* IISD Trade, Investment and Climate Change Series. Winnipeg: International Institute for Sustainable Development. Recuperado de [http://www.iisd.org/gsi/sites/default/files/bali\\_2\\_copenhagen\\_ff\\_subsidies\\_pricegap.pdf](http://www.iisd.org/gsi/sites/default/files/bali_2_copenhagen_ff_subsidies_pricegap.pdf).

McCulloch, N., Moerenhout, T. y Yang, J. (2021). Fuel Subsidy Reform and the Social Contract in Nigeria: A Micro-Economic Analysis. *Energy Policy*, Volume 156 (2021).

Medinaceli, M. (2002). *Participación fiscal en el upstream del sector hidrocarburífero en Bolivia: 2002-2006*. Informe mensual, enero-febrero-marzo de 2002. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, abril de 2002: La Paz, Bolivia.

Medinaceli, M. (2003). *Sistemas impositivos aplicados al sector petrolero en Bolivia*. Mimeo, Cámara Boliviana de Hidrocarburos, noviembre de 2003.

Medinaceli, M. (2004). ¿Cómo aprovechar contextos externos favorables en el sector de hidrocarburos? Los principales sectores exportadores de Bolivia. *Boletín económico: Análisis de coyuntura No. 2*. Fundación Milenio: La Paz, Bolivia.

Medinaceli, M. (2006). Aspectos tributarios de la Ley de Hidrocarburos No. 3058 y del Decreto Supremo N° 28701. *Boletín económico: Análisis de coyuntura. La nacionalización bajo la lupa*. Fundación Milenio: La Paz, Bolivia.

Medinaceli, M. (2007a). *La nacionalización del nuevo milenio: Cuando el precio fue un aliado*. Fundemos: La Paz, Bolivia.

Medinaceli, M. (2007b). Impuesto directo a los hidrocarburos: Origen, maltrato y usos. *Coloquios económicos*, No. 9, diciembre de 2007. Fundación Milenio: La Paz, Bolivia.

Medinaceli, M. (2008). *Impuesto directo a los hidrocarburos: origen, usos y destinos. La renta de los hidrocarburos entre lo urgente y lo importante*. Serie: Cuadernos de trabajo. International Institute for Democracy and Electoral Assistance.

Medinaceli, M. (2009). *Empresas estatales eficientes de hidrocarburos*. Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), Quito, Ecuador.

Medinaceli, M. (2010a). La crisis internacional y los hidrocarburos. *Coloquios económicos*, N° 19, septiembre de 2010. Fundación Milenio: La Paz, Bolivia.

Medinaceli, M. (2010b). *El impuesto departamental a la renta como alternativa al impuesto directo a los hidrocarburos. Bases para el financiamiento del nuevo Estado y el régimen de autonomías*. Ministerio de Autonomía – Pulso – GTZ. Primera Edición.

Medinaceli, M. (2010c). *Metodologías para la determinación de precios de los principales derivados del petróleo: América del Sur*. Organización Latinoamericana de Energía (OLADE): Quito, Ecuador.

Medinaceli, M. (2012a). *Los desafíos de la política de hidrocarburos en un escenario globalizado*. Mimeo, Fundación Pasoskanki.

Medinaceli, M. (2012b). *El sector de hidrocarburos en Bolivia*. Policy paper 02/2012. FES, Bolivia.

Medinaceli, M. (2014). Balance y perspectiva de la política de hidrocarburos 2006-2013. *Cuadernos de reflexión y análisis de políticas públicas*, N° 5. PNUD: La Paz, Bolivia.

Medinaceli, M. (2017). *Reseña histórica del sector de hidrocarburos en Bolivia (1916-2016). Un siglo de economía en Bolivia: 1900-2015. Tomo II*. Konrad Adenauer Stiftung, Plural Editores: La Paz, Bolivia.

Medinaceli, M. (2021). Breve análisis y prospectiva de la industria del gas natural boliviano: 1980-2021. *Revista Latinoamericana de Desarrollo Económico No. 36*. Instituto de Investigaciones Socio Económicas, Universidad Católica Boliviana “San Pablo”: La Paz, Bolivia.

Medinaceli, M., Müller, H. y Cavero, R. (2003). *El régimen impositivo en el sector hidrocarburífero en Bolivia*. Informe confidencial No. 126. Julio-agosto de 2003. Müller y Asociados: La Paz, Bolivia.

Medinaceli, M. y Mokrani, L. (2010). Impacto de los bonos financiados con la renta petrolera. *Revista Umbrales*, Número 20, junio de 2010. CIDES: La Paz, Bolivia.

Muangjai, P., Wongsapai, W. y Damrongsak, D. (2017). Impact of Petroleum Products Subsidization to Energy Demand in Thailand. *Energy Procedia*, vol. 138, octubre de 2017, 1,011-1,016.

Organización Latinoamericana de Energía (OLADE, 2020). *Precios de la energía en América Latina y el Caribe*. Informe anual, abril de 2020.

OLADE (2021). *Precios de la energía en América Latina y el Caribe*. Informe anual, abril de 2020.

Parry, I., Black, S. y Vernon, N. (2021). *Still Not Getting Energy Prices Right: A Global and Country Update of Fossil Fuel Subsidies*, IMF Working Papers 2021/236,

International Monetary Fund.

Rentschler, J. (2016). Incidence and Impact: The Regional Variation of Poverty Effects due to the Fossil Fuel Subsidy Reform. *Energy Policy*, 96 (2016), 491–503.

Riedy, C. (2011). *Public Subsidies and Incentives to Fossil Fuel Production and Consumption in Australia*. Draft Discussion Paper Institute for Sustainable Future: Australia.

Rose, S. y Plant, M. (2021). *Fuel Subsidy Reform in Fragile States: Forging a Constructive IFI-UN Partnership*. Center for Global Development.

Sovacool, B. (2017). Reviewing, Reforming, and Rethinking Global Energy Subsidies: Towards a Political Economy Research Agenda. *Ecological Economics*, 135 (2017) 150–163.

Surrey, S. (1973). Pathways to Tax Reform: The Concept of Tax Expenditures. *Harvard University Press*. Segunda impresión.

Vieites, Y., Weiss, M., Andretti, B., Jacob, J. y Hallack, M. (2022). *Increasing the Acceptance of Energy Subsidy Reforms: Behavioral Insights for Latin America and the Caribbean*. Inter-American Development Bank – Energy Division. Nota técnica No. IDB-TN-2488.

