

Un Giro Económico para Bolivia: Reactivando el Sector Energético

Lucas Lamby, Lucila Venturi, José Ignacio
Hernández, y Ricardo Hausmann



Growth Lab Working Paper Series
No. 263

**Abril
2026**

GROWTH LAB
HARVARD KENNEDY SCHOOL
79 JFK STREET
CAMBRIDGE, MA 02138

GROWTHLAB.HKS.HARVARD.EDU

Este informe fue traducido al español con asistencia de inteligencia artificial y posteriormente revisado para mayor claridad. Aunque se ha procurado preservar la precisión del contenido original, podrían existir leves diferencias de redacción.

Statements and views expressed in this report are solely those of the author(s) and do not imply endorsement by Harvard University, Harvard Kennedy School, or the Growth Lab.

© Copyright 2026 Lamby, Lucas; Venturi, Lucila; Hernandez, Jose Ignacio; Hausmann, Ricardo; and the President and Fellows of Harvard College

This paper may be referenced as follows: Lamby, L., Venturi, L., Hernandez, J., Hausmann, R. (2026). “Un Giro Económico para Bolivia: Revitalizando el Sector Energético.” Growth Lab Working Paper, John F. Kennedy School of Government, Harvard University.

Sobre el Growth Lab

El [Growth Lab de la Universidad de Harvard](#) es un equipo multidisciplinario liderado por el profesor Ricardo Hausmann que trabaja en la frontera de la investigación sobre crecimiento económico y política de desarrollo. El Lab combina investigación académica con trabajo aplicado en países y regiones específicos, buscando entender los procesos que impulsan el crecimiento, identificar los principales obstáculos y detectar oportunidades de diversificación concretas. A lo largo de los años, se ha posicionado como referente global en la materia, con contribuciones que incluyen el Diagnóstico de Crecimiento, la Complejidad Económica y el Crecimiento Verde: herramientas y enfoques que hoy utilizan gobiernos, organismos internacionales y académicos de todo el mundo. En línea con la misión de la Escuela de Gobierno John F. Kennedy de Harvard, el Lab apunta a fortalecer las capacidades institucionales para el diseño de políticas económicas que permitan a más países y comunidades alcanzar un crecimiento sólido, sostenible e inclusivo.

Sobre la Serie

La serie "Un giro económico para Bolivia", elaborada por el Growth Lab, está compuesta por siete documentos: (1) Un resumen de los principales hallazgos y prioridades de reforma, que integra y sintetiza los seis estudios temáticos de la serie (Hausmann et al., 2026); (2) La Gestación de la Crisis Macroeconómica (García et al., 2026); (3) Logros Macroeconómicos Iniciales y Desafíos Pendientes (Arcay et al., 2026); (4) Revitalizando el Sector Energético (Lamby et al., 2026); (5) Liberando el Potencial Minero y del Litio (Lamby & Hausmann, 2026); (6) Oportunidades y Desafíos en Agricultura (Shah et al., 2026); y (7) Un Diagnóstico de Crecimiento del Sector Turístico (Freeman & Hausmann, 2026). Ver Referencias.

Agradecimientos

Este informe es el resultado de dieciocho meses de investigación independiente en Bolivia, y no habría sido posible sin el compromiso y los aportes de numerosas personas e instituciones, a quienes agradecemos su tiempo, su conocimiento y su vocación. La iniciativa fue financiada gracias a una generosa donación del empresario boliviano-estadounidense Marcelo Clauze, quien no tuvo injerencia alguna en el diseño, la ejecución ni las conclusiones de la investigación. Agradecemos también a Marcelo Trigo y Bolivia 360, cuyo apoyo constante fue clave para tender puentes con actores relevantes del sector público, el sector privado y la sociedad civil.

Queremos extender un agradecimiento especial a Raúl Velasquez (Fundación Jubileo), cuya generosidad, observaciones y conocimiento profundo enriquecieron de manera significativa el análisis y las conclusiones de este trabajo. Agradecemos también a los funcionarios públicos, organismos internacionales, empresarios, cámaras sectoriales, referentes de la sociedad civil, y expertos académicos y técnicos de todo el país que compartieron con nosotros su experiencia y su visión. Son demasiados para mencionarlos uno a uno, pero su disposición y apertura fueron fundamentales para la calidad de esta investigación. Por último, agradecemos a los Fellows del Growth Lab Lili Vessereau, Martina Cometti y Ricardo Benzecry por sus importantes contribuciones analíticas al proyecto, así como a nuestros colegas del Growth Lab por su apoyo intelectual permanente a lo largo de todo el proceso.

Las opiniones vertidas en este informe son exclusivamente las de sus autores y no necesariamente representan las posiciones de las personas e instituciones aquí mencionadas.

Nota sobre los datos y la información utilizada

Este informe se basa exclusivamente en información y estadísticas de acceso público disponibles al momento de su elaboración. Las bases de datos oficiales de Bolivia presentan con frecuencia problemas de actualización, cobertura o publicación oportuna, lo que limita la precisión de algunas estimaciones y la profundidad del análisis. Cuando fue posible, estas limitaciones se compensaron con fuentes secundarias, series históricas o datos internacionalmente comparables, aunque ciertas cifras deben leerse como aproximaciones y no como valores definitivos. En esos casos, se aplicó criterio técnico en la construcción de los números y cálculos incluidos en el informe, y los cambios o novedades ocurridos después del 28 de febrero de 2026 no están reflejados en este documento.

Nota sobre la traducción

Este informe fue traducido al español con asistencia de inteligencia artificial y posteriormente revisado para mayor claridad. Aunque se ha procurado preservar la precisión del contenido original, podrían existir leves diferencias de redacción con la versión en inglés.

Índice

1.) Resumen ejecutivo.....	5
2.) El colapso del modelo energético de Bolivia	8
3.) La nacionalización y sus consecuencias para la inversión	15
4.) El potencial por explorar.....	20
5.) Las reformas iniciales del Gobierno de Rodrigo Paz.....	24
6.) Prioridades de política	27

1.) Resumen ejecutivo

La crisis macroeconómica de Bolivia es, en esencia, una crisis energética. Durante dos décadas, las exportaciones de gas natural proporcionaron las divisas y los ingresos fiscales que sustentaron el gasto público, la estabilidad del tipo de cambio y el equilibrio externo. Ese modelo se ha invertido. La producción de gas ha disminuido drásticamente desde su pico en 2014, los volúmenes de exportación se han desplomado y los hidrocarburos han pasado de ser un generador neto de divisas a convertirse en un drenaje constante de las reservas. Los subsidios a los combustibles han ejercido una presión adicional sobre el equilibrio externo al aumentar la demanda de combustibles líquidos importados. Mientras tanto, el subsidio al precio interno del gas natural distorsionó los incentivos a la inversión al desalentar tanto la inversión *upstream* como la inversión en energía hidroeléctrica y generación solar. El resultado es una restricción externa estructural en la que el sector energético ocupa un lugar central en la dinámica fiscal, externa y de crecimiento.

La disminución de la producción no es principalmente geológica. Refleja una ruptura en el marco institucional y contractual que rige los hidrocarburos. El régimen de inversión de la década de 1990, que combinaba derechos de comercialización, regalías bajas y mayor claridad en el marco regulatorio, generó un auge en la exploración, el crecimiento de las reservas y la expansión de las exportaciones. Tras la Guerra del Gas de 2003 y el referéndum de 2004, Bolivia reestructuró su sector de hidrocarburos mediante la Ley 3058 (2005), el Decreto Supremo 28701 (2006) y la reforma constitucional de 2009. El marco posterior a la nacionalización centralizó la autoridad de comercialización en Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), aumentó la participación del estado o *government take* a través del *Impuesto Directo a los Hidrocarburos* (IDH) y limitó la flexibilidad contractual. Si bien este modelo aumentó la captación de ingresos estatales durante el boom de commodities, debilitó el atractivo riesgo-rentabilidad de la exploración de alto riesgo. Dado que las inversiones en hidrocarburos operan en horizontes temporales largos, el colapso de la producción observado después de 2014 representa el efecto rezagado de la reducción de los incentivos a la exploración.

La nueva administración ha dado un paso significativo hacia la estabilización macroeconómica y un sistema energético más sostenible. El Decreto Supremo 5516 (enero de 2026) redujo sustancialmente los subsidios a los combustibles líquidos, aumentando los precios del diésel en un 163%, de la gasolina en un 86% y del gas natural vehicular en un 64%. La reforma fue acompañada de medidas de compensación social, como el aumento de *Renta Dignidad* y la introducción del *Bono Pepe*. Se estima que, en conjunto, estas medidas generarán un ahorro fiscal neto aproximado del 4,4 % del PIB.¹ La resistencia política ha sido más limitada de lo que se esperaba inicialmente, en parte porque la escasez recurrente de combustible ya había puesto de manifiesto la insostenibilidad del sistema anterior. El efecto de traspaso a la inflación también ha sido moderado. Como resultado, la reforma ha aliviado las presiones fiscales y cambiarias inmediatas.

¹ Este cálculo se realiza utilizando un PIB estimado del 2026 y un tipo de cambio estimado de 10,7 para el año 2026.

Sin embargo, la reforma energética sigue estando incompleta. Los precios de la gasolina se mantienen por debajo de la paridad internacional, lo que limita la viabilidad de la participación privada en la importación y comercialización de combustible. El marco de fijación de precios establecido por el Decreto Supremo 5516 conserva elementos discrecionales y carece de fórmulas de ajuste automáticas y totalmente transparentes, así como de mecanismos de estabilización fiscal. Y, lo que resulta más significativo es que la mayor distorsión del sistema energético, el gas natural doméstico subvencionado, sigue intacta. El gas doméstico se vende a una fracción de los precios de paridad de exportación, una política que en 2025 implicó resignar más de USD 900 millones en ingresos potenciales de exportación. Más allá de este costo inmediato, esta distorsión de precios desincentiva la exploración *upstream* y el desarrollo de energías renovables. Con una producción nacional que sigue disminuyendo, el subsidio implícito al gas corre el riesgo de convertirse en una carga fiscal explícita si Bolivia se ve obligada a importar derivados del gas, como el gas licuado de petróleo (GLP) a corto plazo y el gas natural en un futuro próximo.

El objetivo central de la política energética de Bolivia debería ser aprovechar los abundantes recursos naturales del país para respaldar la estabilidad macroeconómica y el desarrollo económico a largo plazo. Las exportaciones de gas natural proporcionaron los ingresos fiscales y las divisas que sustentaron el gasto público, la estabilidad del tipo de cambio y el equilibrio externo en el pasado. Si bien no será posible volver a esos niveles de ingresos en el corto plazo, la prioridad inmediata debe ser estabilizar el sistema energético y detener la caída de la producción de gas. En la práctica, esto significa restablecer un suministro confiable en el mercado de combustibles líquidos y evitar que Bolivia se convierta en un importador neto de gas natural en los próximos años.

Para alcanzar este objetivo es necesario movilizar la inversión y la capacidad técnica para desarrollar los recursos energéticos de Bolivia, garantizando al mismo tiempo que los beneficios se traduzcan en ganancias para el país y sus ciudadanos. El objetivo de la reforma no es transferir el control de los recursos naturales a actores privados, sino crear las condiciones para que esos recursos puedan desarrollarse de manera eficiente y generar beneficios económicos sostenidos para el país. Bolivia posee un potencial sustancial sin explotar en hidrocarburos, energía hidroeléctrica y energía solar. Por lo tanto, una política energética bien diseñada debería buscar restablecer la inversión *upstream* en gas natural y, al mismo tiempo, ampliar la capacidad de generación de energía renovable. En conjunto, estos recursos pueden respaldar la actividad económica, fortalecer el equilibrio externo mediante las exportaciones de energía y proporcionar una base más sostenible para el crecimiento a largo plazo. Alcanzar estos objetivos, implica actuar en tres áreas prioritarias.

En primer lugar, es necesario finalizar la reforma de los subsidios a los combustibles e integrarla en un sistema de precios transparente y basado en fórmulas de ajuste. La convergencia total de los precios de los combustibles con los niveles de referencia internacionales es imprescindible para permitir la participación privada en el suministro y liberar a YPFB de obligaciones financieramente insostenibles. Las fórmulas de fijación de precios automáticas y transparentes, vinculadas a índices de referencia internacionales y respaldadas por mecanismos de estabilización, son esenciales para evitar el resurgimiento de subsidios y para generar credibilidad. La protección social focalizada debe reemplazar a

los subsidios energéticos no focalizados para proteger a los hogares vulnerables y preservar apoyo político.

En segundo lugar, el sector de hidrocarburos debe reestructurarse para restablecer los incentivos a la exploración. En el marco constitucional actual (artículos 359-361), la autoridad para comercializar los hidrocarburos producidos en el país está reservada al Estado, lo que limita la flexibilidad contractual. Si bien una reforma constitucional podría permitir una mayor flexibilidad en el diseño de los contratos, es posible lograr mejoras significativas dentro de las restricciones existentes. Los ajustes a la Ley 3058, particularmente en lo que respecta a los derechos de comercialización y a la asignación de flujos de caja, podrían reducir el riesgo de contraparte y mejorar la certeza jurídica de los inversionistas.² Las condiciones fiscales para los nuevos yacimientos deberían incorporar mayor progresividad y sensibilidad al riesgo, potencialmente a través de un mecanismo de impuestos variables que reemplace o modifique el IDH para nuevas áreas de exploración (Artículos 53–58). La reforma institucional es igualmente importante: fortalecer la independencia de la *Agencia Nacional de Hidrocarburos* (ANH), separar las funciones reguladoras y operativas, y fortalecer el gobierno corporativo de YPFB puede mejorar la transparencia y la credibilidad sin renunciar a la propiedad pública. Dado que los resultados de la exploración se materializan luego de varios años, se necesitan señales de reforma creíbles de inmediato.

En tercer lugar, Bolivia debería acelerar el desarrollo de los recursos hidroeléctricos y solares con el fin de liberar gas natural para la exportación. El país posee un importante potencial renovable, pero el gas doméstico subvencionado hace que la generación renovable no sea competitiva. Alinear los precios del gas con los costos de oportunidad crearía espacio para el desarrollo de energías renovables y reduciría el consumo doméstico de gas en la generación de electricidad. Subastas competitivas en energía renovable, integradas en tarifas que reflejen los costos y respaldadas por acuerdos de compra con garantía de solvencia e inversiones en la red de transmisión, pueden procurar nueva capacidad a menor costo. Con el tiempo, una combinación de generación más diversificada fortalecería la seguridad energética, reduciría la exposición fiscal y mejoraría la resiliencia cambiaria.

Por último, la reforma energética de Bolivia no implica un retroceso en materia de soberanía, sino una estrategia para preservarla. Los subsidios no focalizados y la producción en declive socavan la estabilidad fiscal y externa. Al sustituir los subsidios regresivos por transferencias focalizadas, restablecer los incentivos a la exploración sin dejar de mantener la propiedad estatal y aprovechar el potencial de las energías renovables para proteger la capacidad de exportación, Bolivia puede reconstruir un sistema energético que respalde la estabilidad macroeconómica, la confianza de los inversionistas y el desarrollo a largo plazo. La durabilidad de la reforma dependerá de la transparencia, la credibilidad institucional y el reparto visible de los beneficios entre la sociedad y las regiones. Sin tales reformas, el continuo descenso de la producción de gas y la creciente dependencia de los combustibles importados

² Ante los antecedentes de incumplimiento en los pagos en dólares contractualmente acordados, una estructura de pagos invertida en la que los operadores privados perciban los ingresos directamente y liquiden posteriormente la participación estatal brindaría mayor certeza jurídica a los inversionistas.