## Anexo 1: Normativa legal seleccionada

<b>ORDEN CRONOLÓGICO DE LA NORMATIVA RELACIONADA A LOS SUBSIDIOS Y LA CADENA DE HIDROCARBUROS</b>			
<b>FECHA</b>	<b>TIPO</b>	<b>NÚMERO</b>	<b>OBJETO</b>
13/03/1937	Resolución	s/n	Primera Nacionalización de los Hidrocarburos
17/10/1969	Decreto Supremo	8956	Segunda Nacionalización de los Hidrocarburos
20/05/1986	Ley	843	Crea la Ley de Reforma Tributaria. (Texto Ordenado: Ley 843R1 del 20 de mayo de 1995 y último texto ordenado aprobado por el DS 27947 del 20 de diciembre de 2004)
01/11/1990	Ley	1194	Aprueba la Ley de Hidrocarburos (Abrogada por la Ley 1689)
28/10/1994	Ley	1600	Aprueba la Ley del Sistema de Regulación Sectorial - SIRESE
22/12/1994	Ley	1606	Crea el Impuesto Especial a los Hidrocarburos y sus Derivados (IEHD)
24/06/1995	Decreto Supremo	24055	Establece los productos de origen nacional e importados, sujetos al pago de IEHD (Modificado por DS 24217 y DS 24265)
20/01/1996	Decreto Supremo	24217	Establece tasas de los productos sujetos al pago de IEHD
27/03/1996	Decreto Supremo	24265	Modifica el IEHD para el diésel oíl establecido en el DS 24217
30/04/1996	Ley	1689	Aprueba la Ley de Hidrocarburos (Abrogada por la Ley 3058)
31/10/1996	Decreto Supremo	24399	Anexo II. Aprueba el Reglamento de Comercialización del Gas (Modificado por los DS 25144 y DS 25473)
14/05/1996	Decreto Supremo	24616	Aprueba los montos de tasas de regulación que debe pagar YPFB
23/07/1997	Decreto Supremo	24721	Reglamento para la Construcción y Operación de Plantas de Engarrafado de Gas Licuado de Petróleo (Modificado por DS 26477)
04/08/1997	Decreto Supremo	24804	Aprueba el Reglamento sobre el Régimen de Precios de Productos del Petróleo
05/12/1997	Decreto Supremo	24914	Ratifica el Reglamento aprobado por el DS 24804, con complementaciones y actualizaciones (Modificado por el DS 26926)
06/04/1998	Decreto Supremo	25005	Modifica el Margen de Refinería para el GLP y el precio tope de referencia para el GLP

22/07/1998	Decreto Supremo	25108	Modifica el Margen de Refinería para el GLP establecido en el DS 25005
03/08/1998	Decreto Supremo	25114	Modifica las transferencias de YPFB al TGN establecidas en el Art. 15 DS 24914
31/08/1998	Decreto Supremo	25144	Modifica el Reglamento de Comercialización del Gas incorporando definiciones sobre permisos, reservas, entre otros
14/12/1998	Decreto Supremo	25249	Establece el cálculo de Precios Pre-Terminal con respecto a la variación del Precio de Referencia
18/12/1998	Decreto Supremo	25254	Modifica el Margen de Refinería para el GLP establecido en el DS 25108
11/06/1999	Decreto Supremo	25417	Modifica el cálculo del Precio Ex-Refinería del Reglamento que aprueba el Régimen de Precios de Productos del Petróleo
30/07/1999	Decreto Supremo	25473	Modifica el Reglamento de Comercialización del Gas, incorporando definiciones sobre las reservas probadas exportables
03/09/1999	Decreto Supremo	25504	Establece la devolución del IVA por exportaciones del sector de hidrocarburos
30/09/1999	Decreto Supremo	25530	Modifica la forma de cálculo de los precios de los productos regulados, Precio Ex-Refinería y Pre-Terminal
06/10/1999	Decreto Supremo	25535	Establece una aplicación del Tipo de Cambio oficial en precios Ex-Refinería y PreTerminal, así como Márgenes de Refinería, y Transporte (Poliductos y Diferentes)
06/10/1999	Decreto Supremo	25536	Modifica el Reglamento sobre Régimen de Precios de Productos del Petróleo, el tratamiento del GLP y las Estaciones de Servicio a más de 35 km
17/12/1999	Decreto Supremo	25616	Declara Servicio Público la comercialización de hidrocarburos, en toda su cadena de servicios de venta de productos regulados (Abrogada por DS 25628)
24/12/1999	Decreto Supremo	25628	Declara Servicio Público la comercialización de productos regulados, desde la fase de Plantas de Almacenaje, Comercialización Mayorista y Comercialización Minorista
28/01/2000	Ley	2047	Establece tasas del IEHD y autoriza modificaciones por DS
28/01/2000	Decreto Supremo	25660	Establece tasas IEHD en aplicación de Ley 2047

25/02/2000	Decreto Supremo	25680	Establece una nueva tasa IEHD del Diésel importado
07/04/2000	Decreto Supremo	25731	Abroga el DS 25660
07/04/2000	Decreto Supremo	25732	Dispone un mecanismo para el cálculo de los precios preterminal y final de los Hidrocarburos y sus Derivados
25/04/2000	Decreto Supremo	25753	Establece una nueva tasa IEHD del Diésel oíl importado
19/05/2000	Decreto Supremo	25774	Aprueba alícuotas de IEHD y modifica el Reglamento aprobado por DS 24804 y sus modificaciones
19/05/2000	Decreto Supremo	25781	Establece una tasa IEHD del Diésel oíl importado
07/07/2000	Decreto Supremo	25835	Establece la definición y el tratamiento a los Grandes Consumidores de Productos Regulados GCPR
07/07/2000	Decreto Supremo	25836	Autoriza a YPFB suscribir contratos con empresas privadas destinados a estabilizar los precios de la Gasolina Especial y el Diésel oíl, vigencia prorrogada 30 días por DS 26242
07/07/2000	Decreto Supremo	25837	Homologa el contrato señalado en el DS 25836
29/08/2000	Decreto Supremo	25885	Autoriza la emisión de NOCREs a favor de empresas importadoras de Diésel oíl
08/09/2000	Decreto Supremo	25893	Complementa el DS 25885 con las funciones de las entidades estatales
22/11/2000	Ley	2152	Complementa la Ley de Reactivación Económica y establece tasas del IEHD
27/11/2000	Decreto Supremo	26004	Establece tasas IEHD a los productos regulados
22/12/2000	Decreto Supremo	26028	Aprueba un mecanismo de fijación de IEHD del Diésel oíl importado
22/12/2000	Decreto Supremo	26037	Excluye la Generación termoeléctrica a gas natural de la aplicación del Reglamento de Comercialización de Gas (Abrogada por DS 27354)
16/03/2001	Decreto Supremo	26116	Aprueba el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos
30/04/2001	Decreto Supremo	26170	Establece una prórroga de 2 años adicionales de fijación de precios por parte del Estado (Modificado por el DS 27021)
04/05/2001	Decreto Supremo	26177	Simplifica el proceso de cálculo del DS 26028; modifica la fórmula
21/06/2001	Decreto Supremo	26225	Establece una tasa IEHD del Diésel oíl importado
05/08/2001	Decreto Supremo	26270	Establece mecanismos de ajuste del IEHD (Abrogada por el DS 27344)

28/12/2001	Decreto Supremo	26476	Establece una tasa IEHD del Diésel oíl importado
28/12/2001	Decreto Supremo	26477	Modifica el Reglamento para la Construcción y Operación de Plantas de Engarrafado de GLP
08/05/2002	Decreto Supremo	26616	Establece una tasa IEHD del Diésel oíl importado
14/05/2002	Decreto Supremo	26621	Establece una tasa IEHD del Diésel oíl importado
07/09/2002	Decreto Supremo	26783	Establece una tasa IEHD del Diésel oíl importado
14/01/2003	Decreto Supremo	26917	Introduce un mecanismo de fijación del IEHD para el Diésel Oíl importado (Modificado por los DS 27440, 27696, 27715, 28046, 28416 y 1905)
25/01/2003	Decreto Supremo	26926	Modifica el Reglamento sobre el Régimen de precios de los productos derivados del Petróleo
11/02/2003	Decreto Supremo	26933	Establece procedimientos abreviados para que YPFB contrate la importación del Diésel oíl
28/02/2003	Decreto Supremo	26946	Establece mecanismos de compensación a importadores de Diésel oíl a través de NOCREs (Derogadas por los DS 26972 y DS 27440)
25/03/2003	Decreto Supremo	26972	Modifica la definición de PP1 para el Diésel oíl importado y establece mecanismos de compensación mediante NOCREs (Modificado por DS 27440)
29/04/2003	Decreto Supremo	27021	Establece una prórroga de 5 años adicionales de fijación de precios por parte del Estado
06/06/2003	Decreto Supremo	27065	Crea mecanismos de incentivo a la producción de Diésel oíl - IPD a refinerías actuales (abrogado por DS 27959)
04/08/2003	Ley	2493	Modifica la Ley 843 y determina nuevas alícuotas máximas para el IEHD
11/10/2003	Decreto Supremo	27209	Declara Emergencia Nacional, abastecimiento de combustibles líquidos en todo el territorio nacional
12/10/2003	Decreto Supremo	27210	Determina que no se exportará gas natural a nuevos mercados mientras no se realicen consultas y debates sobre este recurso (Abrogado por DS 27511)
20/12/2003	Decreto Supremo	27297	Aprueba el Reglamento del Régimen de Conversión de Vehículos que utilizan Gasolina y Diésel al Sistema de GNV

31/01/2004	Decreto Supremo	27343	Establece una nueva política de precios para el GLP (En suspenso por el DS 27697 y abrogado por el DS 27992)
31/01/2004	Decreto Supremo	27344	Reestablece la Metodología de Cálculo de precios finales de la Gasolina Especial y el Diésel oíl y actualiza el mecanismo de ajuste del IEHD (En suspenso por el DS 27697 y abrogado por el DS 27992)
04/02/2004	Decreto Supremo	27354	Establece un cálculo para fijar el precio de venta del gas natural para la generación termoeléctrica y las empresas distribuidoras de gas natural por redes (Abrogada por el DS 28275)
07/04/2004	Decreto Supremo	27440	Modifica el DS 26972. Nueva fórmula de actualización del IEHD y del cálculo total de NOCREs emitidas
07/04/2004	Decreto Supremo	27442	Introduce una nueva metodología para la determinación de las alícuotas del IEHD de la Gasolina Especial y el Diésel oíl Nacional (Modificado por los DS 27516, DS 27678 y abrogado por el DS 27992)
13/04/2004	Decreto Supremo	27448	Autoriza la suscripción de un Convenio de Compra - Venta de Gas natural entre la República de Bolivia y la República de Argentina (Modificado por los DS 27505, DS 27511 y DS 27865)
30/04/2004	Decreto Supremo	27473	Suspende el cálculo de los Márgenes de Transportes Diferentes y su aplicación en la cadena de precios (Abrogada por DS 29768)
17/05/2004	Decreto Supremo	27499	Establece un nuevo Precio de Referencia y fija un nuevo Margen de Refinería para el GLP
17/05/2004	Decreto Supremo	27500	Reduce el impacto de la variación de los Precios Internacionales de Referencia sobre los Precios Finales de la Gasolina Especial y el Diésel oíl
19/05/2004	Decreto Supremo	27503	Aprueba los contratos de compraventa de Gas natural a la República Argentina
19/05/2004	Decreto Supremo	27505	Modifica el volumen exportable de Gas natural a la República Argentina y la retribución YPFB (Abrogada por DS 27511)
20/05/2004	Decreto Supremo	27511	Modifica el volumen exportable de Gas natural a la República Argentina (Modificada por DS 27865)
25/05/2004	Decreto Supremo	27516	Modifica las alícuotas de IEHD para la Gasolina Especial y el Diésel oíl (En suspenso mediante el DS 27690)

29/06/2004	Decreto Supremo	27601	Aprueba el mecanismo de ajuste gradual de precios finales del GLP (Abrogado por el DS 27992)
07/07/2004	Decreto Supremo	27617	Deja en suspenso la aplicación de la metodología de cálculo del IEHD
19/07/2004	Decreto Supremo	27632	Normativiza la producción, refinación y comercialización del producto denominado Agro Fuel
17/08/2004	Decreto Supremo	27677	Aprueba mecanismos de ajuste gradual de precios finales del GLP
17/08/2004	Decreto Supremo	27678	Modifica el mecanismo de ajuste gradual del IEHD en los precios finales del Diésel oíl
19/08/2004	Decreto Supremo	27690	Regula la metodología de cálculo del IEHD para el Diésel oíl Nacional y establece mecanismos de variación de precios de Jet Fuel A-1 Nacional, Jet Fuel A-1 Internacional y querosén (Derogados por el DS 27697)
19/08/2004	Decreto Supremo	27691	Adecua las condiciones de comercialización del petróleo crudo en el mercado interno precio tope 27.11 USD/barril y 24.53 USD/barril mínimo
20/08/2004	Decreto Supremo	27695	Establece Márgenes de Transporte y Refinería para el GLP y el margen de compensación
23/08/2004	Decreto Supremo	27696	Modifica la metodología de cálculo del IEHD del Diésel oíl importado y el IPD
23/08/2004	Decreto Supremo	27697	Estabiliza los precios de la Gasolina Especial, el Diésel oíl y el GLP (Amplía el plazo de los DS 27770 y DS 27863)
26/08/2004	Decreto Supremo	27700	Amplía la suspensión a 40 días adicionales a lo establecido en el DS 27697 (Amplía el plazo del DS 27863)
07/09/2004	Decreto Supremo	27715	Modifica la metodología de cálculo del IEHD del Diésel oíl importado
06/10/2004	Decreto Supremo	27778	Establece que el Ente Regulador deberá utilizar los precios de referencia vigentes a la fecha de publicación del presente Decreto Supremo
12/11/2004	Decreto Supremo	27832	Modifica la definición de PP0 establecida en el DS 27715
26/11/2004	Decreto Supremo	27863	Amplía a 40 días adicionales el alcance del DS 27697 modificado por el DS 27700
26/11/2004	Decreto Supremo	27865	Amplía el plazo, el volumen exportable y el permiso de exportación a la República Argentina
30/12/2004	Decreto Supremo	27959	Modifica el Reglamento sobre el Régimen de Precios de Derivados del