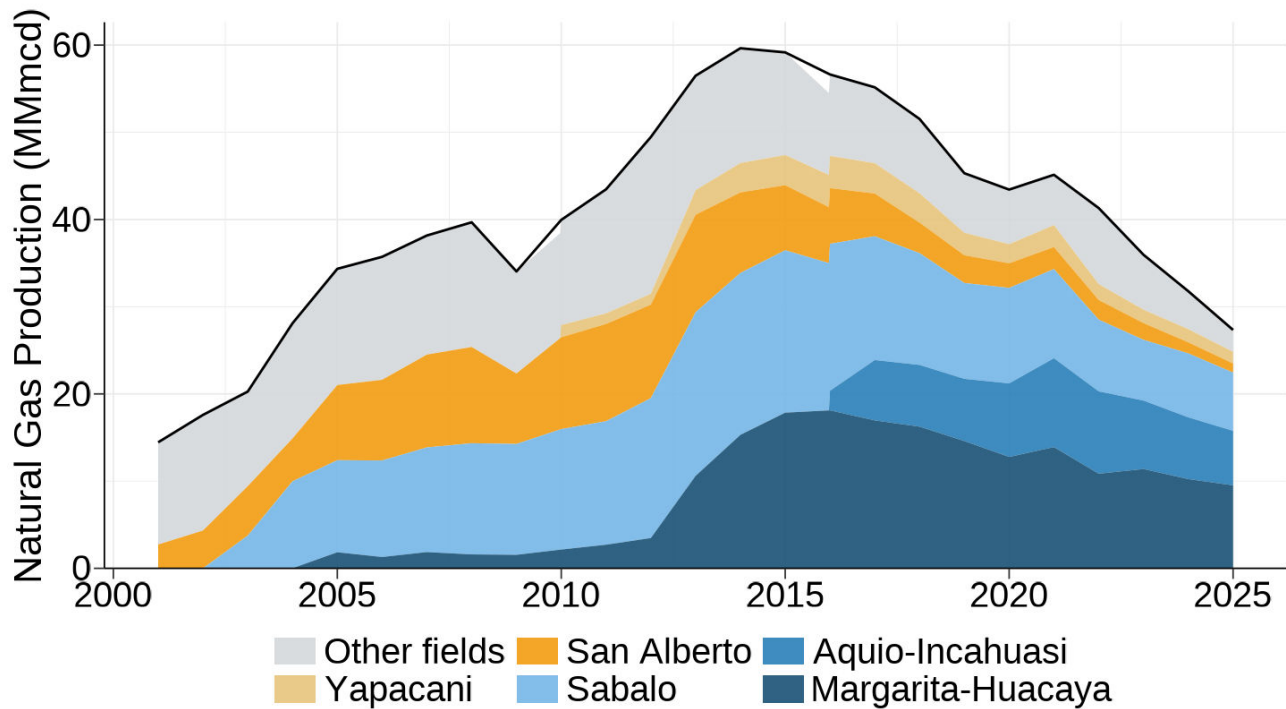
ejercerán una presión cada vez mayor sobre los saldos fiscales y externos, lo que, en última instancia, limitará la capacidad del país para mantener el crecimiento económico y la estabilidad macroeconómica.

2.) El colapso del modelo energético de Bolivia

La economía y el sistema energético de Bolivia dependen estructuralmente de los hidrocarburos. Durante muchos años, las exportaciones de gas natural a Brasil y Argentina constituyeron la columna vertebral del modelo macroeconómico del país. Las exportaciones de gas generaron grandes entradas de divisas, financiaron el gasto público a través de un elevado *government take* y proporcionaron los dólares necesarios para mantener un régimen de tipo de cambio fijo. Durante el boom de commodities, este modelo pareció tener mucho éxito: los ingresos por exportaciones se dispararon, el espacio fiscal se amplió y las reservas internacionales se acumularon hasta alcanzar máximos históricos.

Ese modelo se ha revertido, ya que la producción de gas natural está colapsando. La producción de gas natural alcanzó su punto máximo en 2014 y ahora ha llegado a niveles que no se veían desde hace 20 años. Mientras que Bolivia produjo 59,6 MMmcd de gas natural en 2014, esta cifra se redujo a 27,3 MMmcd en 2025 (Figura 1). Esto supone una contracción del 54,2%. La disminución de la producción se debió en gran parte a la reducción de la producción de megayacimientos como Margarita, Sábalo y San Alberto. Todos estos son yacimientos, que entraron en producción a principios de la década de 2000, se encuentran en su fase de declive. En su punto álgido en 2014, estos tres yacimientos representaban más del 70% de la producción total de gas natural. A medida que la producción comenzó a caer, se dio prioridad a las necesidades del mercado interno y, en consecuencia, las exportaciones disminuyeron. Mientras que en 2014 Bolivia exportó 48,3 MMmcd, las exportaciones de gas natural se desplomaron a 10,8 MMmcd en 2025 (-78%).

Figura 1: Producción de gas natural en Bolivia 2001 – 2025



Fuente: Elaboración de los autores basada en datos del Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE), INE, Fundación Jubileo y S&P.

La disminución de la producción de gas natural se tradujo directamente en una fuerte reducción de los ingresos fiscales y la generación de divisas. Tras las reformas de mediados de la década de 2000, Bolivia aumentó significativamente la participación del gobierno en el sector de los hidrocarburos y, por lo tanto, capturó una parte considerable de los ingresos extraordinarios generados durante el auge de las materias primas. La combinación de regalías e impuestos al sector de los hidrocarburos generó aproximadamente USD 12.800 millones en ingresos fiscales en 2013, lo que equivale a alrededor del 33% de los ingresos fiscales totales de ese año. Estos ingresos permitieron al gobierno ampliar sustancialmente el gasto público durante el período de auge. Sin embargo, a medida que la producción de gas disminuyó y los precios internacionales se debilitaron, los ingresos por hidrocarburos cayeron drásticamente, situándose en solo unos USD 2.800 millones en los últimos años. A pesar de este colapso de los ingresos, el gasto público se mantuvo relativamente en niveles altos (García et al., 2026), lo que contribuyó a ampliar el déficit fiscal.

Los ingresos por exportaciones siguieron una trayectoria similar. Las exportaciones de gas natural generaron aproximadamente USD 6.100 millones en ingresos en 2013, cayendo a unos USD 1.080 millones en 2025 (Figura 2). La caída refleja un efecto combinado de volumen y precio: el precio implícito de exportación del gas natural alcanzó un máximo de aproximadamente USD 10/MMBtu en 2012, cayó bruscamente hasta USD 3,5/MMBtu en 2016 y desde entonces se ha estabilizado en torno a USD 6/MMBtu (Figura A.1). Dado que las exportaciones de hidrocarburos generaban simultáneamente

ingresos fiscales y divisas, este colapso debilitó tanto el presupuesto del gobierno como la balanza de pagos del país. Al disponer de menos ingresos de exportación para financiar las importaciones, Bolivia usó sus reservas internacionales para sostener la demanda de importaciones. El agotamiento de estas reservas se ha convertido, por lo tanto, en una de las consecuencias macroeconómicas centrales del declive del modelo de exportación de hidrocarburos de Bolivia.

Figura 2: Ingresos y exportaciones de hidrocarburos



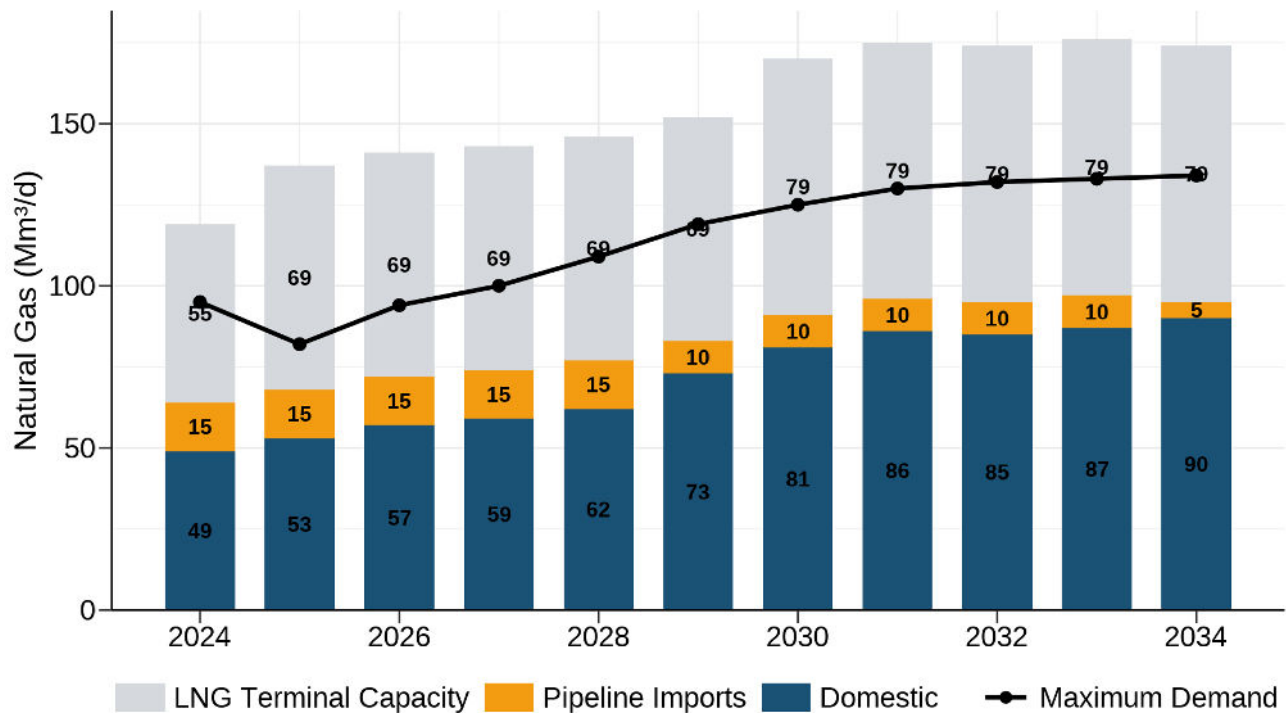
Fuente: Elaboración de los autores basada en datos del FMI (2000-2024) e INE (2025).

El declive de las exportaciones de gas natural de Bolivia también ha coincidido con un cambio estructural en sus mercados de exportación, dada la pérdida del mercado argentino. Durante dos décadas, el modelo de exportación de gas de Bolivia se basó en contratos a largo plazo con Brasil y Argentina, que juntos absorbían la mayor parte de su producción. Esta dinámica ha cambiado radicalmente con el rápido desarrollo de los recursos de gas no convencional de Argentina en la formación de Vaca Muerta. La producción actual de Vaca Muerta ya es tres veces superior a la de Bolivia (Ares, 2025). Dado que se trata del segundo yacimiento de gas *shale* más grande del mundo, se prevé que su producción siga creciendo. Este desarrollo ha hecho que Argentina se independice del gas boliviano.

El aumento de la producción argentina no solo ha eliminado un destino clave de exportación para el gas boliviano, sino que también ha introducido un nuevo competidor regional en el mercado brasileño. Argentina busca cada vez más abastecer a los mercados vecinos, incluido Brasil. Por lo tanto, será un competidor de Bolivia en el suministro a Brasil. Sin embargo, la infraestructura de gasoductos hacia Brasil es el factor limitante, ya que solo existe una conexión indirecta a través de Bolivia.

Si bien esto permitiría a Bolivia cobrar tarifas de transporte, los ingresos por la exportación directa de gas a Brasil serían mucho mayores. Brasil, por el contrario, ya ha reducido su proyección de futuras importaciones de gas de Bolivia debido a la incertidumbre sobre las perspectivas de producción. El plan energético nacional de Brasil prevé que las importaciones de Bolivia disminuirán de los 15 MMmcd—el volumen contratado en el momento del plan— a 10 MMmcd para 2029 y a 5 MMmcd para 2034 (EPE, 2024) (Figura 3). Sería importante asegurarle a Brasil que Bolivia puede ser aún un proveedor fiable mediante medidas que lleven a un aumento de la producción. Dado que Brasil planea importar grandes volúmenes de GNL, menos competitivo que el gas boliviano por gasoducto, el mercado sigue existiendo.

Figura 3: Brasil – Balance de gas natural de la red integrada

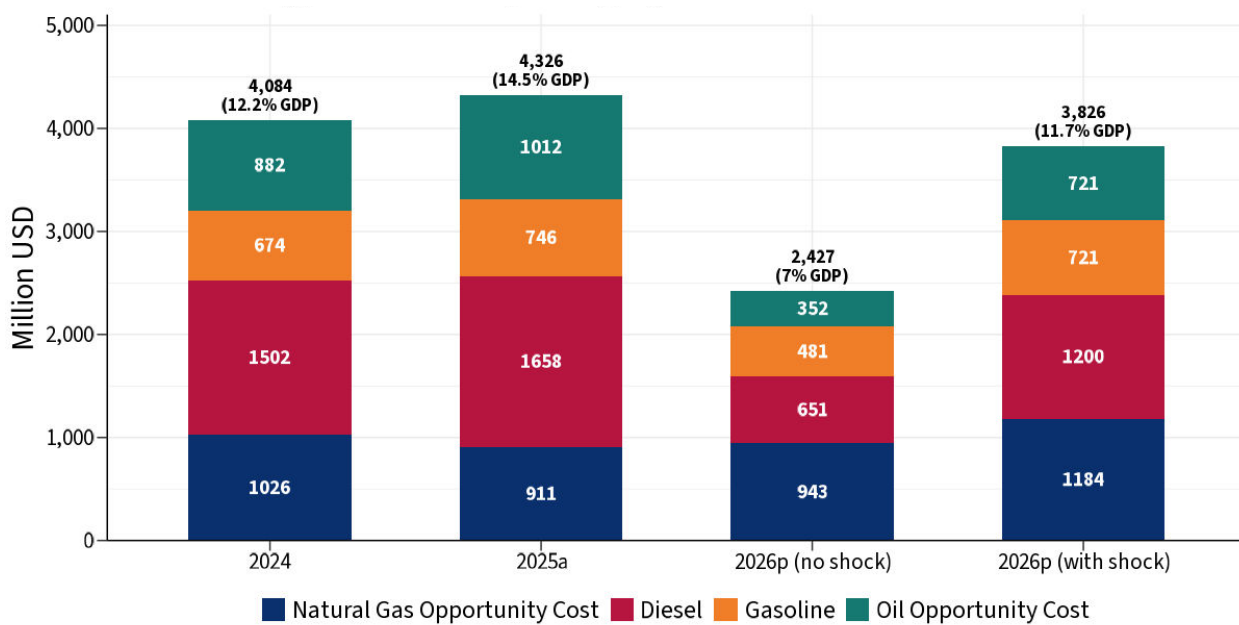


Fuente: Elaboración de los autores basada en datos de EPE (2024).

La pérdida de divisas por la disminución de las exportaciones de gas natural ha coincidido con el aumento de la demanda de importaciones de combustibles líquidos subvencionados, lo que ha supuesto una carga cada vez mayor para las cuentas externas de Bolivia. Durante las últimas dos décadas, Bolivia mantuvo los precios regulados de la gasolina y el diésel en niveles sustancialmente inferiores a los precios del mercado internacional, mientras que el gas natural también se ha vendido en el mercado interno a una fracción de los precios de paridad de exportación. Estos controles de precios han fomentado un alto consumo interno y han limitado los incentivos para la eficiencia o la sustitución hacia alternativas más sostenibles, especialmente en el caso del gas natural. También han dado lugar a importantes actividades de contrabando, que se estima representan el 30% de la demanda interna de combustible (ANF, 2025) Como resultado, la demanda de importación de diésel y gasolina de Bolivia aumentó de manera constante, incluso cuando los ingresos de exportación del país por gas natural disminuyeron.