			Petróleo, fija el Precio Referencial en 16.91 USD/barril para el GLP y establece tasas del IEHD
03/01/2005	Decreto Supremo	27963	Declara Emergencia Nacional, abastecimiento de Diésel oíl
04/01/2005	Decreto Supremo	27964	Modifica temporalmente las definiciones del mecanismo de ajuste de la tasa del IEHD por 30 días (ampliado por el DS 28000, abrogado por el DS 28046)
07/01/2005	Decreto Supremo	27967	Reglamenta los precios de mercado interno y externo de Petróleo crudo, GLP y Gas natural (Modificado por el DS 28106)
19/01/2005	Decreto Supremo	27983	Establece tasas del IEHD para el Diésel oíl Nacional y el Agro Fuel
28/01/2005	Decreto Supremo	27989	Establece una tasa de IEHD para el Diésel oíl Nacional
28/01/2005	Decreto Supremo	27992	Estabiliza los precios de los principales productos del petróleo y abroga las normas que ajustan sus precios a precios internacionales y por tipo de cambio
28/01/2005	Decreto Supremo	27993	Establece mecanismos para que el precio del Jet Fuel A-1 Internacional sea competitivo con los precios de los mercados vecinos, introduciendo tasa IEHD
03/02/2005	Decreto Supremo	28000	Amplía a 90 días adicionales el mecanismo IEHD definido en el DS 27964 (abrogado por DS 28046)
07/03/2005	Decreto Supremo	28027	Autoriza a YPF suscribir contratos de venta del gas natural a la República Argentina
22/03/2005	Decreto Supremo	28046	Modifica las definiciones del mecanismo de ajuste de la tasa del IEHD, establecido en el DS 26917
01/04/2005	Decreto Supremo	28059	Modifica la fórmula del mecanismo de ajuste del IEHD
27/04/2005	Decreto Supremo	28103	Nueva tasa de IEHD del AgroFuel
29/04/2005	Decreto Supremo	28106	Establece una metodología para la fijación del precio del gas natural para la distribución por redes en el mercado interno
16/05/2005	Decreto Supremo	28117	Instruye una revisión de márgenes de transporte (ambos), un nuevo margen de refinería y un nuevo margen de compensación GLP
16/05/2005	Decreto Supremo	28121	Establece la cadena de precios del GLP producido en Plantas. Establece una metodología de cálculo de compensación por subvención al GLP garrafa de 10 kg

17/05/2005	Ley	3058	Aprueba la Ley de Hidrocarburos (vigente)
19/05/2005	Decreto Supremo	28173	Dispone el régimen transitorio que deberá regir para las actividades hidrocarburíferas que regula la Superintendencia de Hidrocarburos
23/06/2005	Ley	3086	Dispone la incorporación del etanol anhidro en una mezcla mínima del 10% hasta el 25% (Abrogada por Ley 1098)
08/08/2005	Decreto Supremo	28275	Abroga el DS 27354
17/05/2005	Ley	3207	Aprueba la gradualidad en la implementación del biodiésel (Abrogada por la Ley 1098)
21/10/2005	Decreto Supremo	28416	Modifica las definiciones del DS 26917
01/05/2006	Decreto Supremo	28701	Tercera nacionalización de los Hidrocarburos "Héroes del Chaco"
20/11/2006	Decreto Supremo	28932	Establece una banda de ajuste para la importación del Jet Fuel A1 Internacional y el aprovisionamiento para el Jet Fuel A1 Nacional
22/12/2006	Decreto Supremo	28984	Reglamento, Incentivos, Producción, Campos Pequeños y Marginales
16/02/2007	Decreto Supremo	29032	Modifica el IEHD mínimo para la importación del Jet Fuel A1 Internacional
01/03/2007	Decreto Supremo	29049	Establece ajustes al mecanismo para la importación del Jet Fuel A1
06/05/2007	Decreto Supremo	29122	Establece la comercialización del Crudo Reconstituido y las Gasolinas Blancas
13/06/2007	Decreto Supremo	29166	Establece mecanismos para la importación del GLP por parte de YPFB, a fin de cubrir el Mercado Interno
09/04/2008	Decreto Supremo	29508	Establece el Margen de Almacenaje de Combustibles Líquidos (Abrogada por el DS 970)
09/04/2008	Decreto Supremo	29510	Establece lineamientos para precios del Gas natural en el mercado interno destinado a la Distribución del Gas natural por Redes, la generación termoeléctrica, los Consumidores Directos y el GNV
02/07/2008	Decreto Supremo	29629	Reglamenta el régimen de precios del Gas natural Vehicular (GNV) (Modificado por el DS 2782)
08/10/2008	Decreto Supremo	29732	Reglamenta y establece mecanismos que faciliten, agilicen y viabilicen la recuperación de la subvención a través de la emisión de NOCREs Endosables (Negociables) por la importación de

			hidrocarburos líquidos, efectuada por YPFB.
22/10/2008	Decreto Supremo	29753	Amplia mecanismos de control y sanción a la ilícita distribución, transporte y comercialización de GLP, Diésel oíl y Gasolinas
29/10/2008	Decreto Supremo	29768	Actualiza el cálculo de los márgenes de transporte diferentes para los productos regulados (Modificado por el DS 2717)
05/11/2008	Decreto Supremo	29777	Actualiza el margen de refinería y las alícuotas vigentes del IEHD para los productos regulados
26/11/2008	Decreto Supremo	29814	Establece mecanismos para determinación del Precio de la Gasolina Especial Internacional y el Diésel oíl Internacional (Modificado por DS 1905)
20/12/2008	Decreto Supremo	29868	Establece el tratamiento tributario y arancelario necesario para la importación de insumos y aditivos para la obtención de la Gasolina Especial (Abrogada por el DS 286)
17/06/2009	Decreto Supremo	176	Establece mecanismos de recuperación de la subvención por la importación de Diésel oíl a través de la emisión de NOCREs Endosables (Negociables) a favor de YPFB
09/09/2009	Decreto Supremo	286	Establece procedimientos, tratamientos tributarios y arancelarios para la importación de insumos y aditivos para la obtención de Gasolina Especial; también autoriza la subvención respectiva
26/12/2010	Decreto Supremo	748	Define nuevas alícuotas del IEHD para los productos regulados (Abrogado por el DS 759)
31/12/2010	Decreto Supremo	759	Abroga el DS 748
07/09/2011	Decreto Supremo	970	Autoriza al Ministerio cabeza del sector a definir mediante RM la Tarifa Máxima de Almacenaje de Combustibles Líquidos
18/04/2012	Decreto Supremo	1202	Incentivos a la producción de petróleo y Gas Natural
11/09/2013	Decreto Supremo	1719	Establece una definición del Consumidor Directo y lineamientos para determinar el Precio Gas natural para PSLs
28/10/2013	Resolución Ministerial	255	Aprueba una metodología para determinar el Precio Gas para PSLs
26/02/2014	Decreto Supremo	1905	Modifica las definiciones para la determinación del IEHD del Diésel oíl importado, la Gasolina Especial Internacional y el Diésel oíl Internacional

15/05/2014	Decreto Supremo	1996	Norma las condiciones técnicas, legales, económicas, así como los procedimientos administrativos para realizar actividades de Distribución de Gas natural por Redes
08/01/2015	Decreto Supremo	2242	Establece el IEHD mínimo para el Jet Fuel A1 Internacional y establece el precio final para la gasolina especial internacional y el Diésel oíl internacional
13/05/2015	Decreto Supremo	2358	Fija el margen de transporte por poliductos para los Productos Regulados del petróleo en 0,80 USD/barril
11/12/2015	Ley	767	De Promoción para la Inversión en Exploración y Explotación de Hidrocarburos
06/04/2016	Decreto Supremo	2717	Fija criterios para el cálculo de los márgenes de transporte diferentes
01/06/2016	Decreto Supremo	2782	Modifica el DS 29629 del Régimen de Precios del GNV
06/07/2016	Decreto Supremo	2830	Reglamenta la Ley 767
03/08/2016	Decreto Supremo	2863	Aprueba una metodología para determinar el Precio Gas del Gas Lift y para Plantas de Extracción de Licuables
16/12/2016	Resolución Ministerial	289	Determina plazos, mecanismos y procedimientos para la aplicación de Incentivos
19/04/2017	Resolución Ministerial	48	Aprueba el Reglamento que establece la estructura de Costos resultantes de la importación de Insumos y Aditivos para la elaboración de la Gasolina Especial, método de cálculo de la subvención y procedimientos
22/12/2017	Resolución Ministerial	147	Aprueba una metodología para determinar el Precio del Gas como materia prima y combustible para la Planta de Amoniaco y Urea (PAU)
20/01/2018	Resolución Administrativa ANH	173	Aprueba en 0.90 USD/MPC el precio del Gas natural como materia prima y combustible para la PAU
15/09/2018	Ley	1098	Aprueba la producción y comercialización de Aditivos de Origen Vegetal, con la finalidad de reducir gradualmente la subvención de Insumos y Aditivos y el Diésel oíl; autoriza la regulación por DS y Resolución Ministerial
25/09/2018	Decreto Supremo	3672	Determina que los combustibles a ser comercializados con contenido de Etanol Anhidro tendrán una proporción volumétrica de hasta el 12% de dicho Aditivo de Origen Vegetal

03/10/2018	Resolución Ministerial	121	Reglamenta las características técnicas de calidad de la Gasolina Base para su mezcla con Aditivos de Origen Vegetal hasta en 12%, para la obtención de combustible con etanol anhidro RON 92
18/10/2018	Resolución Ministerial	127	Aprueba la Metodología para la Determinación del Precio del Etanol Anhidro (Modificada por RM-133)
19/10/2018	Resolución Ministerial	130	Aprueba lineamientos para determinar el precio del combustible líquido con octanaje 92, resultante de la mezcla de Etanol Anhidro con gasolina base, así como su actualización; y reglamenta los aspectos de comercialización relacionados al combustible final y a la gasolina base (Modificada por RM-185)
24/10/2018	Resolución Ministerial	133	Modifica la variable “rdes” de la RM 127
31/12/2018	Resolución Ministerial	184	Aprueba la metodología para la determinación de precios del Etanol Anhidro, como Aditivo de Origen Vegetal
31/12/2018	Resolución Ministerial	185	Se modifica la descripción del parámetro $\Psi$ establecido en la Ecuación (2) del Artículo 4 del Anexo de la RM-130
02/01/2019	Resolución Administrativa ANH	2	Aprueba el precio del etanol anhidro
28/01/2019	Resolución Ministerial	15	Reglamenta la metodología para la determinación y actualización de precios de los combustibles finales resultantes de la mezcla de Etanol Anhidro con gasolinas base
01/04/2019	Resolución Ministerial	42	Aprueba la calidad de la gasolina base para obtener Gasolina Especial+ con una mezcla de hasta 8% de etanol anhidro
01/04/2019	Resolución Ministerial	45	Aprueba la metodología de cálculo para la determinación del Precio Ex Refinería y Precio PreTerminal de la Gasolina Base
25/07/2019	Decreto Supremo	3992	Establece los procedimientos y el tratamiento tributario para la importación de Insumos y Aditivos por parte de YPFB o YPFB Refinación S. A., para la obtención de la Gasolinas Base y autoriza la subvención
25/09/2019	Resolución Biministerial MHE y MEFP	1	Aprueba la metodología de cálculo de la subvención por la obtención de Gasolinas Base resultantes de la mezcla o no de insumos y Aditivos con Gasolina Blanca

09/08/2020	Resolución Administrativa ANH	73	Aprueba en 1.31 USD/MPC el precio del Gas natural para PSLs
18/08/2020	Resolución Ministerial	60	Aprueba la calidad de la gasolina base A para obtener la Gasolina Especial+ con una mezcla de 12% de etanol anhidro
07/09/2020	Resolución Administrativa ANH	240	Instruye a YPFB la mezcla de Gasolina Base A con 12% de etanol anhidro para la Gasolina Especial+
20/01/2022	Decreto Supremo	4661	Establece condiciones para la importación del Petróleo Crudo por parte de YPFB, así como el tratamiento tributario y arancelario para este propósito; autoriza la subvención

## Anexo 2: Precios históricos de la gasolina y el diésel en Bolivia

Fecha	Gasolina Especial	Diésel Oil	Fecha	Gasolina Especial	Diésel Oil
05-dic-97	2.56	2.50	25-jun-99	2.66	2.59
19-dic-97	2.56	2.46	01-jul-99	2.71	2.59
08-ene-98	2.56	2.42	05-jul-99	2.71	2.66
13-ene-98	2.52	2.42	14-jul-99	2.71	2.71
27-ene-98	2.52	2.38	28-jul-99	2.71	2.77
07-feb-98	2.48	2.38	18-ago-99	2.71	2.83
10-mar-98	2.48	2.35	20-ago-99	2.77	2.83
12-mar-98	2.44	2.35	18-nov-99	2.77	2.93
24-mar-98	2.44	2.32	20-nov-99	2.84	2.93
17-jun-98	2.44	2.31	15-dic-99	2.97	3.02
05-ago-98	2.42	2.31	12-feb-00	2.98	3.05
08-ago-98	2.42	2.28	03-mar-00	3.06	3.05
26-ago-98	2.38	2.28	15-mar-00	3.13	3.05
19-sep-98	2.38	2.34	11-abr-00	3.13	3.02
29-sep-98	2.38	2.37	30-abr-00	3.13	3.12
14-nov-98	2.38	2.35	03-may-00	3.22	3.12
19-nov-98	2.36	2.35	24-jun-00	3.31	3.12
24-nov-98	2.36	2.32	29-mar-02	3.30	3.12
02-dic-98	2.36	2.28	11-abr-02	3.31	3.12
09-dic-98	2.36	2.25	08-abr-04	3.34	3.15
19-dic-98	2.42	2.34	10-may-04	3.35	3.15
02-feb-99	2.42	2.38	13-may-04	3.35	3.16
23-mar-99	2.42	2.43	21-may-04	3.37	3.16
27-mar-99	2.42	2.47	08-jun-04	3.37	3.21
02-abr-99	2.42	2.51	11-jun-04	3.38	3.21
09-abr-99	2.42	2.54	09-ago-04	3.40	3.23
22-abr-99	2.48	2.54	30-dic-04	3.74	3.98
24-abr-99	2.48	2.59	19-ene-05	3.74	3.72
05-may-99	2.52	2.59	26-dic-10	6.47	6.80
14-may-99	2.56	2.59	31-dic-10	3.74	3.72
28-may-99	2.61	2.59			