Para 2025, el costo combinado explícito e implícito de los subsidios a los hidrocarburos se estimaba en aproximadamente USD 4.300 millones, una cantidad casi equivalente al déficit fiscal total. La combinación de la disminución de los ingresos por exportaciones y el aumento de las importaciones de combustible subsidiado transformó finalmente a Bolivia en un importador neto de hidrocarburos, revirtiendo una posición que había mantenido durante décadas. Este creciente desequilibrio ejerció una presión cada vez mayor sobre las reservas de divisas del país y contribuyó a la escasez de combustible observada en los últimos años. El nuevo gobierno tomó medidas importantes para reducir los subsidios a los combustibles líquidos en diciembre de 2025, una reforma que se analizará en la sección 5.), pero las presiones estructurales subyacentes sobre el balance energético de Bolivia aún no se han resuelto por completo.

Figura 4: Subsidios Energéticos por Categoría

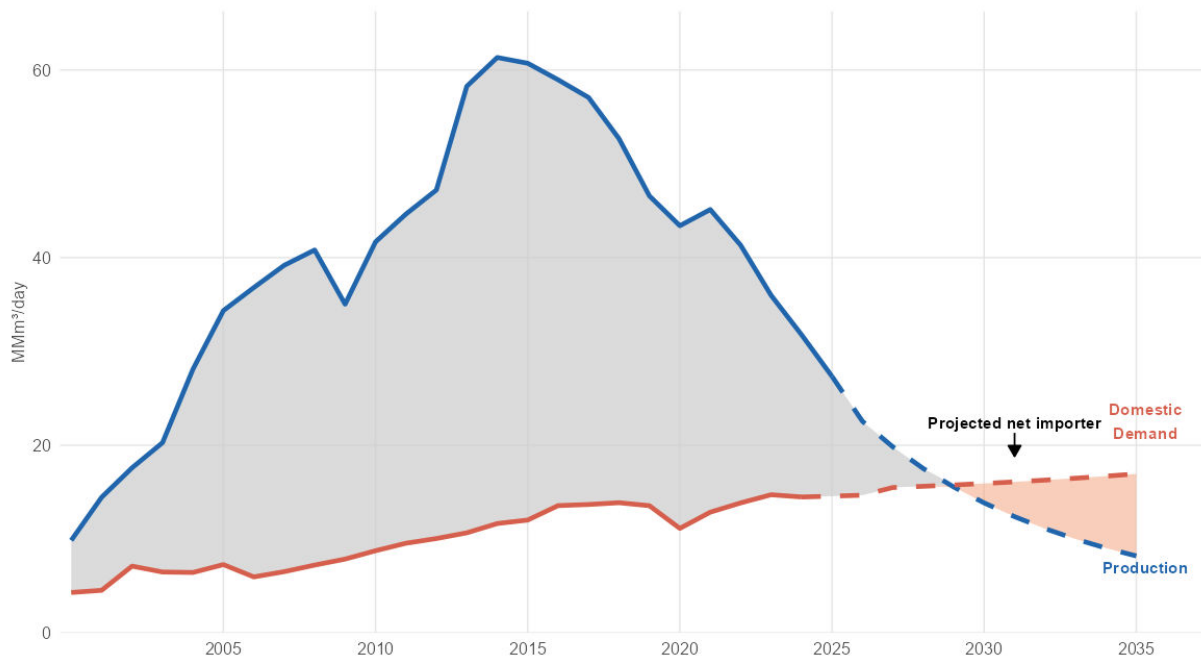


Nota: Esta cifra se estimó calculando la diferencia entre el precio interno y el precio de referencia internacional. El precio de referencia internacional se redujo en un 25 % para tener en cuenta los impuestos y los márgenes. A continuación, esta diferencia se multiplicó por la cantidad vendida en el mercado boliviano. En el caso del gas natural, el precio de referencia internacional fue el precio de exportación que Bolivia obtiene actualmente, ya que este representa el costo de oportunidad. Los tipos de cambio utilizados fueron los siguientes: 2024: 9,6; 2025: 12,6; 2026p (sin shock): 10,9 y 2026p (con shock): 11,5. El escenario de shock se simuló utilizando los precios de los futuros del petróleo vigentes en el momento de la publicación y recalculando la subvención energética. Fuente: Elaboraciones del autor basadas en datos de la ANH y el MHE, así como de Medinaceli Monroy y Velázquez Bilbao La Vieja (2023)

Bolivia se enfrenta ahora al riesgo de convertirse en un importador neto de gas natural en los próximos tres a cinco años, dada la tendencia decreciente de la producción de sus yacimientos existentes (Figura 4). La mayoría de los principales yacimientos de gas del país están en la etapa final de su vida productiva y experimentan un rápido agotamiento, mientras que la limitada actividad de exploración no ha logrado generar suficientes nuevos descubrimientos para reemplazar la producción en

declive. Como resultado, las proyecciones de oferta y demanda a mediano plazo sugieren que la producción nacional podría pronto ser insuficiente para satisfacer la demanda interna. Este riesgo es particularmente significativo porque el sistema eléctrico de Bolivia depende en gran medida de la generación a base de gas. En 2024, aproximadamente el 66% de la generación total de electricidad tuvo como fuente el gas natural (CNDC, 2025). Si Bolivia se viera obligada a importar gas a precios internacionales y mantuviera las tarifas eléctricas reguladas, el costo fiscal del sistema eléctrico aumentaría sustancialmente. Por lo tanto, la transición de exportador a importador crearía una nueva y potencialmente gran demanda de moneda extranjera, en un contexto de baja generación de divisas. Si la escasez de divisas limitara las importaciones de gas, el sistema eléctrico podría enfrentarse a interrupciones en el suministro y cortes de energía, de manera muy similar a la escasez de combustible observada años recientes.

Figura 5: Producción de gas natural y demanda interna (incluidas las proyecciones)

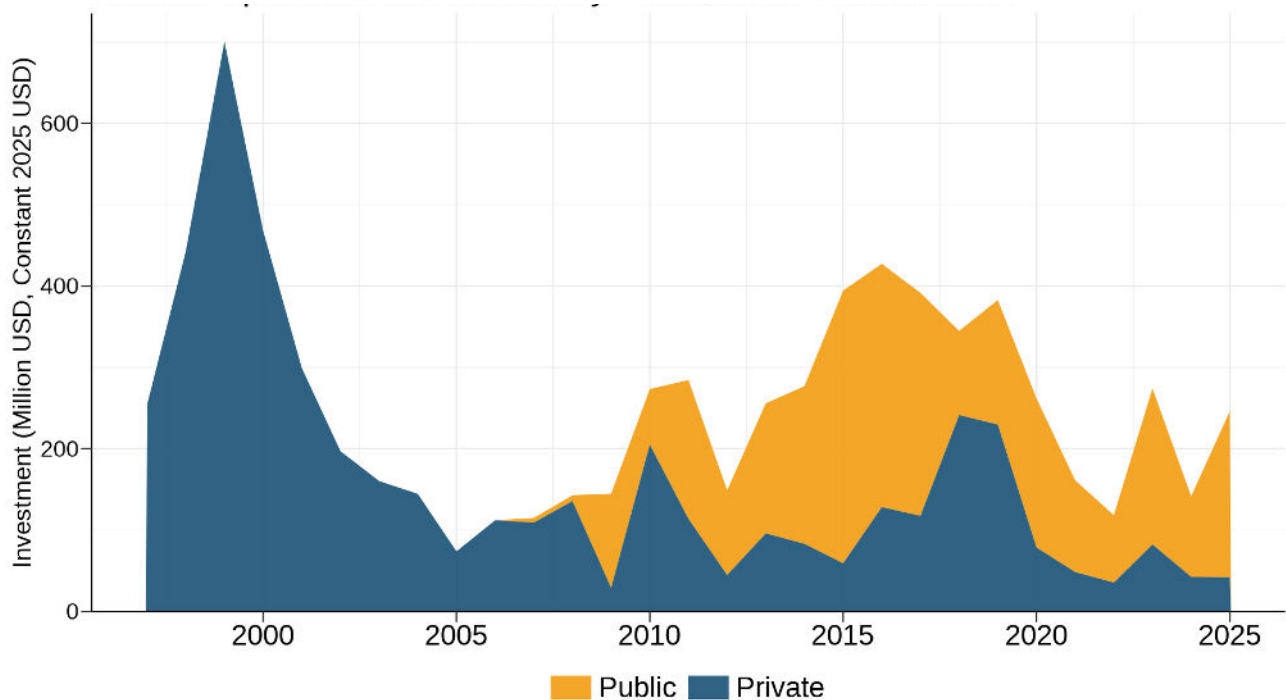


Nota: La proyección de la oferta utiliza proyecciones de producción hiperbólicas y exponenciales por yacimiento basadas en datos históricos de producción mensual y en las curvas de declive pasadas. La proyección de la demanda calcula las tasas de crecimiento anual entre 2015 y 2024 y aplica estas tasas de crecimiento para proyectar la demanda futura. También supone una demanda adicional de 0,7 MMmd procedente del proyecto siderúrgico de El Mutun a partir de 2027. Fuente: Elaboración de los autores basada en datos de S&P y MHE.

El descenso de la producción refleja una caída sostenida de la inversión en exploración. La producción de los yacimientos maduros de gas de Bolivia no ha sido sustituida por nuevos descubrimientos, en gran parte debido a que la actividad exploratoria se ha reducido drásticamente en los últimos quince años. Muchos de los yacimientos que actualmente producen en el país fueron descubiertos a finales de la década de 1990 y principios de la década del 2000, cuando empresas privadas llevaron a cabo extensas campañas de exploración bajo el marco liberalizado de hidrocarburos de ese período. Sin embargo, desde mediados de la década de 2000, la inversión privada en exploración ha disminuido

significativamente y se han realizado pocos descubrimientos nuevos de gran envergadura. La empresa estatal YPF ha intentado compensar la reducción de la exploración privada desde que amplió su papel después de 2009, pero no lo ha logrado (Figura 5). Con una producción de los yacimientos existentes en disminución, restablecer el suministro de gas de Bolivia requerirá una nueva ola de inversión en exploración. Este desafío se ve agravado por el hecho de que una parte cada vez mayor del potencial de hidrocarburos restante del país se encuentra en áreas más complejas o no convencionales, donde los costos y riesgos de exploración son sustancialmente más altos.

Figura 6: Inversión en exploración de hidrocarburos en Bolivia (1997-2024)



Fuente: Elaboración de los autores basada en datos de la ANH y el MHE.

Por lo tanto, la crisis actual no es el resultado de un shock temporario, sino la manifestación de desequilibrios estructurales más profundos en el sistema energético de Bolivia. La disminución de la producción de gas natural ha reducido los ingresos por exportaciones y los ingresos fiscales, mientras que la dependencia del país de las importaciones de combustible subvencionado ha aumentado la presión sobre el balance externo. Al mismo tiempo, la ausencia de nuevos descubrimientos significa que la producción de los campos de gas en proceso de envejecimiento de Bolivia no está siendo reemplazada, lo que aumenta el riesgo de que el país pueda eventualmente pasar de ser un exportador de gas a un importador de gas. En el centro de esta dinámica se encuentra la disminución sostenida de la inversión en exploración durante los últimos quince años. Por lo tanto, comprender por qué se derrumbó la actividad de exploración es fundamental para explicar los actuales desafíos energéticos y macroeconómicos de Bolivia. Esto está sucediendo en un momento crítico en el que Argentina está emergiendo como competidor en el mercado regional del gas y Brasil ha comenzado a poner en duda la seguridad del suministro de gas boliviano. Adicionalmente, esto está sucediendo en un contexto en el que el sistema eléctrico depende mayoritariamente del gas natural. La continuación del colapso de la

producción de gas natural de Bolivia tendría consecuencias devastadoras para el país. Por lo tanto, es importante comprender las causas subyacentes de la situación actual. La siguiente sección examina la evolución institucional y regulatoria del sector de hidrocarburos de Bolivia y analiza los factores clave que han determinado los incentivos a la inversión en la industria.

3.) La nacionalización y sus consecuencias para la inversión

Las actuales limitaciones energéticas de Bolivia, descritas en la sección 2, no son meramente el resultado del agotamiento geológico o de ciclos adversos de los commodities. Sino que reflejan una transformación en la arquitectura institucional del sector de los hidrocarburos que ha redefinido los incentivos a la inversión a lo largo del tiempo. Dado que la producción de hidrocarburos depende de una exploración sostenida de alto riesgo con largos ciclos de desarrollo, el diseño institucional afecta a la producción con un rezago significativo. El déficit de producción actual es, por lo tanto, la consecuencia tardía de cambios anteriores en la estructura contractual, el régimen fiscal, la política de precios y la gobernanza.

El marco orientado a la inversión de la década de 1990

El auge del gas en Bolivia entre finales de la década de 1990 y 2014 tuvo su origen en reformas institucionales que alinearon el sector con las normas internacionales de inversión. La Ley de Hidrocarburos de 1996 (Ley 1689) redefinió fundamentalmente la relación contractual entre el Estado y los operadores privados al sustituir los acuerdos anteriores de tipo de servicio por los denominados contratos de riesgo compartido. En la clasificación internacional estándar (Johnston, 2003), los contratos de riesgo compartido de la Ley 1689 se asemejaban más a un sistema de regalías/impuestos: las empresas asumían la propiedad de la producción en boca de pozo y conservaban el derecho a comercializarla directamente, sujetas a obligaciones de regalías e impuestos. Sin embargo, los contratos incluían una obligación de suministro interno que exigía a los operadores entregar volúmenes a YPFB para el mercado interno y para compromisos de exportación preexistentes, como el acuerdo de suministro de gas con Argentina. Esto creó una estructura híbrida en la que las empresas controlaban la mayoría de las decisiones de comercialización, incluidos los precios de exportación y los volúmenes para nuevos mercados como Brasil, mientras que YPFB conservaba un papel en la asignación interna y los contratos heredados.