Fuente: Superintendencia de Hidrocarburos, Agencia Nacional de Hidrocarburos

Elaboración: Propia

## Anexo 3: Estimación de los subsidios por no actualizar los márgenes

Estimación del subsidio por no actualización de los márgenes de la gasolina especial

Año	IPC (agosto 2004=100)	Margen refinería (Bs/litro)	Margen compensación (Bs/litro)	Margen transporte por ductos (Bs/litro)	Margen transporte diferentes (Bs/litro)	Margen almacenaje (Bs/litro)	Margen mayorista (Bs/litro)	Margen minorista (Bs/litro)	Volumen gasolina (MM litros)	Subsidio (MM Bs)	Tipo de cambio (Bs/litro)	Subsidio (MM USD)
2010	150.74	0.3048	0.0800	0.0405	0.0734	0.0390	0.0800	0.1914	873.0	1,064.8	7.07	150.7
2011	161.14	0.3048	0.0800	0.0405	0.0734	0.0390	0.0800	0.1914	863.1	1,125.3	6.99	161.1
2012	168.46	0.3048	0.0800	0.0405	0.0734	0.0390	0.0800	0.1914	942.1	1,284.1	6.96	184.5
2013	179.37	0.3048	0.0800	0.0405	0.0734	0.0390	0.0800	0.1914	1,074.8	1,560.0	6.96	224.1
2014	188.69	0.3048	0.0800	0.0405	0.0734	0.0390	0.0800	0.1914	1,093.3	1,669.2	6.96	239.8
2015	194.26	0.3048	0.0800	0.0405	0.0734	0.0390	0.0800	0.1914	1,097.5	1,725.2	6.96	247.9
2016	202.04	0.3048	0.0800	0.0405	0.0734	0.0390	0.0800	0.1914	1,406.7	2,299.6	6.96	330.4
2017	207.52	0.3048	0.0800	0.0405	0.0734	0.0390	0.0800	0.1914	1,376.6	2,311.6	6.96	332.1
2018	210.65	0.3048	0.0800	0.0405	0.0734	0.0390	0.0800	0.1914	1,324.4	2,257.4	6.96	324.3
2019	213.74	0.3048	0.0800	0.0405	0.0734	0.0390	0.0800	0.1914	1,197.8	2,071.6	6.96	297.6
2020	215.18	0.3048	0.0800	0.0405	0.0734	0.0390	0.0800	0.1914	1,273.6	2,217.5	6.96	318.6
2021	217.12	0.3048	0.0800	0.0405	0.0734	0.0390	0.0800	0.1914	1,223.9	2,150.2	6.96	308.9
2022e	221.46	0.3048	0.0800	0.0405	0.0734	0.0390	0.0800	0.1914	1,175.0	2,105.4	6.96	302.5
2023e	225.89	0.3048	0.0800	0.0405	0.0734	0.0390	0.0800	0.1914	1,128.0	2,061.6	6.96	296.2
2024e	230.41	0.3048	0.0800	0.0405	0.0734	0.0390	0.0800	0.1914	1,082.8	2,018.8	6.96	290.1
2025e	235.01	0.3048	0.0800	0.0405	0.0734	0.0390	0.0800	0.1914	1,039.5	1,976.8	6.96	284.0

Estimación del subsidio por no actualización de los márgenes de la diésel oil nacional

Año	IPC (agosto 2004=100)	Margen refinería (Bs/litro)	Margen compensación (Bs/litro)	Margen transporte por ductos (Bs/litro)	Margen transporte diferentes (Bs/litro)	Margen almacenaje (Bs/litro)	Margen mayorista (Bs/litro)	Margen minorista (Bs/litro)	Volumen diésel oil nacional (MM litros)	Subsidio (MM Bs)	Tipo de cambio (Bs/litro)	Subsidio (MM USD)
2010	150.74	0.30	0.08	0.04	0.07	0.04	0.08	0.16	641.5	751.6	7.07	106.3
2011	161.14	0.30	0.08	0.04	0.07	0.04	0.08	0.16	679.6	851.1	6.99	121.8
2012	168.46	0.30	0.08	0.04	0.07	0.04	0.08	0.16	729.9	955.6	6.96	137.3
2013	179.37	0.30	0.08	0.04	0.07	0.04	0.08	0.16	825.4	1,150.8	6.96	165.3
2014	188.69	0.30	0.08	0.04	0.07	0.04	0.08	0.16	897.7	1,316.5	6.96	189.2
2015	194.26	0.30	0.08	0.04	0.07	0.04	0.08	0.16	1,005.2	1,517.7	6.96	218.1
2016	202.04	0.30	0.08	0.04	0.07	0.04	0.08	0.16	925.4	1,453.1	6.96	208.8
2017	207.52	0.30	0.08	0.04	0.07	0.04	0.08	0.16	846.8	1,365.9	6.96	196.2
2018	210.65	0.30	0.08	0.04	0.07	0.04	0.08	0.16	822.7	1,346.9	6.96	193.5
2019	213.74	0.30	0.08	0.04	0.07	0.04	0.08	0.16	664.5	1,104.0	6.96	158.6
2020	215.18	0.30	0.08	0.04	0.07	0.04	0.08	0.16	708.1	1,184.2	6.96	170.2
2021	217.12	0.30	0.08	0.04	0.07	0.04	0.08	0.16	617.6	1,042.2	6.96	149.7
2022e	221.46	0.30	0.08	0.04	0.07	0.04	0.08	0.16	555.8	956.7	6.96	137.5
2023e	225.89	0.30	0.08	0.04	0.07	0.04	0.08	0.16	500.3	878.3	6.96	126.2
2024e	230.41	0.30	0.08	0.04	0.07	0.04	0.08	0.16	450.2	806.3	6.96	115.8
2025e	235.01	0.30	0.08	0.04	0.07	0.04	0.08	0.16	405.2	740.2	6.96	106.3