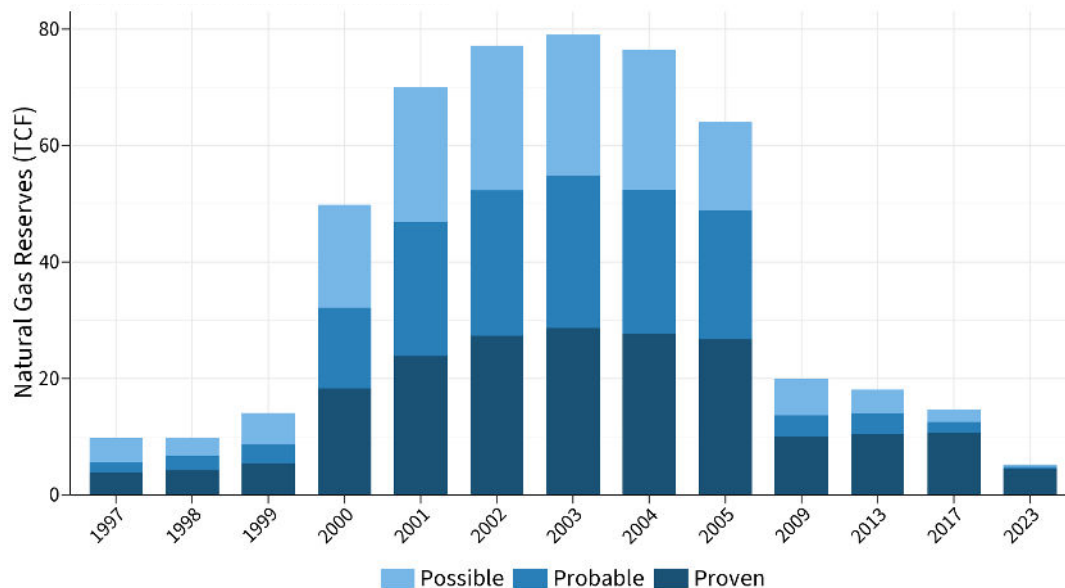
La reforma de 1996 reestructuró el régimen fiscal del sector de hidrocarburos, haciéndolo más atractivo para los inversionistas. Bajo la ley anterior (Ley 1194), el Estado captaba el 50% del valor de la producción en boca de pozo a través de regalías e impuestos recaudados sobre los ingresos brutos, independientemente de la rentabilidad del operador. La Ley 1689 mantuvo este gravamen del 50% para las reservas certificadas al 1 de abril de 1996 («hidrocarburos existentes»), pero redujo la carga inicial sobre los nuevos descubrimientos al 18% en regalías combinadas. A cambio, el sector quedó sujeto por primera vez al código tributario general, lo que sometió a las empresas a un impuesto sobre la renta de las personas jurídicas (IUE) del 25%, un recargo del 25% sobre las ganancias extraordinarias y un impuesto efectivo del 12,5 % sobre las ganancias remitidas (IRUE). Sin embargo, dado que las empresas podían deducir los gastos de capital de estos impuestos sobre las utilidades, la carga fiscal sobre los nuevos yacimientos era relativamente baja durante la fase de inversión y aumentaba a medida que los proyectos se volvían

rentables. La justificación económica era hacer viable la exploración en áreas no probadas, particularmente en entornos de precios bajos donde un gravamen del 50% sobre los ingresos brutos podría hacer que los proyectos no fueran rentables (Medinaceli Monroy, 2007). Sin embargo, este diseño creó una vulnerabilidad política: a medida que se agotaban los volúmenes de hidrocarburos existentes y los impuestos sobre las ganancias de los nuevos yacimientos aún no habían madurado, los ingresos fiscales observables disminuyeron drásticamente, lo que alimentó la percepción generalizada de que el Estado solo captaba el 18% de la riqueza de sus hidrocarburos.

Estas reformas mejoraron significativamente el equilibrio esperado entre el riesgo y retorno para los inversionistas. Al mismo tiempo, Bolivia se aseguró el acceso a largo plazo al mercado brasileño a través del Acuerdo de Suministro de Gas entre YPF y Petrobras, respaldado por la construcción conjunta del gasoducto Gasbol que comenzó en 1996. Este compromiso de infraestructura redujo la incertidumbre de la demanda y creó un ancla de exportación creíble para los nuevos descubrimientos, a pesar de la incertidumbre que aún existía sobre la base de reservas de Bolivia en ese momento.

La respuesta fue considerable. Grandes empresas internacionales, entre ellas Petrobras, Repsol, Total, entre otras, invirtieron fuertemente en exploración. Las reservas probadas de gas aumentaron drásticamente entre 1997 y 2004, y se descubrieron y desarrollaron yacimientos importantes como Margarita, Sábalo, San Alberto e Incahuasi (Figura 7). A principios de la década de 2000, Bolivia se había consolidado como el segundo país con mayores reservas probadas de gas en Sudamérica, después de Venezuela. La producción se expandió de manera constante, las exportaciones se dispararon y, para 2014, la producción de gas alcanzó su máximo histórico.

Figura 7: Evolución de las reservas certificadas de gas natural en Bolivia



Nota: La disminución de las reservas de gas entre 2005 y 2009 no puede atribuirse únicamente a la producción durante ese período. Más bien, probablemente refleja una combinación de sobreestimaciones anteriores y cambios en la metodología utilizada para las evaluaciones de reservas. Fuente: Elaboración de los autores basada en Fundación Jubileo, que a su vez se basa en datos de YPF y MHE.

Es importante destacar que el pico de producción de 2014 reflejó decisiones de inversión tomadas muchos años antes. Desde la exploración hasta la primera extracción de gas, los proyectos suelen requerir entre siete y diez años. Por lo tanto, el auge representó el resultado diferido de la estructura de incentivos establecida en con la ley de 1996. Los precios de exportación subieron en paralelo: el precio implícito de exportación del gas natural pasó de aproximadamente USD 2/MMBtu a principios de los años 2000 a un máximo de USD 10/MMBtu en 2012, generando un doble dividendo de mayores volúmenes y precios unitarios crecientes (Figura A.1).

Cambio institucional y nacionalización

A partir de mediados de la década de los 2000, Bolivia modificó de manera fundamental su marco de gobernanza de los hidrocarburos y se orientó hacia un mayor control estatal. El creciente conflicto social en torno a la distribución de las rentas de los hidrocarburos culminó en la “Guerra del Gas” de 2003, que puso de manifiesto el profundo descontento de la población con el régimen que estableció la Ley de Hidrocarburos de 1996 y la distribución de beneficios que se le atribuían. En 2004, un referéndum nacional puso de manifiesto un amplio apoyo a la ampliación del control estatal sobre los recursos de gas natural y al aumento de la captación pública de ingresos. En respuesta, la Ley 3058 (2005), el Decreto Supremo 28701 (2006) y, en última instancia, la Constitución de 2009 reafirmaron la propiedad estatal en la boca del pozo y reestructuraron el sector en torno a una participación estatal mayoritaria a través de YPF. Las reformas marcaron un cambio decisivo, alejándose del marco de inversión de la década de 1990 y hacia un modelo centrado en la comercialización centralizada, una mayor participación fiscal y un control estatal más fuerte. Las decisiones de nacionalización pueden entenderse como una respuesta a la percepción generalizada en la población de que Bolivia no estaba captando una parte justa de la riqueza de sus recursos naturales, y que, en cambio, las rentas fluían hacia las grandes empresas extranjeras.

Las reformas marcaron un alejamiento decisivo del marco de inversión de la década de 1990. Mientras que el régimen anterior ponderaba los derechos de comercialización privada, la distribución descentralizada de riesgos y condiciones fiscales competitivas, el modelo posterior a 2006 priorizó el control centralizado, una mayor participación en los ingresos públicos y la supervisión directa del Estado. El cambio afectó al sector en dos dimensiones críticas: la asignación contractual del riesgo y la autoridad comercial, y la captación fiscal de las rentas de los hidrocarburos.

Esta reestructuración alteró fundamentalmente el perfil de riesgo-retorno al que se enfrentan los inversionistas. El riesgo de exploración, incluida la incertidumbre geológica y los gastos de capital iniciales, sigue recayendo en la empresa privada. Sin embargo, los derechos de comercialización, la exposición a los precios y la asignación estratégica entre los mercados nacionales y de exportación se centralizan en YPF. El resultado es una estructura de incentivos asimétrica: los inversionistas asumen un alto riesgo de exploración, mientras que participan solo de manera indirecta y contractual en los posibles ingresos adicionales. Para proyectos de exploración de alto riesgo y largo plazo, esto reduce los retornos esperados y hace que las decisiones de inversión dependan en gran medida de la credibilidad percibida de las instituciones estatales.

Si bien este marco logró aumentar la captación de ingresos públicos durante el boom de commodities, al mismo tiempo redujo el valor actual neto esperado de las nuevas inversiones en exploración. En un sector donde los rendimientos dependen de grandes descubrimientos y largos horizontes de desarrollo, las mayores cargas fiscales, combinadas con derechos de comercialización restringidos, afectan significativamente las decisiones de inversión.

La nacionalización del sector de los hidrocarburos provocó una fuerte caída de la inversión privada en exploración, lo que ha sido uno de los principales factores de la disminución de la producción en los últimos años. El cambio a contratos de operador de servicios eliminó el incentivo para que las empresas privadas invirtieran en proyectos de exploración intrínsecamente de alto riesgo. Con un potencial de ganancias limitado y garantías de inversión insuficientes, la actividad de exploración privada se mantuvo muy por debajo de los niveles anteriores. En su lugar, YPFB intentó llenar este vacío, sin mucho éxito, ya que su inversión no ha dado lugar a un aumento en el descubrimiento de nuevos yacimientos ni a un incremento de las reservas. Esto puede deberse al hecho de que las decisiones de inversión de YPFB se vieron influidas por factores políticos o a que carece de los conocimientos técnicos de las empresas internacionales con experiencia, que suelen tener más éxito en las actividades de exploración (Brunnschweiler & Poelhekke, 2021).

Cuatro elementos ayudan a explicar por qué el nuevo marco regulatorio ha desalentado la inversión privada en exploración hasta la fecha:

Estructura contractual: En el marco constitucional y legal actual, los hidrocarburos en boca de pozo pertenecen exclusivamente al Estado, y las actividades de exploración y producción se estructuran como contratos de tipo de servicio o empresas conjuntas en las que YPFB conserva el control mayoritario. A diferencia del régimen de reparto de riesgos de 1996, las empresas privadas ya no tienen derecho a comercializar la producción. Toda la producción debe entregarse a YPFB, que tiene la autoridad exclusiva para comercializar hidrocarburos a nivel nacional e internacional. Tras la comercialización, YPFB paga regalías e impuestos, reembolsa a la empresa los costos recuperables y distribuye las ganancias restantes de acuerdo con la fórmula contractual. Esta estructura limita significativamente la participación privada en las ganancias y la exposición al precio, al tiempo que deja el riesgo de exploración íntegramente en manos del inversor. El resultado es un perfil asimétrico de riesgo-retorno: las empresas asumen el riesgo geológico y de capital de la exploración, pero tienen un control limitado sobre la comercialización y una participación restringida en los ingresos por ganancias, lo que reduce el rendimiento esperado de los proyectos de exploración de alto riesgo.

Government take: La participación del gobierno en los ingresos del sector de hidrocarburos de Bolivia consiste en un impuesto a la producción del 50%, que proviene de una regalía del 18% y un impuesto a la producción del 32% denominado IDH.³ Además, YPFB también retiene una parte de las ganancias, que se determina según el contrato correspondiente. Esto ha dado lugar a una participación del gobierno que puede superar el 100% de las ganancias operativas de un yacimiento (Medinaceli Monroy, 2007). Esto

³ De esa regalía, el 11% se destina al departamento productor, el 6% al gobierno central y el 1% a los departamentos de Beni y Pando, que eran los más pobres del país en el momento de establecer esta regalía.

contrasta marcadamente con la regulación del régimen de 1996, que tenía una participación del gobierno significativamente menor. El IDH del 32% y la participación en las ganancias de YPFB fueron introducidos por el nuevo marco regulatorio, aumentando sustancialmente el *government take*.

Estructura de precios (subsidio): Bolivia mantiene precios internos regulados para el gas natural y los combustibles refinados que están sustancialmente por debajo de los niveles del mercado internacional. El gas natural se vende en el mercado interno a USD 1,6/Mcf en lugar de a USD 6,4/Mcf, que es el precio que se obtiene al exportarlo a Brasil.⁴ Si bien estas políticas tienen como objetivo apoyar a los consumidores y la competitividad industrial, debilitan los incentivos de inversión en la fase de exploración y producción al reducir las posibles fuentes de ingresos del mercado interno. Dado que YPFB controla la comercialización y distribuye los volúmenes entre los mercados interno y de exportación, los operadores privados tienen una exposición limitada al alza de los precios internacionales y están parcialmente vinculados a un sistema interno de precios bajos. En un entorno en el que los volúmenes de exportación han disminuido, el límite máximo de precios domésticos reduce aún más el valor esperado de los nuevos descubrimientos. Esto disminuye el atractivo comercial de las inversiones en exploración.

Estructura institucional: El marco regulatorio posterior a la nacionalización ha posicionado a YPFB como un actor monopolístico en el sector los hidrocarburos de Bolivia, concentrando la autoridad operativa, contractual y estratégica en una sola entidad. En la práctica, YPFB actúa simultáneamente como operador, contraparte contractual de las empresas privadas y guardián en la administración de los contratos. Esta superposición institucional crea posibles conflictos de intereses, especialmente porque YPFB es responsable de aprobar y reconocer los costos recuperables de las empresas, un área que ha generado disputas recurrentes. Las prácticas de pago han tensado aún más las relaciones con los inversionistas: en los últimos años, las empresas han informado que los pagos denominados contractualmente en dólares estadounidenses se liquidaban efectivamente en bolivianos, lo que exponía a las empresas al riesgo cambiario en medio de la creciente brecha entre el tipo de cambio oficial y paralelo. Estas tensiones se han intensificado en algunos casos hasta convertirse en procedimientos formales de arbitraje, incluidas demandas presentadas por operadores internacionales que alegan incumplimientos de obligaciones contractuales (Moody, 2024)⁵. Desde el punto de vista operativo, YPFB no ha tenido una gobernanza interna estable, ya que ha tenido 14 presidentes ejecutivos diferentes en los últimos 19 años (Velásquez, 2025). En conjunto, la concentración de autoridad, la incertidumbre sobre la recuperación de costos y las prácticas de pago, y la limitada separación institucional entre YPFB y el regulador limitan la credibilidad del marco de inversión.

Una cuestión central es el desarrollo limitado de un regulador independiente y técnicamente capacitado. Un papel que, en teoría, debería desempeñar la ANH. En los sistemas de hidrocarburos exitosos, el regulador desempeña un papel fundamental en la estructuración del mercado: define y hace cumplir los

⁴ Este es un precio promedio ponderado basado en los precios del gas natural documentados en Medinaceli Monroy & Velásquez Bilbao La Vieja (2023) y MHE (2025). El factor más importante es el gas natural vendido a los generadores de electricidad, ya que este representa el 36% de todo el uso doméstico de gas natural. El precio aplicado aquí es de USD 1,3/Mcf.

⁵ En 2024, Shell ganó un caso ante un tribunal de la CCI contra el gobierno boliviano por 10 millones de dólares en concepto de deudas pendientes. Se estima que el gobierno boliviano enfrenta demandas pendientes que totalizan casi USD 1.000 millones en reclamaciones (Uribe Teran, 2025).

términos de los contratos, gestiona la información geológica, supervisa la recuperación de costos y garantiza que tanto los actores públicos como los privados operen bajo reglas claras y predecibles. Esta función es esencial no porque provee claridad a los inversionistas per se, sino porque permite al Estado ejercer un control efectivo sobre sus recursos al tiempo que atrae el capital y la experiencia necesarios para desarrollarlos. En otras palabras, maximiza el valor de sus recursos y la renta que el estado puede retener. La ANH no ha desempeñado este papel, ya que carece de autoridad sobre YPF, donde gran parte del poder está centralizado (Velásquez, 2025). Cuando las instituciones reguladoras carecen de independencia, capacidad técnica o credibilidad, el resultado no es una mayor soberanía, sino resultados más débiles en términos de inversión, producción y, en última instancia, ingresos públicos.

Seguridad de Inversión: Un factor adicional que reduce la seguridad de las inversiones es la prohibición del arbitraje internacional en el sector de los hidrocarburos en virtud del artículo 366 de la Constitución. Adicionalmente, Bolivia se retiró de sus Tratados Bilaterales de Inversión, eliminando el acceso a los mecanismos internacionales establecidos de resolución de disputas. Como resultado, las disputas deben resolverse conforme a la legislación boliviana y en los tribunales nacionales. Estos cambios fueron motivados por el deseo de recuperar la soberanía, especialmente dada la preocupación de que el arbitraje internacional pueda limitar el espacio de política y favorecer a los inversionistas extranjeros. Sin embargo, han debilitado la confianza de los inversionistas. En un sector con altos costos iniciales y largos horizontes de inversión, la falta de un mecanismo de resolución de disputas creíble y neutral aumenta el riesgo percibido. Esto es particularmente importante en Bolivia, donde las nacionalizaciones del pasado siguen pesando sobre las expectativas de los inversionistas.