## Anexo 4: Base estadística para el análisis comparativo internacional

### Argentina

Producto	Unidad	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Hidrocarburos</b>								
Gas Oil grado 2 <sup>(1)</sup>	\$/litro	29.12	19.70	24.50	27.68	43.39	54.79	84.97
Gas Oil grado 3 <sup>(1)</sup>	\$/litro	14.61	17.42	28.46	32.60	49.17	64.99	101.01
Gasolina (entre 92 y 95 RON) <sup>(1)</sup>	\$/litro	15.40	24.45	30.11	31.21	44.81	59.19	89.23
GLP <sup>(2)</sup>	USD/Kg		0.12	0.12	0.18	0.24		
<b>Electricidad</b>								
Residencial <sup>(3)</sup>	USD/MWh		68.90	87.01	94.56	90.85	76.24	
Industrial <sup>(4)</sup>	USD/MWh		51.71	77.71	68.08	68.44	52.78	
<b>Gas Natural</b>								
GNV <sup>(5)</sup>	\$/M3	5.85	8.08	11.63	14.54	20.91	25.35	41.05
Industrial <sup>(6)</sup>	USD/MM BTU				4.26			
Residencial <sup>(7)</sup>	USD/MM BTU		4.34	5.70	7.29	7.35	6.19	
Electricidad <sup>(8)</sup>	USD/MM BTU			5.20	3.98	2.42	2.00	
PIB <sup>(9)</sup>	MM \$ corrientes	5,954,511	8,228,160	10,660,228	14,744,811	21,802,256	27,481,440	187,787,007
Población <sup>(10)</sup>	MM personas	43.1	43.6	44.0	44.5	44.9	45.4	45.8
Tipo de cambio <sup>(11)</sup>	\$/USD	14.1	15.3	17.2	28.7	51.6	123.8	148.0

Fuente:

(1) Secretaría de Energía

(2) OLADE 2016 - 2019

(3) OLADE 2016 - 2019

(4) OLADE 2016 - 2019

(5) Secretaría de Energía

(6) Secretaría de Energía. Año 2018 Res 1/2018

(7) OLADE 2016 - 2019

(8) OLADE 2017 - 2019

(9) INDEC. El dato del año 2021 fu estimado con información oficial hasta septiembre del año 2021

(10) INDEC

(11) Dólar informal venta, fuente: <https://www.ambito.com/contenidos/dolar-informal-historico.html>

## Bolivia

Producto	Unidad	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Hidrocarburos</b>								
Diésel Oil <sup>(1)</sup>	Bs/litro	3.72	3.72	3.72	3.72	3.72	3.72	3.72
Gasolina <sup>(2)</sup>	Bs/litro	3.74	3.74	3.74	3.74	3.74	3.74	3.74
GLP <sup>(3)</sup>	Bs/Kg	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25
<b>Electricidad</b>								
Residencial <sup>(4)</sup>	USD/MWh	103.79	106.90	112.76	118.43	119.96	115.44	116.84
Industrial <sup>(5)</sup>	USD/MWh	80.94	83.79	89.89	96.86	97.29	97.12	91.79
<b>Gas Natural</b>								
GNV <sup>(6)</sup>	USD/MM BTU	6.51	6.51	6.51	6.51	6.51	6.51	6.51
Industrial <sup>(7)</sup>	USD/MM BTU	1.64	1.64	1.64	2.14	2.14	2.14	2.14
Residencial <sup>(8)</sup>	USD/MM BTU	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33
Electricidad <sup>(9)</sup>	USD/MM BTU	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35
PIB <sup>(10)</sup>	MM Bs Corrientes	228,031	234,533	259,185	278,388	282,587	252,718	284,573
Población <sup>(11)</sup>	MM personas	10.9	11.0	11.2	11.3	11.5	11.7	11.8
Tipo de cambio venta <sup>(12)</sup>	Bs/USD	6.96	6.96	6.96	6.96	6.96	6.96	6.96

Fuente:

(1) ANH

(2) ANH

(3) ANH

(4) Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear, tarifa al consumidor final con impuestos

(5) Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear, tarifa al consumidor final con impuestos

(6) OLADE 2015 - 2019, ANH 2020 - 2021

(7) OLADE 2015 - 2019, ANH 2020 - 2021

(8) OLADE 2015 - 2019, ANH 2020 - 2021

(9) OLADE 2015 - 2019, ANH 2020 - 2021

(10) INE 2015 - 2020, 2021 estimación propia con base en datos trimestrales del INE de Enero a Septiembre del 2021

(11) INE

(12) BCB

## Brasil

Producto	Unidad	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Hidrocarburos</b>								
Diésel Oil <sup>(1)</sup>	R\$/litro	2.83	3.01	3.11	3.49	3.59	3.42	4.65
Gasolina <sup>(2)</sup>	R\$/litro	3.34	3.68	3.77	4.41	4.38	4.28	5.81
GLP <sup>(3)</sup>	R\$/Kg	3.72	4.16	4.54	5.23	5.31	5.44	6.98
<b>Electricidad</b>								
Residencial <sup>(4)</sup>	R\$/kWh	0.42	0.60	0.64	0.64	0.72	0.75	0.90
Industrial <sup>(5)</sup>	R\$/kWh	0.33	0.52	0.54	0.54	0.62	0.65	0.81
<b>Gas Natural</b>								
GNV <sup>(6)</sup>	R\$/M3	2.06	2.25	2.34	2.73	3.16	3.09	3.79
Industrial <sup>(7)</sup>	R\$/M3	1.50	1.49	1.62	1.95	2.32	2.14	2.80
Residencial <sup>(8)</sup>	R\$/M3	3.24	3.36	3.74	4.53	5.11	4.92	6.80
Electricidad <sup>(9)</sup>	USD/MM BTU	3.96	3.94	4.18	4.22	4.16	4.25	4.63
PIB <sup>(10)</sup>	MM R\$ corrientes	5,995,787	6,269,328	6,585,479	7,004,141	7,389,131	7,467,616	8,679,490
Población <sup>(11)</sup>	MM personas	203.5	205.2	206.8	208.5	210.15	211.76	213.32
Tipo de cambio <sup>(12)</sup>	Reales/USD	3.34	3.48	3.19	3.66	3.95	5.16	5.39

Fuente:

(1) ANP, el dato del año 2021 fue estimado a partir de la información gráfica de la ANP

(2) ANP, el dato del año 2021 fue estimado a partir de la información gráfica de la ANP

(3) ANP, el dato del año 2021 fue estimado a partir de la información gráfica de la ANP

(4) Ministerio de Minas y Energía de Brasil 2015 - 2020, del año 2021 es a septiembre. Todos los precios incluyen impuestos

(5) Ministerio de Minas y Energía de Brasil 2015 - 2020, del año 2021 es a septiembre. Todos los precios incluyen impuestos

(6) ANP, para el año 2016 se utilizó como fuente el Ministerio de Minas y Energía

(7) Ministerio de Minas y Energía, corresponde a la tarifa de consumo hasta 20,000 mcd