4.) El potencial por explorar

El subsuelo boliviano alberga potencial inexplorado suficiente para revertir la tendencia decreciente en la producción. Las reservas crecieron muy rápidamente en Bolivia entre la liberalización del sector en la década de 1990 y la expropiación de 2006, lo que demuestra el potencial que tiene su subsuelo. Si bien la producción de gas natural se ha desplomado, el país aún cuenta con importantes recursos sin explotar, incluidas vastas cuencas inexploradas como Madre de Dios, que podrían redefinir las perspectivas energéticas de Bolivia, si se demuestra su viabilidad. La mayor parte del potencial de gas natural sin explotar de Bolivia reside en recursos no convencionales, que presentan desafíos adicionales debido a los mayores costos de extracción y riesgos ambientales. Sin embargo, incluso los recursos prospectivos convencionales se estiman en 21,6 TCF, un volumen que supera con creces las reservas actuales (Figura 7). En la actualidad, Bolivia produce 0,4 TCF de gas natural al año y, como se explica en la sección 2, las perspectivas bajo un escenario sin cambios de política no son prometedoras.

El sector petrolero de Bolivia plantea un desafío paralelo y muy acuciante, ya que la producción nacional es baja y el potencial sigue estando muy poco explorado. La producción nacional de crudo cubrió solo alrededor del 20 % del consumo de productos petrolíferos en 2024, y las reservas probadas ascienden a 11,1 millones de barriles, lo que equivale a menos de cuatro meses de la demanda actual (Figura 8). Los recursos prospectivos convencionales, que ascienden a 227 millones de barriles, podrían proporcionar el equivalente a unos seis años de consumo actual, mientras que los recursos prospectivos no convencionales, de 8.930 millones de barriles, representan un horizonte mucho más amplio, de

aproximadamente 235 años (Figura 8). Ambas estimaciones siguen siendo geológicamente inciertas y no han sido comprobadas económicamente; el segmento no convencional, en particular, requeriría tecnología de extracción avanzada y niveles de inversión privada que el actual entorno contractual de Bolivia aún no ha logrado atraer.

Estas estimaciones de recursos siguen siendo muy inciertas y no se ha demostrado que sean económicamente viables, ya que se basan en probabilidades geológicas más que en descubrimientos confirmados. Para convertir este potencial en reservas reales se necesitará un gran impulso para atraer inversiones en exploración y, con ello, el capital financiero, la tecnología avanzada y la experiencia técnica que exigen tales esfuerzos. La tecnología debe situarse en el centro de la estrategia de reforma. Sin el despliegue de herramientas de exploración de vanguardia, Bolivia simplemente no sabrá dónde se encuentra su gas. Además, dado el limitado margen fiscal de Bolivia, es poco probable que YPFB cuente con todos los recursos financieros para destinarlos a inversiones de exploración tan arriesgadas, y su historial en exploración ha sido poco exitoso.

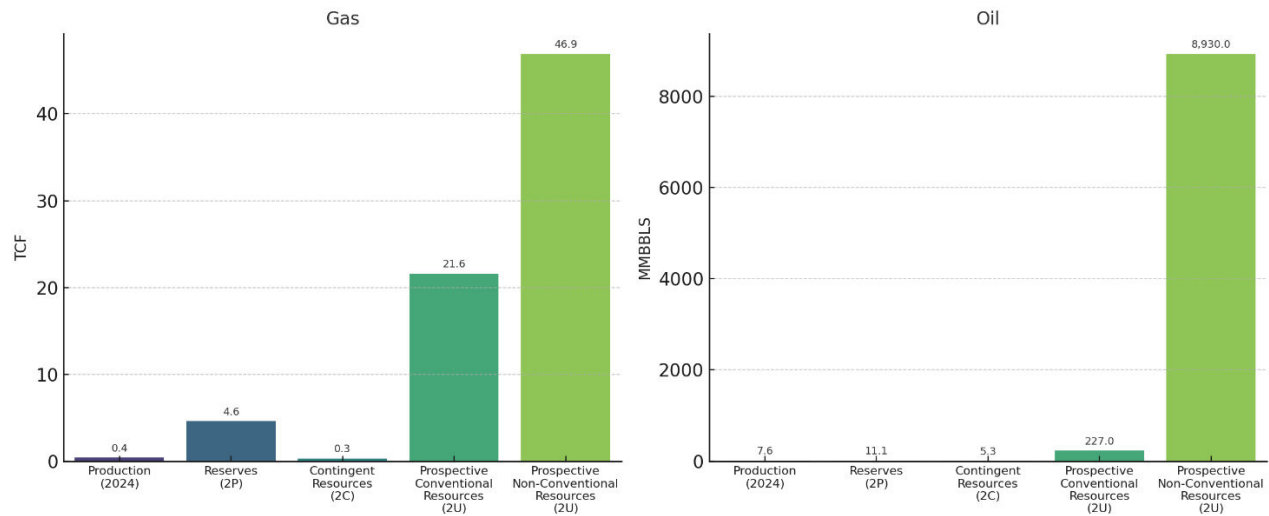
La pregunta es cómo YPFB y el gobierno boliviano pueden movilizar las capacidades financieras, de gestión y tecnológicas del mundo para maximizar el valor de su dotación natural. Los países que lo hacen bien cuentan con una agencia nacional que acumula y pone a disposición información geológica de alta calidad con el fin de reducir la exposición al riesgo de los proyectos. Esto permitiría aumentar el valor de los activos del subsuelo de Bolivia y obtener mayores rentas públicas en proyectos futuros. Las alianzas internacionales estratégicas con empresas altamente capacitadas serán esenciales. Sin embargo, para que esto suceda, se necesita una reforma sustancial.

Si bien los nuevos yacimientos de gas pueden ser una oportunidad a mediano y largo plazo, mejorar la recuperación marginal de los yacimientos existentes debe ser el enfoque a corto plazo. El desarrollo de nuevos yacimientos de gas llevará una cantidad significativa de tiempo, ya que el camino desde la exploración hasta la producción suele tomar siete años en el sector (Mihalyi, 2021). Por lo tanto, es poco probable que los nuevos proyectos de exploración a gran escala ayuden a evitar que el país se convierta en un importador neto de gas natural en los cinco años. Son una solución para el problema a largo plazo de la situación energética de Bolivia, más que a corto plazo. A corto y medio plazo, Bolivia debe centrarse en mejorar la recuperación de los yacimientos maduros existentes, así como considerar la reactivación de pozos inactivos.⁶ A mediano plazo, puede haber un par de yacimientos prospectivos bien estudiados, como Vitiacua y Domo Oso, que YPFB estima que tienen 2,1 TCF cada uno.⁷ Ambos podrían contribuir significativamente a la producción en los próximos cinco años.

⁶ YPFB cuenta con un plan de reactivación upstream que se centra en reactivar yacimientos maduros. No está claro si esto ha ido más allá de los estudios de viabilidad técnica.

⁷ Domo Oso-X3 ha sido objeto de disputas legales, ambientales y sociales relacionadas con su proximidad al área protegida de Tariquí y con cuestiones relativas a las consultas locales (CEDIB, 2024). Estas disputas han generado litigios y controversia pública, lo que introduce un riesgo de ejecución adicional y posibles retrasos en los calendarios de perforación y desarrollo.

Figura 8: Producción, reservas y recursos de gas y petróleo



Fuente: Elaboración de los autores basada en el INE (2024) y Ryder Scott (2023).

Un factor determinante para la inversión en exploración es la credibilidad de mercados de destino. El desarrollo de Vaca Muerta en Argentina ha alterado fundamentalmente la posición regional de Bolivia en materia de gas: Argentina ya ha cesado las importaciones a gran escala desde Bolivia y es poco probable que vuelva a ser un importador en el futuro previsible. Esto deja efectivamente a Brasil como el único mercado de exportación importante de Bolivia. Sin embargo, dado el declive de la producción de gas en Bolivia, incluso mantener los volúmenes actuales de exportación a Brasil es un desafío a corto plazo, lo que convierte la credibilidad y la confiabilidad del suministro en una preocupación estratégica central. Adicionalmente, de cara al futuro, las opciones de suministro de Brasil se están ampliando gracias al aumento de la producción pre-sal doméstica, así como al creciente acceso al gas argentino, lo que aumenta la competencia en el mercado brasileño y podría reducir el poder de negociación de Bolivia y los precios de exportación que puede obtener. Para los posibles inversionistas en exploración, la concentración de la demanda de exportación en un único mercado cada vez más competitivo plantea riesgos de comercialización. Fortalecer los acuerdos de suministro a largo plazo con Brasil y evaluar rutas de exportación alternativas, incluyendo posibles conexiones con Chile o exportaciones de GNL, mejoraría las perspectivas de inversión para el desarrollo de nuevos yacimientos de gas. La viabilidad de tales opciones también dependería de la aceptación política, ya que propuestas anteriores para expandir las exportaciones de gas fueron un factor importante en el malestar social que culminó en la “Guerra del Gas” en 2003.

Una forma diferente de aumentar las exportaciones o evitar un mayor descenso es reducir el uso doméstico de gas natural. El precio interno del gas natural está regulado y tiene un tope a diferentes tarifas según el consumidor. El promedio ponderado del precio que se utiliza a nivel nacional es de USD 1,6/Mcf.⁸ Esto está muy por debajo del costo de oportunidad de USD 6,4/Mcf, que es el precio que

⁸ El precio del gas natural varía según el usuario final, pero la mayor parte (36 %) se destina a la generación de electricidad, donde el precio regulado es de 1,25 \$/MMBTU. Le sigue el uso industrial (20 %), que se mantiene en 2,43 \$/MMBTU.

Brasil pagó por el gas natural de Bolivia en 2025. Por lo tanto, se trata de una subvención implícita muy significativa en términos de «ingresos perdidos», que ascendió a un volumen total de más de USD 900 millones en 2025. Los principales usos domésticos del gas natural son la generación de electricidad (36%), los usos industriales (20%) y el sector del transporte (19%)(MHE, 2025a).

El gas natural subvencionado hace que otras formas de generación de electricidad no sean competitivas, a pesar de que Bolivia cuenta con un abundante potencial hidroeléctrico y solar.

El sector eléctrico se ha vuelto estructuralmente dependiente de la generación de gas natural debido al precio fuertemente subvencionado del mismo. De toda la generación de electricidad en 2024, el 66% procedió del gas natural, mientras que la energía hidroeléctrica representó el 24%, seguida de la eólica (4,2%), la solar (3%), la biomasa (2,5%), y el diésel (2 %)(CNDC, 2025). El gas natural barato hace que la generación termoeléctrica sea artificialmente barata, lo que a su vez da lugar a un precio muy bajo en el mercado mayorista de la electricidad. En 2024, el precio mayorista de la electricidad en Bolivia fue de un promedio de USD 16,4/MWh(CNDC, 2025) comparado con USD 47/MWh en EEUU (Lutz, 2025). A este precio, las inversiones en otras formas de generación de electricidad son inviables.

Bolivia ha introducido mecanismos de remuneración diferenciados para los proyectos de energía renovable con el fin de garantizar su viabilidad a pesar de las subvenciones al gas natural.

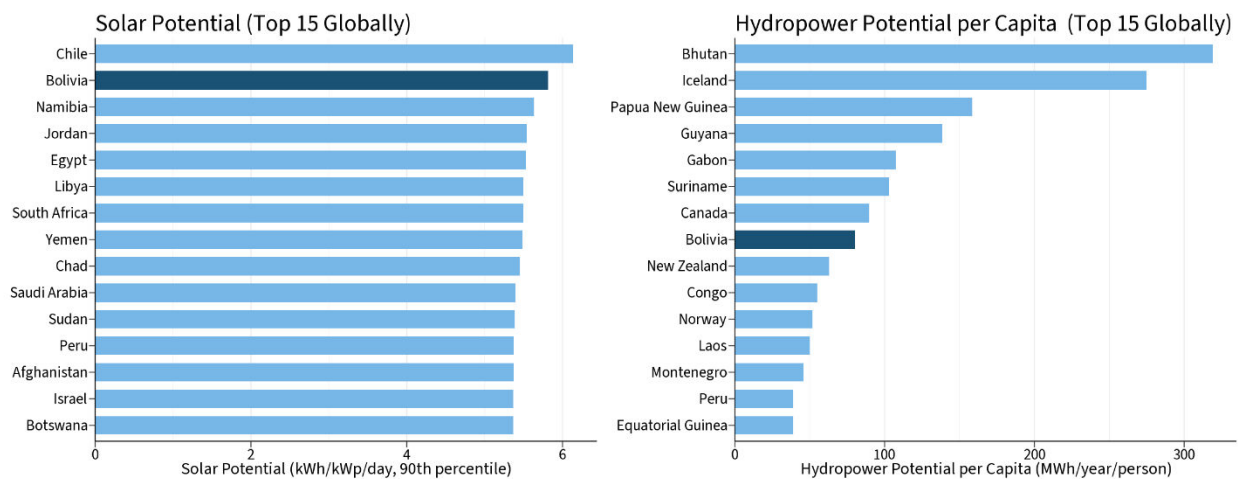
Los proyectos de energía renovable se remuneran mediante primas fijadas administrativamente que se suman al precio mayorista (DS 2048, 2014; DS 4408, 2022). Este mecanismo permite, de hecho, la recuperación de los costos sin necesidad de contratos formales de compra a largo plazo, por lo que depende de la discreción del regulador. Si bien este enfoque reduce la incertidumbre de los ingresos, no se basa en licitaciones competitivas y, por lo tanto, limita la determinación competitiva de costos (y precios) y la participación del sector privado. Esto ha dado lugar a una lenta expansión del desarrollo renovable y a precios elevados, como lo demuestran el proyecto de Oruro y las plantas solares de Uyuni, que generan a un costo de USD 77 por MWh y USD 58 por MWh, respectivamente (AETN, 2020, 2025). Mientras tanto, Chile ha alcanzado precios de generación solar de tan solo USD 29 por MWh (Forbes, 2019). El enfoque actual es una oportunidad perdida, ya que Bolivia tiene uno de los mayores potenciales de energía solar del mundo, así como recursos hidroeléctricos de clase mundial (Figura 9).

El aumento de la generación de electricidad a partir de fuentes renovables también permitiría la electrificación de los usos domésticos de combustible para reducir la demanda de importaciones.

Si Bolivia se mueve hacia una reforma de su sector eléctrico que aproveche mejor su potencial de energía renovable, puede plantearse la electrificación de las fuentes de demanda doméstica de combustible líquido para reducir así sus necesidades de importación. Incentivar la adopción de vehículos eléctricos (VE) sería una oportunidad, dado que el sector del transporte es, con diferencia, el mayor consumidor de gasolina (100%) y diésel (83,5%)(MHE, 2025a). Dicha estrategia requeriría una infraestructura suficiente de transmisión y distribución eléctrica, así como infraestructura de recarga de VE. Nepal y Etiopía han seguido estas estrategias en los últimos años(DePillis & Sharma, 2025; Harter, 2025). Sus experiencias pueden ser informativas sobre los beneficios y riesgos que Bolivia podría encontrar.

El potencial de Bolivia en materia de energías renovables podría abrir una oportunidad de desarrollo económico a largo plazo al atraer a industrias con un alto consumo energético. A medida que se intensifican las presiones globales para la descarbonización, las industrias con un alto consumo energético se enfrentan a incentivos cada vez mayores para trasladar sus operaciones a lugares más cercanos a fuentes de energía limpia abundantes y asequibles (Verpoort et al., 2024). Un fenómeno que denominamos *powershoring* (Lamby, 2024). Muchas de estas actividades intensivas en energía se llevan a cabo actualmente en países que no cuentan con grandes recursos renovables, y el costo de la energía es un factor determinante en su competitividad. La combinación de recursos de irradiación solar y energía hidroeléctrica de primer orden en Bolivia podría, si se desarrollara adecuadamente, posicionar al país como un destino competitivo para este tipo de inversión. Para hacer realidad este potencial se necesitará algo más que una reforma energética. Atraer inversiones industriales intensivas en capital también exige menores costos de financiamiento, un cumplimiento confiable de los contratos y un entorno regulatorio predecible. Bolivia aún no ha aprovechado su dotación de recursos renovables como pilar de desarrollo económico, pero con las bases institucionales adecuadas, el *powershoring* podría convertirse en un complemento significativo de su estrategia energética e industrial.