(8) Ministerio de Minas y Energía, los precios corresponde a los meses de diciembre de cada año. Del año 2018 es el precio de enero 2019

(9) Ministerio de Minas y Energía, Programa Prioritario Termoeléctrico (PPT)

(10) Banco Central do Brasil

(11) Instituto Brasileño de Geografía y Estadística

(12) Banco Central do Brasil

## Chile

Producto	Unidad	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Hidrocarburos</b>								
Diésel Oil <sup>(1)</sup>	\$/litro	525.0	444.0	500.7	595.0	615.0	570.0	
Gasolina <sup>(2)</sup>	\$/litro	721.0	685.0	731.4	799.0	804.0	794.0	
GLP <sup>(3)</sup>	\$/Kg	1,028.3	1,028.0	1,156.6	1,283.9	1,311.1	1,256.1	
<b>Electricidad</b>								
Residencial <sup>(4)</sup>	USD/MWh	157.87	169.22	199.13	197.47	196.38	180.27	
Industrial <sup>(5)</sup>	USD/MWh	114.65	124.58	140.23	159.04	159.66	164.46	
<b>Gas Natural</b>								
GNV <sup>(6)</sup>								
Industrial <sup>(7)</sup>	USD/MM BTU							
Residencial <sup>(8)</sup>	USD/MM BTU	27.42	25.17	28.91	35.91	31.60	29.72	
Electricidad <sup>(9)</sup>	USD/MM BTU							
PIB <sup>(10)</sup>	Miles de MM de \$	158,623	168,765	179,315	189,435	195,816	200,344	240,633
Población <sup>(11)</sup>	MM personas	18.0	18.2	18.4	18.8	19.1	19.5	19.7
Tipo de cambio <sup>(12)</sup>	\$/USD	654.25	676.83	649.33	640.29	702.63	792.22	759.27

Fuente:

(1) Comisión Nacional de Energía

(2) Comisión Nacional de Energía

(3) Comisión Nacional de Energía

(4) OLADE 2015 - 2020

(5) OLADE 2015 - 2020

(6) .

(7) .

(8) OLADE 2015 - 2020

(9) .

(10) Banco Central de Chile

(11) INE

(12) Banco Central de Chile

## Paraguay

Producto	Unidad	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Hidrocarburos</b>								
Diésel Oil <sup>(1)</sup>	USD/litro	0.91	0.76	0.75	0.86	0.82	0.74	
Gasolina <sup>(2)</sup>	USD/litro	1.05	0.92	0.90	0.97	0.93	0.85	
GLP <sup>(3)</sup>	USD/Kg	1.37	1.17	1.13	1.10	0.99	0.94	
<b>Electricidad</b>								
Residencial <sup>(4)</sup>	USD/MWh	76.53	70.89	76.84	78.10	75.12	69.72	
Industrial <sup>(5)</sup>	USD/MWh	53.44	48.01	59.87	61.98	55.56	52.01	
<b>Gas Natural</b>								
GNV <sup>(6)</sup>	USD/MM BTU	N/A						
Industrial <sup>(7)</sup>	USD/MM BTU	N/A						
Residencial <sup>(8)</sup>	USD/MM BTU	N/A						
Electricidad <sup>(9)</sup>	USD/MM BTU	N/A						
PIB <sup>(10)</sup>	Miles de MM de G	188,477	204,647	219,122	230,576	236,681	239,915	268,061.8
Población <sup>(11)</sup>	MM personas	6.8	6.9	7.0	7.1	7.2	7.3	7.4
Tipo de cambio <sup>(12)</sup>	G/USD	5,228	5,674	5,591	5,688	6,138	6,671	6,757.53

Fuente:

(1) OLADE 2015 - 2020

(2) OLADE 2015 - 2020

(3) OLADE 2015 - 2020

(4) OLADE 2015 - 2020

(5) OLADE 2015 - 2020

(6) No se registran consumo de este energético en el país

(7) No se registran consumo de este energético en el país

(8) No se registran consumo de este energético en el país

(9) No se registran consumo de este energético en el país

(10) Banco Central del Paraguay

(11) INEI

(12) Banco Central del Paraguay, es el TdC venta

## Perú

Producto	Unidad	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Hidrocarburos</b>								
Diésel Oil <sup>(1)</sup>	Soles/Galón	11.80	10.58	11.79	13.36	13.79	12.58	14.90
Gasolina <sup>(2)</sup>	Soles/Galón	15.93	14.12	14.99	15.82	15.89	13.79	16.16
GLP <sup>(3)</sup>	Soles/Kg	4.12	4.02	3.98	4.08	4.02	3.88	4.74
<b>Electricidad</b>								
Residencial <sup>(4)</sup>	Soles/MWh	519.54	545.21	535.16	552.85	566.71	583.68	604.25
Industrial <sup>(5)</sup>	Soles/MWh	333.79	354.50	351.18	374.36	379.73	397.30	415.92
<b>Gas Natural</b>								
GNV <sup>(6)</sup>	Soles/M3	1.76	1.65	1.59	1.57	1.54	1.51	1.45
Industrial <sup>(7)</sup>	USD/MM BTU	0.51	0.50	0.56	0.54	1.20	1.30	
Residencial <sup>(8)</sup>	USD/MM BTU	5.79	5.03	7.04	6.33	7.15	6.95	
Electricidad <sup>(9)</sup>	USD/MM BTU	0.54	0.49	0.57	0.74	0.82	0.97	
PIB <sup>(10)</sup>	MM soles corrientes	604,416	647,668	687,989	731,588	761,984	704,939	866,342
Población <sup>(11)</sup>	MM personas	30.0	30.4	31.0	31.6	32.1	32.6	33.0
Tipo de cambio <sup>(12)</sup>	Soles/USD	3.19	3.38	3.26	3.29	3.34	3.50	3.88

Fuente:

(1) Ministerio de Energía y Minas; Banco Central del Perú

(2) Ministerio de Energía y Minas; Banco Central del Perú. 95 octanos

(3) Ministerio de Energía y Minas; Banco Central del Perú. Precio en Lima

(4) OSINERGMIN, Banco Central del Perú. Es la tarifa BT5

(5) OSINERGMIN, Banco Central del Perú. Es la tarifa MT2

(6) Ministerio de Energía y Minas; Banco Central del Perú. Precio en Lima

(7) OSINERGMIN, es la tarifa implícita resultante de dividir el valor de ventas y el volumen de ventas, para la concesión Lima/Callao y 1 PC = 1,000 BTU

(8) OSINERGMIN, es la tarifa implícita resultante de dividir el valor de ventas y el volumen de ventas, para la concesión Lima/Callao y 1 PC = 1,000 BTU

(9) OSINERGMIN, es la tarifa implícita resultante de dividir el valor de ventas y el volumen de ventas, para la concesión Lima/Callao y 1 PC = 1,000 BTU

(10) INEI

(11) INEI

(12) Banco Central del Perú, tipo de cambio bancario venta