Figura 9: El potencial de energía renovable de Bolivia en el contexto global



Fuente: Elaboración de los autores basada en ESMAP (2019) y Hoes et al. (2017).

5.) Las reformas iniciales del Gobierno de Rodrigo Paz

La reforma de combustibles de diciembre de 2025 supuso una ruptura decisiva con el esquema de subsidios que Bolivia ha mantenido durante décadas. Mediante el Decreto Supremo 5516, el gobierno aumentó los precios del diésel en un 163%, los de la gasolina en un 86% y los del gas natural vehicular (GNV) en un 64% (Tabla 1). En un país que había dependido de combustibles fuertemente subsidiados durante décadas, esto constituyó un cambio estructural importante. La reforma fue acompañada de medidas de compensación social, incluyendo la transferencia temporal *Bono Pepe*, un aumento del salario mínimo y la ampliación de los programas sociales existentes, diseñadas para mitigar los impactos distributivos de la reforma de subsidios. Se estima que la reforma generará un ahorro fiscal neto de aproximadamente USD 1.700 millones, aliviando las presiones fiscales y cambiarias inmediatas.

Tabla 1: Reforma de los precios de los combustibles y brecha de subsidios restante

Bolivia: Fuel Price Reform and Remaining Subsidy Gap
Prices in Bolivianos (Bs); USD conversion at parallel exchange rate

Fuel	Old Price (Bs)	New Price (Bs)	Price Change	New Price (USD)	Reference Price (USD)	Remaining Gap (% of reference price)
Diesel (liter)	3.72	9.80	163%	1.05	1.28	18%
Gasoline (liter)	3.74	6.96	86%	0.75	1.25	40%
GNV (liter)	1.66	2.73	64%	0.29	0.43	32%
LPG (kg)	2.25	2.25	0%	0.24	0.74	67%
Natural gas (MMBTU)	8.70	8.70	0%	0.94	6.50	86%

* USD values converted using the parallel market exchange rate of 9.3 Bs/USD (February 2026). Reference prices are import parity or regional benchmarks.

Nota: Los valores en USD se han convertido utilizando el tipo de cambio del mercado paralelo de 9,3 Bs/USD. Los precios de referencia son precios de paridad de importación tomados de la ANH, precios de paridad de exportación en el caso del gas natural y un precio de referencia mínimo de Perú en el caso del GLP. Fuente: Elaboración propia basada en datos de la ANH, el BCB y Osinergmin, 2026

La aceptación política de la reforma fue impulsada por el evidente fracaso del sistema anterior.

Aumentos de los precios de los combustibles de esta magnitud han desencadenado históricamente protestas a gran escala, incluso en Bolivia en varios intentos de reforma anteriores. Aunque el decreto inicial fue recibido con manifestaciones, la oposición se centró principalmente en el marco especial de inversión, más que en los ajustes a los precios de los combustibles. La escasez generalizada de combustible que precedió a la reforma había puesto de manifiesto la insostenibilidad del régimen anterior. Cuando el suministro se volvió inestable y las colas se hicieron frecuentes, los consumidores ya estaban pagando un precio sombra u oculto en forma de pérdidas de tiempo y menor productividad. Por lo tanto, garantizar una disponibilidad confiable de combustible, incluso a precios más altos, se volvió preferible a la escasez continua.

El efecto macroeconómico de la reforma ha sido más limitado de lo que se esperaba.

La preocupación de que la eliminación de los subsidios al combustible provocaría un fuerte aumento del nivel general de precios no se ha materializado. Entre noviembre de 2025 y enero de 2026, el nivel general de precios aumentó solo un 1,3%. Esto se caracterizó por diferentes mecanismos de transmisión de los aumentos en el precio del combustible a los precios al consumidor. Si bien las tarifas del transporte público se duplicaron, el temido aumento en los precios de los alimentos no se produjo. Los precios mensuales de los alimentos bajaron un 0,5% en enero y un 1,4% en febrero de 2026. Esta transmisión moderada puede explicarse en parte por la escasez previa y la inflación que ya se había producido. Las empresas de transporte y otras firmas ya habían subido los precios para compensar el tiempo perdido y la incertidumbre durante las colas para obtener combustible. Los precios de los alimentos habían aumentado un 30,2% en 2025. Una vez que el suministro se normalizó, el aumento de los precios de los combustibles que vino con el Decreto Supremo 5516 no se tradujo en un aumento proporcional del índice general de precios dado que parte del ajuste ya se había producido anteriormente.

A pesar de estos logros, la reforma de los subsidios de combustible sigue estando incompleta.

Para que los proveedores privados puedan ingresar al mercado de importación y comercialización de

combustible, los precios nacionales deben converger plenamente con los niveles de referencia internacionales. Si bien los precios del diésel ahora están ampliamente alineados con los precios internacionales, la gasolina sigue estando aproximadamente un 40% por debajo de la paridad. Ningún operador privado puede asumir de manera sostenible el suministro de gasolina si se le exige vender por debajo del costo de adquisición. A menos que se cierre la brecha de precios restante, es poco probable que la transferencia de responsabilidades de suministro a empresas privadas prevista a partir de junio de 2026 se materialice en la práctica (MHE, 2025b).

La estructura institucional de la fijación de precios de los combustibles requiere un mayor fortalecimiento para garantizar la sostenibilidad a largo plazo. El Decreto Supremo 5516 introduce elementos fundamentales de un sistema más estructurado, incluyendo un precio de referencia para el petróleo crudo (PPI), márgenes definidos a lo largo de la cadena de suministro y criterios para los ajustes. Los precios internos de los combustibles en bolivianos se determinan mediante la fórmula: *precio en bolivianos = precio de referencia en dólares × tipo de cambio oficial × factor de ajuste*. El decreto establece además que los precios en las gasolineras deben ajustarse cada vez que el precio de referencia en dólares varíe en más de un 5% con respecto a su nivel actual. Sin embargo, la metodología para estimar este precio de referencia y el factor de ajuste no se especifican públicamente.

El sistema actual de precios sigue siendo estructuralmente vulnerable y corre el riesgo de reintroducir gradualmente las mismas distorsiones que la reforma pretendía eliminar. Esto ocurre a través de tres canales que se agravan mutuamente.

En primer lugar, los componentes clave de la fórmula de fijación de precios, incluidos el precio de referencia y los márgenes a lo largo de la cadena de distribución, se fijan en bolivianos nominales durante el período de transición. Por lo tanto, la inflación erosiona el sistema en dos frentes. Por el lado de la demanda, el precio real pagado por los consumidores disminuye con el tiempo, recreando efectivamente el subsidio en términos reales. Por el lado de la oferta, el valor real de los márgenes se comprime en paralelo, lo que debilita la viabilidad financiera de las refinerías, los distribuidores y los minoristas.

En segundo lugar, el decreto no define claramente cómo se transmiten las fluctuaciones del tipo de cambio a los precios internos. En un contexto de desequilibrios externos y presiones sobre el tipo de cambio, esto genera una incertidumbre significativa. Una depreciación podría requerir un ajuste automático de los precios internos o, si no se traspa a precios, conducir a un aumento de la carga fiscal a través de nuevas subvenciones. La claridad en este aspecto será clave para cualquier proveedor privado de combustible que necesite comprender su vulnerabilidad a la volatilidad del tipo de cambio.

En tercer lugar, la ausencia de un mecanismo de estabilización integrado en el mecanismo de fijación de precios obliga a tomar decisiones recurrentes entre absorber los costos fiscales e implementar aumentos de precios políticamente costosos. El mecanismo de ajuste establecido por el Decreto Supremo 5516 fija un umbral del 5% para las revisiones de precios, pero no incluye ningún mecanismo de estabilización de precios, lo que en teoría deja al sistema expuesto a la volatilidad de los precios internacionales. El shock de precios internacionales del petróleo que siguió al conflicto con Irán en marzo de 2026 ilustra la fragilidad estructural que esto genera. El decreto fijó los precios de los

combustibles en un precio de referencia de USD 64,45 por barril; desde marzo de 2026, los precios internacionales han superado los USD 110 y son muy volátiles (Chia, 2026). A pesar de que se cumplieron las disposiciones de ajuste del decreto, el gobierno optó por no revisar los precios finales de los combustibles, alegando contratos de importación firmados a precios anteriores al aumento que logran cubrir de dos a tres meses de suministro (Cori, 2026). Una vez que YPFB firme su próximo contrato de importación a los precios vigentes, las presiones fiscales y de precios que el gobierno ha aplazado se volverán vinculantes. Este episodio confirma que un sistema discrecional que opera sin un colchón de estabilización no elimina los costos de ajuste y que el sistema actual no ofrece certeza con respecto a los cambios de precios.

Más allá de estas vulnerabilidades fiscales y operativas, el sistema actual también impide avanzar hacia un objetivo más fundamental: el desarrollo de un mercado de combustibles competitivo. Mientras el combustible se comercialice por debajo de la paridad de importación, la participación privada no solo se ve desalentada, sino que resulta comercialmente inviable. Ningún operador privado puede importar y distribuir combustible de manera sostenible a pérdida. Por lo tanto, establecer un mecanismo de precios creíble no es solo una cuestión de sostenibilidad fiscal, sino un requisito previo para atraer inversión privada en logística, almacenamiento y distribución, lo cual es esencial para mejorar la confiabilidad del suministro y reducir la carga operativa sobre el Estado.

El gas natural doméstico subvencionado sigue siendo la distorsión más significativa del sistema energético boliviano sobre la que aún no se han adoptado medidas. El gas nacional continúa vendiéndose a los generadores de energía a USD 1,25 por MMBTU frente a precios de exportación de entre USD 6 y USD 7 por MMBTU, resignando más de USD 900 millones en ingresos potenciales anuales por exportación. Como se analiza en la Sección 2, esta brecha de precios debilita simultáneamente los incentivos a la inversión en exploración y producción, suprime artificialmente los costos de electricidad de un modo que desplaza el desarrollo de las energías renovables, y arriesga transformar un subsidio implícito en una carga fiscal explícita a medida que la producción nacional disminuye y crece la dependencia de las importaciones.

El gobierno de Paz ha anunciado que está elaborando una nueva ley de hidrocarburos con el objetivo de incentivar la inversión privada en exploración y aumentar la producción de hidrocarburos (MHE, 2026). La propuesta incluye un límite máximo de tributación del 50 por ciento, lo que, de aprobarse, supondría una reducción significativa con respecto a las tasas efectivas de participación estatal. No obstante, la declaración actual al respecto deja mucho margen para diferentes interpretaciones y la carga fiscal definitiva deberá analizarse una vez que se publique la ley. Además, la ley pretende eliminar los costos recuperables de los contratos de servicios. Si bien aquí también serán clave los detalles de las nuevas estructuras contractuales, la dirección prevista parece prometedora.

6.) Prioridades de política

El objetivo central de la reforma energética de Bolivia debe ser la seguridad energética y el desarrollo económico. Los recursos naturales son un medio para alcanzar ese fin: generan los ingresos fiscales, las divisas y la energía productiva que una economía necesita para crecer y mejorar los niveles de vida. Durante las últimas dos décadas, Bolivia aprovechó su dotación de gas natural para financiar la

inversión pública y mantener la estabilidad macroeconómica. Pero el modelo priorizó la maximización de las rentas a corto plazo por encima de la inversión a largo plazo necesaria para sostener la producción. Esa dinámica es una de las razones principales por las que el sistema energético de Bolivia se encuentra hoy bajo una gran presión significativa. Su recuperación requiere movilizar el capital, la tecnología y los conocimientos técnicos necesarios para desarrollar los recursos que Bolivia posee, y al mismo tiempo asegurar que los beneficios redunden ampliamente en el país y sus ciudadanos. La inversión privada es un instrumento de esta estrategia, no su objetivo. El desafío de diseño consiste, por tanto, en construir un marco comercialmente atractivo para los socios que Bolivia necesita, sin resignar la capacidad del Estado para capturar una porción justa de la renta de los recursos ni las bases institucionales necesarias para garantizar el cumplimiento contractual y un desarrollo energético sostenido.

El nuevo gobierno ha dado importantes primeros pasos hacia la estabilización del sector energético. Sin embargo, las distorsiones estructurales identificadas en los capítulos anteriores solo se han abordado parcialmente. Restablecer la estabilidad macroeconómica y reconstruir la producción de hidrocarburos requerirá un programa de reformas coherente basado en tres medidas de política:

- (1) finalizar la reforma de subsidios a los combustibles para lograr establecer un sistema de suministro eficiente,
- (2) reestructurar el sector de hidrocarburos para restablecer los incentivos a la exploración, y
- (3) desarrollar los recursos hidroeléctricos y solares para reducir el consumo interno de gas y aumentar la capacidad de exportación de gas natural.

Estas reformas deben diseñarse teniendo en cuenta la sostenibilidad política a fin de infundir confianza en su perdurabilidad a largo plazo. La historia de Bolivia, marcada por la liberalización seguida de la nacionalización, ha creado un problema de credibilidad para las inversiones a largo plazo. Por lo tanto, el principio rector debe ser la perdurabilidad: las reformas deben ser transparentes, basadas en normas y visiblemente beneficiosas para la población en general, a fin de generar apoyo público y, por lo tanto, resistir los futuros ciclos políticos.

Finalizar la reforma de subsidios a los combustibles para lograr establecer un sistema de suministro eficiente

La primera prioridad es completar la transición de un régimen de subsidios a los combustibles discrecional hacia un sistema basado en un mecanismo de fijación de precios transparente. Los ajustes de precios de diciembre de 2025 representaron una corrección necesaria, pero los precios de la gasolina siguen estando por debajo de la paridad internacional. Sin una convergencia total de precios y un mecanismo de fijación de precios transparente, la participación privada en la importación y comercialización de combustibles seguirá siendo limitada. Ningún proveedor privado puede ingresar al mercado de manera sostenible si se le exige vender por debajo del costo de adquisición. La transferencia anunciada de las responsabilidades de suministro de YPFB a actores privados solo se materializará si los precios reflejan los costos subyacentes y se ajustan automáticamente a los cambios en los precios internacionales, el tipo de cambio y la inflación.

En mercados urbanos competitivos, el traspaso automático total representa la opción más transparente y fiscalmente sólida, y es la que más favorece la entrada del sector privado. Los precios deben actualizarse regularmente y basarse en fórmulas transparentes vinculadas a precios de referencia internacionales. A su vez, todos los componentes de la fórmula, incluidos los precios de referencia, los factores de ajuste, los márgenes y la aplicación del tipo de cambio, deben publicarse y estar sujetos a una auditoría independiente. Colombia, por ejemplo, aplica una fórmula mensual vinculada a los precios de referencia de la Costa del Golfo y el Caribe, que se publica con quince días de antelación y se aplica automáticamente. Este calendario evita la acumulación de distorsiones de precios y reduce la exposición política de cada ajuste individual.

Para mitigar la volatilidad a corto plazo, el mecanismo de fijación de precios puede complementarse con un mecanismo de estabilización. En la región se utilizan dos enfoques generales. El primero es un impuesto especial variable que se ajusta de manera anticíclica. La carga tributaria aumenta cuando los precios internacionales caen y se convierte en un subsidio cuando estos aumentan, como se observa en Chile y México (Gómez & Portillo, 2017). El segundo es una banda de precios respaldada por un fondo de estabilización, tal como se aplica en Perú y Colombia (El Espectador, 2024). Sin embargo, los fondos de estabilización a menudo han resultado ser fiscalmente costosos durante períodos prolongados de precios altos, acumulando grandes déficits que, en última instancia, requieren apoyo presupuestario. Un tercer mecanismo consistiría en la cobertura de riesgos de precio: una vez fijado el precio, este puede asegurarse mediante la compra de opciones apropiadas sobre el precio del petróleo, de modo que las desviaciones al alza no tengan que trasladarse al consumidor, ya que quedarían compensadas por el incremento en el valor de las opciones. La cobertura frente a subidas de precios puede financiarse vendiendo el riesgo de una caída de precios. Consideramos que Bolivia debería explorar esta opción.

Por último, la implementación debe estar anclada en un marco institucional creíble. Delegar la fijación de precios a una autoridad reguladora independiente, como la ANH, ayudaría a garantizar la transparencia, fortalecer la credibilidad y liberar las decisiones de precios de las presiones políticas de corto plazo.

Las consideraciones de economía política son fundamentales. Las reformas en materia de combustibles suelen ser políticamente sensibles. Sin embargo, la reciente reforma se topó con una resistencia limitada, en parte gracias a la compensación social que acompañó las reformas. Llevar el diésel y la gasolina a la paridad total requerirá nuevas medidas de amortiguación social para los grupos vulnerables y un mensaje público claro que destaque el carácter regresivo de los subsidios a los combustibles. La evidencia muestra que los hogares de ingresos más altos se benefician de una parte desproporcionada de los subsidios a los combustibles. Hacer hincapié en este hecho puede fortalecer la legitimidad de la reforma. Además, el hecho de que YPFB está teniendo problemas continuos con la calidad de los combustibles debería aumentar la aceptación de una mayor participación privada (El Deber, 2026). Es importante destacar que los precios mundiales más altos del petróleo obligan a una elección clara: o bien trasladar los costos a los consumidores o bien absorberlos mediante subsidios fiscalmente costosos.

Reestructurar el sector de hidrocarburos para restablecer los incentivos a la exploración

Para frenar el continuo descenso de la producción de gas natural, es necesario restablecer los incentivos a la inversión en exploración. Dado que la exploración es una actividad de alto riesgo y de gran intensidad de capital, las decisiones de los inversionistas dependen fundamentalmente de la seguridad contractual, los derechos de comercialización, las condiciones fiscales y la credibilidad institucional. Por lo tanto, la reforma comienza con el marco constitucional y legal que rige las actividades de hidrocarburos.

La Constitución de 2009 establece importantes restricciones a la participación privada en el sector de hidrocarburos boliviano. La Constitución establece que los hidrocarburos en boca de pozo pertenecen exclusivamente al Estado boliviano y que es derecho exclusivo del gobierno llevar a cabo actividades de hidrocarburos (arts. 359–361). Estas disposiciones especifican que YPFB ejerce estos derechos en nombre del Estado y que las actividades de comercialización están reservadas al Estado. Como consecuencia, un régimen de concesiones en el que las empresas privadas sean propietarias de la producción en boca de pozo y la comercialicen de manera independiente queda constitucionalmente excluido. Sin embargo, ese sistema de concesiones es ampliamente considerado como la forma contractual que ofrece la mayor seguridad de tenencia y la alineación más clara entre riesgo y retorno para los inversionistas.

Por lo tanto, una posible vía de reforma es una enmienda constitucional parcial que elimine la reserva exclusiva de la comercialización al Estado y deje el diseño de las formas contractuales a la legislación ordinaria. Esto se asemejaría al enfoque adoptado en la Constitución de 1967, que no prescribía rígidamente las estructuras contractuales. En ese marco, Bolivia podría adoptar un sistema flexible similar a la reforma de hidrocarburos de México de 2013. México conservó la propiedad estatal de los hidrocarburos al tiempo que permitió que la agencia nacional de hidrocarburos otorgara contratos de servicios, contratos de utilidad compartida, contratos de producción compartida o concesiones, dependiendo del perfil de riesgo geológico de cada zona. En las zonas fronterizas de alto riesgo, se podrían ofrecer contratos de producción compartida o de tipo concesión para atraer capital, mientras que las zonas maduras o de menor riesgo podrían permanecer bajo estructuras de tipo de servicios. Esta flexibilidad permite al Estado calibrar los incentivos sin renunciar a la propiedad.

Sin embargo, la reforma constitucional presenta importantes desafíos políticos. El nacionalismo de los recursos sigue profundamente arraigado en la economía política de Bolivia tras la Guerra del Gas y el referéndum de 2004. Cualquier propuesta que se perciba como una reintroducción de las concesiones puede ser interpretada como una «entrega» de los recursos nacionales a empresas extranjeras. La reacción política contra el marco especial de inversión establecido por el Decreto Supremo 5516 ilustra la rapidez con la que este tipo de reformas pueden encontrar resistencia. Por esta razón, aunque la flexibilidad constitucional proporcionaría la señal más sólida a largo plazo, puede resultar políticamente inviable a corto plazo.

Si las enmiendas constitucionales no son viables, aún se pueden lograr mejoras significativas dentro del marco actual. Una reforma fundamental debería centrarse en simplificar la normativa relativa a los modelos contractuales mediante la eliminación de solapamientos. Esto podría implicar reducir las

opciones contractuales a los dos tipos reconocidos en la Constitución: el contrato de servicios y los contratos de asociación y de empresa conjunta. Es importante destacar que la simplificación administrativa relacionada con la recuperación de costos, junto con normas regulatorias más claras, mejorará la seguridad jurídica en materia de derechos.

Se podría lograr una mejora significativa mediante una reforma dentro del marco constitucional actual si se permitiera a las empresas privadas comercializar en nombre de YPFB. Cambiar quién recibe el flujo de caja inicial no altera la titularidad constitucional, pero puede mejorar sustancialmente la seguridad de los inversionistas. En la práctica, esto reduce el riesgo de contraparte al limitar la dependencia total de la capacidad de pago de YPFB. Se ha utilizado una estructura comparable en los acuerdos de empresa conjunta de Venezuela entre PDVSA y Chevron, donde una mayor flexibilidad en la comercialización contribuyó a estabilizar y aumentar la producción a pesar de las amplias restricciones institucionales. Una práctica que recientemente ha sido consagrada en la nueva ley de hidrocarburos de Venezuela aprobada en enero de 2026 (S&P, 2026). Si bien el contexto de Bolivia es diferente, el principio de reasignar el control de los flujos de efectivo es transferible.

Más allá de la forma contractual, el régimen fiscal debe recalibrarse para mejorar los incentivos a la exploración. La estructura actual combina una regalía del 18% con el IDH del 32%, lo que en la práctica genera un gravamen del 50% basado en la producción antes de la participación en las ganancias a través de YPFB. Los artículos 53 a 58 de la Ley 3058 regulan esta estructura. Si bien este régimen maximiza la captación de ingresos en yacimientos maduros, reduce significativamente el valor actual neto esperado de los proyectos de exploración de alto riesgo.

Una estructura más compatible con la inversión introduciría un mecanismo fiscal progresivo para los nuevos yacimientos. Por ejemplo, el IDH podría reducirse o sustituirse por un impuesto variable vinculado a los niveles de precios o a la rentabilidad del proyecto. En un contexto de precios internacionales elevados, el Estado captaría rentas extraordinarias; en entornos de precios más bajos, la carga fiscal disminuiría automáticamente, protegiendo a los inversores frente a las pérdidas y preservando la viabilidad de la exploración. Es importante destacar que dichos cambios deberían aplicarse únicamente a los nuevos yacimientos para preservar la estabilidad jurídica y evitar la modificación retroactiva de los contratos existentes. La calibración de las tasas y umbrales específicos de dicho mecanismo progresivo requeriría un análisis comparativo dedicado de la tasa de apropiación estatal (government take) entre jurisdicciones hidrocarburíferas comparables, que excede el alcance de este documento.

La reforma fiscal también debe hacer frente a las realidades del federalismo fiscal de Bolivia. Los ingresos del IDH se comparten con los gobiernos subnacionales, que dependen en gran medida de estas transferencias.⁹ Una reforma del IDH implicaría, por lo tanto, una reforma de un importante mecanismo de financiación de los gobiernos locales. La administración de Paz ha establecido el objetivo más amplio de transferir más obligaciones y fondos a los gobiernos locales en el contexto del llamado proyecto

⁹ De hecho, el 43,75% del IDH se destina a los gobiernos subnacionales. Estos fondos se distribuyen de la siguiente manera: el 66,9% se destina a los gobiernos municipales, el 24,39% a los gobiernos departamentales y el 8,62% a las universidades públicas (Sánchez & Velásquez, 2020).

«50/50». Si bien puede generar resistencia, es probable que los gobiernos subnacionales consideren una reestructuración de los impuestos sobre los hidrocarburos en un contexto más amplio de reformas fiscales. Lo ideal sería que un nuevo mecanismo protegiera a los gobiernos locales de las perturbaciones causadas por la volatilidad de los precios del gas y proporcionara un flujo estable de ingresos.

La reforma institucional es igualmente fundamental para restaurar la credibilidad. Actualmente, YPFB ejerce múltiples funciones, entre ellas la participación operativa, la de contraparte contractual y la influencia sobre los procesos regulatorios. Esta concentración de autoridad genera conflictos de intereses percibidos. Por lo tanto, es esencial fortalecer la independencia y la capacidad técnica de la ANH. La ANH debería encargarse de organizar rondas de licitaciones competitivas para nuevas áreas de exploración, publicar contratos modelo y supervisar la recuperación de costos con procedimientos transparentes, de manera similar a los arreglos institucionales en Brasil o Colombia. La propia Bolivia operó un modelo comparable bajo el Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE, Ley 1600, 1994), que incluía un sub-regulador de hidrocarburos dedicado, financiado de forma independiente y aislado de la discrecionalidad ministerial. Su experiencia ofrece una referencia doméstica directamente aplicable para el diseño de una ANH reformada.

Al mismo tiempo, se debería reorganizar YPFB para que se centre en las operaciones comerciales en lugar de la regulación y fiscalización de empresas privadas que operan campos. Mejorar el gobierno corporativo de YPFB, con nombramientos profesionales en la junta directiva, informes financieros transparentes y normas de auditoría independientes, podría aumentar la eficiencia y la confianza de los inversionistas sin renunciar a la propiedad estatal. La experiencia de Ecopetrol en Colombia sugiere que la corporativización puede mejorar la gobernanza al tiempo que se preserva el control público (OECD, 2017). Un retorno al modelo de privatización de la década de 1990 no es políticamente viable ni necesario. Sin embargo, YPFB debería competir por los bloques de exploración en igualdad de condiciones, en lugar de conservar áreas prioritarias reservadas para sí misma.

La normativa sobre arbitraje puede desempeñar un papel importante en el restablecimiento de la confianza en el sector. La Constitución boliviana limita el arbitraje a las controversias entre el Estado y los inversionistas extranjeros. El artículo 320 establece que el arbitraje debe seguir la legislación boliviana y estar bajo la jurisdicción de sus tribunales, mientras que el artículo 366 prohíbe el arbitraje internacional en la producción de hidrocarburos. Estas restricciones se ampliaron mediante la Ley de Arbitraje (Ley 708, 2015) y la Ley de Protección de Inversiones (Ley 516, 2024), que prohibieron el arbitraje fuera de Bolivia y regido por leyes no bolivianas. Para mejorar la protección de las inversiones, se necesitan reformas a los artículos 320 y 366 a fin de establecer un sistema de inversión internacional que respete el derecho a regular las industrias extractivas. Sin un cambio constitucional, la seguridad jurídica en el arbitraje nacional podría mejorarse mediante la creación de un marco que proteja el arbitraje de la revisión de los tribunales nacionales, al tiempo que se protege el derecho a regular. Las cláusulas de estabilización fiscal, así como los mecanismos de seguro contra riesgos políticos, también podrían desempeñar un papel en este contexto.

Reajustar los incentivos a la exploración no revertirá de inmediato el descenso de la producción. Dado que los proyectos de hidrocarburos requieren varios años desde la exploración hasta la primera

producción de gas, las reformas implementadas hoy solo influirán en la producción a mediano plazo. No obstante, los ajustes legales y fiscales creíbles pueden cambiar las expectativas de los inversionistas de inmediato y comenzar a modificar las decisiones de asignación de capital.

Desarrollar los recursos hidroeléctricos y solares para reducir el consumo interno de gas y aumentar la capacidad de exportación de gas natural.

La tercera prioridad es reducir el consumo interno de gas en el sector eléctrico acelerando el desarrollo de los recursos hidroeléctricos y solares. Bolivia posee un importante potencial renovable que sigue sin aprovecharse. La expansión de la generación renovable permitiría redirigir el gas natural que actualmente se utiliza para la producción de electricidad hacia los mercados de exportación, fortaleciendo así los ingresos en divisas.

Para aprovechar el gran potencial hidroeléctrico y solar de Bolivia es necesario eliminar el subsidio al gas natural. Mientras los precios internos del gas natural se mantengan artificialmente bajos, la generación a base de gas desplazará a las alternativas renovables, incluso en los casos en que estas sean económicamente viables a precios de costo de oportunidad. Por lo tanto, la reforma del sector eléctrico y la reforma de los precios del gas se refuerzan mutuamente. La eliminación del subsidio al gas natural conducirá inevitablemente a un aumento de las tarifas eléctricas. Sin embargo, este aumento podría ser menor de lo esperado. Dado que se estima que los costos de generación representan solo el 31% de la tarifa eléctrica final, el impacto es limitado.¹⁰ No obstante, esto debería ser estudiado en detalle por los organismos reguladores Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) y Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC). Los costos sociales del aumento de las tarifas eléctricas también podrían amortiguarse mediante el diseño de un subsidio cruzado que garantice que los hogares vulnerables se vean menos afectados. Las estructuras respectivas para ello ya existen con *Tarifa Dignidad* y otras medidas similares.

Un instrumento central para acelerar el despliegue de las energías renovables en Bolivia sería la introducción de subastas competitivas de energía renovable. Las subastas bien diseñadas permiten al gobierno o al operador del sistema adquirir nueva capacidad de generación al menor costo posible a través de procesos de licitación transparentes. Al adjudicar acuerdos de compra de energía (PPA) a largo plazo a los proyectos más competitivos en términos de costos, las subastas reducen el riesgo de inversión, disminuyen los costos de financiamiento y permiten el descubrimiento de precios en el sector eléctrico. Para Bolivia, este mecanismo proporcionaría una vía estructurada para ampliar la energía solar y la hidroeléctrica, al tiempo que se mantiene la disciplina fiscal. Es fundamental que las subastas se integren en un marco más amplio de tarifas que reflejen los costos y mecanismos de pago creíbles; de lo contrario, incluso los proyectos que resulten competitivos en la licitación tendrán dificultades para obtener financiamiento.

¹⁰ El margen de distribución representa el 33%, la transmisión el 18% y el otro 18% proviene de impuestos.

Hay dos características de diseño que son fundamentales para que las subastas funcionen en el contexto institucional de Bolivia. La primera es la solvencia de la contraparte compradora. Los prestamistas de proyectos de energía renovable solo financiarán con base en los flujos de caja de los PPA si confían en que la contraparte puede cumplir con sus obligaciones a largo plazo. Un comprador con una situación financiera débil eleva el costo de la deuda o disuade por completo a los inversionistas, y esta es una de las razones más comunes por las que los programas de subasta en los países en desarrollo no logran atraer ofertas o dan lugar a precios excesivamente altos (ESMAP, 2023; IRENA, 2015). Las empresas de distribución de Bolivia no están bien posicionadas para actuar como compradores: un enfoque descentralizado concentra el riesgo de contraparte en entidades financieramente frágiles y debilita la viabilidad financiera. Es preferible centralizar la compra a través de ENDE, pero la solvencia independiente de ENDE se ve limitada en el entorno macroeconómico actual de Bolivia. Por lo tanto, para que el acuerdo sea financiable se requerirá una garantía soberana explícita del Tesoro, respaldada por garantías de riesgo parciales de instituciones multilaterales como el BID o el Banco Mundial. Estos instrumentos se han utilizado con éxito en contextos comparables, como el programa *Scaling Solar* de Zambia y el REIPPPP de Sudáfrica, donde el apoyo del IFC y MIGA ayudó a gestionar los riesgos de contraparte y políticos que los acuerdos internos por sí solos no podían absorber completamente (IRENA, 2018; MIGA, 2017, 2019).

El segundo desafío de diseño es la denominación de los PPA. Los costos de capital y la deuda de los proyectos de inversión en energías renovables suelen estar denominados en dólares estadounidenses, lo que refleja las cadenas de suministro globales de equipos y los mercados financieros internacionales. Esto ejerce presión sobre los desarrolladores para que busquen PPA denominados en USD. Sin embargo, las tarifas eléctricas en Bolivia se cobran en bolivianos, lo que significa que un PPA en USD transfiere el riesgo cambiario al sistema eléctrico. En el contexto actual de Bolivia, donde persiste una brecha entre el tipo de cambio oficial y paralelo y las reservas internacionales siguen bajo presión, esta exposición fiscal no es hipotética. Los PPA en moneda local evitan este desajuste, pero exigen a los promotores que incluyan en el precio el riesgo de depreciación de la moneda, lo que eleva las ofertas, sobre todo porque probablemente no se dispone de instrumentos de cobertura a largo plazo para el boliviano en el plazo que requieren estos contratos (Horrocks et al., 2025). Una opción que vale la pena explorar es la indexación de los ingresos: PPA en moneda local con cláusulas de ajuste contractual vinculadas al tipo de cambio oficial, lo que distribuye parcialmente el riesgo de depreciación entre el Estado y el desarrollador. Resolver esta tensión no es un detalle de diseño secundario. Requiere una elección de política deliberada sobre dónde recae el riesgo cambiario en el sistema energético de Bolivia, y esa elección afectará directamente a los precios alcanzados en cualquier subasta. Si se diseñan adecuadamente teniendo en cuenta estas limitaciones, las subastas de energías renovables pueden ayudar a desplazar la generación a gas de la matriz energética, liberando gas natural para la exportación y fortaleciendo los ingresos por divisas. En este sentido, las subastas no son meramente una herramienta de política eléctrica, sino un instrumento macroeconómico que apoya simultáneamente la estabilización externa y la reestructuración del sector energético.

Tabla 2: Resumen de las principales medidas de política

Pilar de la reforma	Medida de política clave
Finalizar la reforma de subsidios a los combustibles para lograr establecer un sistema de suministro eficiente	Cerrar la brecha entre el precio interno del combustible y el precio de paridad internacional
	Publicar una fórmula clara para actualizar los precios en función de las fluctuaciones de los precios internacionales
	Crear un mecanismo de estabilización que absorba shocks de precios y la volatilidad a corto plazo
	Permitir el suministro privado de combustibles líquidos y subastar áreas en bloques
Reestructurar el sector de hidrocarburos para restablecer los incentivos a la exploración	Reestructuración del marco contractual:
	Bajo la constitución actual, se podría permitir a las empresas privadas comercializar en nombre de YPFB
	Tras una reforma constitucional, la ANH podría elegir el modelo contractual adecuado para cada yacimiento, reflejando los diferentes perfiles de riesgo
	Sustituir el IDH por un impuesto progresivo que varíe en función de los niveles de precios internacionales, los volúmenes de producción del yacimiento y las inversiones previas.
	Fortalecer el papel del regulador independiente ANH
Mejorar la gobernanza corporativa de YPFB aumentando su transparencia e independencia	
Eliminar el subsidio interno al gas natural y ajustar los precios a la paridad de exportación. Introducir	

Desarrollar los recursos hidroeléctricos y solares para reducir el consumo interno de gas y aumentar la capacidad de exportación de gas natural.

subsidios cruzados para mitigar el impacto en las tarifas eléctricas.

Realizar subastas competitivas de energía renovable y tomar decisiones de diseño conscientes sobre el comprador y la denominación de la moneda

Referencias

- AETN. (2020). RESOLUCIÓN AETN N° 433/2020.
<https://www.aetn.gob.bo/docfly/app/webroot/uploads/AETN-AETN%20SABADO%2024%20VALE%20OK-2020-11-03-a.pdf>
- AETN. (2025). Resolución AETN N 336/2025.
<https://sawi.aetn.gob.bo/docfly/app/webroot/uploads/AETN25-0520102219.JPG>
- ANF. (2025). *Espinoza asegura que el 30% del combustible sale de contrabando, viceministro dice que recuperaron 252.000 litros*—ANF Agencia de Noticias Fides Bolivia. Agencia de Noticias Fides.
<https://www.noticiasfides.com/economia/espinoza-asegura-que-el-30-del-combustible-sale-de-contrabando-viceministro-dice-que-recuperaron-252-000-litros>
- Arcay, G., García, F., Venturi, L., Werner, A., & Hausmann, R. (2026). *Un Giro Económico para Bolivia: Logros Macroeconómicos Iniciales y Desafíos Pendientes* [Growth Lab Working Paper]. Growth Lab, John F. Kennedy School of Government, Harvard University.
- Ares, A. (2025, September 17). *Vaca Muerta producing three times as much gas as Bolivia*. Buenos Aires Times.
<https://www.batimes.com.ar/news/argentina/record-breaking-vaca-muerta-produces-three-times-as-much-gas-as-bolivia.phtml>
- Brunnschweiler, C. N., & Poelhekke, S. (2021). Pushing one's luck: Petroleum ownership and discoveries. *Journal of Environmental Economics and Management*, 109, 102506.
<https://doi.org/10.1016/j.jeem.2021.102506>
- CEDIB. (2024, October 9). *¡Tariquía resiste a la presión petrolera! La nueva CEDIB*.
<https://www.cedib.org/destacados/tariquia-resiste-a-la-presion-petrolera/>

- Chia, O. (2026, April 6). *Oil prices choppy after expletive-laden Trump threat to Iran*. BBC. <https://www.bbc.com/news/articles/c8dl7g6e59eo>
- CNDC. (2025). *Resultados de la Operación del SIN - Memoria Annual 2024*. Comité Nacional de Despacho de Carga.
- Cori, J. (2026, March 30). Ministro de Economía revela que Bolivia compra combustibles a crédito y que tiene asegurada las entregas hasta abril. *eju.tv*. <https://eju.tv/2026/03/ministro-de-economia-revela-que-bolivia-compra-combustibles-a-credito-y-que-tiene-asegurada-las-entregas-hasta-abril/>
- DePillis, L., & Sharma, B. (2025, July 28). The Country Where 76% of Cars Sold Are Electric. *The New York Times*. <https://www.nytimes.com/2025/07/28/business/nepal-electric-vehicles-china.html>
- El Deber. (2026). *YPFB atribuye crisis de calidad del combustible a fallas arrastradas desde 2025*.
- El Espectador. (2024). *Colombia will review the impact of the fuel stabilization fund on Ecopetrol*. El Espectador. <http://www.americaeconomia.com/en/node/287642>
- EPE. (2024). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2034*. Empresa de Pesquisa Energética.
- ESMAP. (2019). *Global Solar Atlas 2.0*. World Bank. <https://globalsolaratlas.info>
- ESMAP. (2023). *How to Unlock Pipelines of Bankable Renewable Energy Projects in Emerging Markets and Developing Countries?* [Report]. World Bank. <https://documents1.worldbank.org/curated/en/099120623171525006/pdf/P1742020cf52b60e6096b80854984124388.pdf>

- Forbes. (2019). *Chile's Cheap Power—Sign Of A Solar Future?*
<https://www.forbes.com/sites/feliciajackson/2019/06/05/chiles-cheap-power-sign-of-a-solar-future/>
- Freeman, T., & Hausmann, R. (2026). *Un Giro Económico para Bolivia: Un Diagnóstico de Crecimiento del Sector Turístico* [Growth Lab Working Paper]. Growth Lab, John F. Kennedy School of Government, Harvard University.
- García, F., Arcay, G., Werner, A., & Hausmann, R. (2026). *Un Giro Económico para Bolivia: La Gestación de la Crisis Macroeconómica* [Growth Lab Working Paper]. Growth Lab, John F. Kennedy School of Government, Harvard University.
- Gómez, A. G., & Portillo, A. L. (2017). *Precio de la gasolina: Determinantes históricos – CIEP*. CIEP.
<https://ciep.mx/precio-de-la-gasolina-determinantes-historicos/>
- Harter, F. (2025). Powering up: How Ethiopia is becoming an unlikely leader in the electric vehicle revolution | Global development | The Guardian. *The Guardian*.
<https://www.theguardian.com/global-development/2025/sep/12/ethiopia-electric-vehicle-power-petrol-diesel-cars-dam-green-energy>
- Hausmann, R., Venturi, L., Brenot, C., Abad, A., Arcay, G., Freeman, T., García, F., Lamby, L., & Shah, T. (2026). *Un Giro Económico para Bolivia: Principales Hallazgos y Prioridades de Reforma* [Growth Lab Working Paper]. Growth Lab, John F. Kennedy School of Government, Harvard University.
- Hoes, O. A. C., Meijer, L. J. J., Van Der Ent, R. J., & Van De Giesen, N. C. (2017). Systematic high-resolution assessment of global hydropower potential. *PLOS ONE*, 12(2), e0171844.
<https://doi.org/10.1371/journal.pone.0171844>

- Horrocks, P., Marshall, C., Thomas, C., Venon, T., Portmann, D., & Okuwobi, W. (2025). *Unlocking local currency financing in emerging markets and developing economies: What role can donors, development finance institutions and multilateral development banks play?* (117th ed., OECD Development Co-Operation Working Papers) [OECD Development Co-operation Working Papers]. <https://doi.org/10.1787/bc84fde7-en>
- IRENA. (2015). *Renewable Energy Auctions: A Guide to Design* [Report]. International Renewable Energy Agency. <https://www.irena.org/publications/2015/Jun/Renewable-Energy-Auctions-A-Guide-to-Design>
- IRENA. (2018). *Renewable Energy Auctions: Cases from Sub-Saharan Africa*. International Renewable Energy Agency (IRENA). <https://www.irena.org/publications/2018/Apr/Renewable-energy-auctions-Cases-from-sub-Saharan-Africa>
- Johnston, D. (2003). *International exploration economics, risk, and contract analysis*. PennWell.
- Lamby, L. (2024). *Green Growth Opportunities for Hermosillo: "Powershoring."* Growth Lab Working Paper Series No. 243.
- Lamby, L., & Hausmann, R. (2026). *Un Giro Económico para Bolivia: Liberando el Potencial Minero y del Litio* [Growth Lab Working Paper]. Growth Lab, John F. Kennedy School of Government, Harvard University.
- Lamby, L., Venturi, L., Hernández, J. I., & Hausmann, R. (2026). *Un Giro Económico para Bolivia: Revitalizando el Sector Energético* [Growth Lab Working Paper]. Growth Lab, John F. Kennedy School of Government, Harvard University.

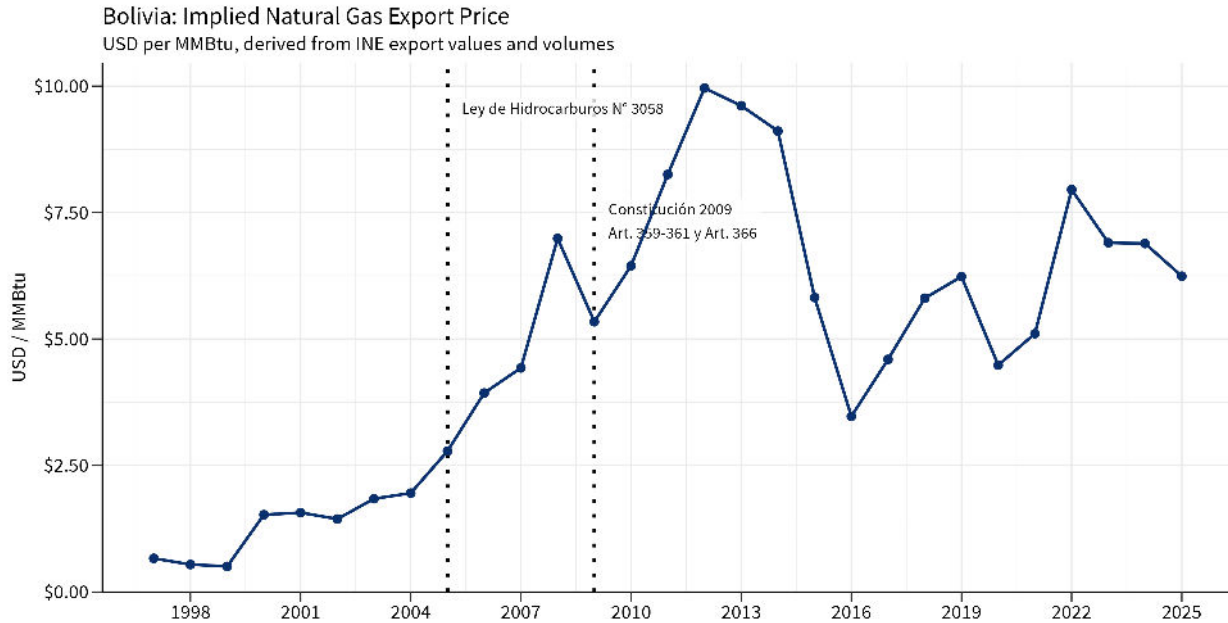
- Lutz, M. (2025). *Electricity prices to continue rise in 2026: ELA | Utility Dive*.
<https://www.utilitydive.com/news/electricity-prices-demand-to-continue-rising-in-2026-cia/805395/>
- Medinaceli Monroy, M. (2007). *La Nacionalización del Nuevo Milenio: Cuando el precio fue un aliado*.
- Medinaceli Monroy, S. M., & Velázquez Bilbao La Vieja, M. G. (2023). *Hydrocarbon Prices and Subsidies in Bolivia 1986–2025*. Development Working Paper Series.
<https://www.econstor.eu/bitstream/10419/297018/1/1878095242.pdf>
- MHE. (2025a). *Balance Energético Nacional*. <https://www.mhe.gob.bo/wp-content/uploads/2025/10/Version-Final-BEN-2020-2024-low0.pdf>
- MHE. (2025b, December 17). El sector privado asumirá el abastecimiento de combustibles porque cuenta con la capacidad financiera para asegurar el suministro. *MHE*.
<https://www.mhe.gob.bo/2025/12/17/el-sector-privado-asumira-el-abastecimiento-de-combustibles-porque-cuenta-con-la-capacidad-financiera-para-asegurar-el-suministro/>
- MHE. (2026, April 20). Gobierno plantea nueva ley de hidrocarburos con tributos de hasta el 50% para atraer inversión. *MHE*. <https://www.mhe.gob.bo/2026/04/20/gobierno-plantea-nueva-ley-de-hidrocarburos-con-tributos-de-hasta-el-50-para-atraer-inversion/>
- MIGA. (2017). *MIGA Strengthens Local Communities by Backing Large Scale Wind Power Generation in South Africa*. World Bank Group. <https://www.miga.org/press-release/miga-strengthens-local-communities-backing-large-scale-wind-power-generation-south>
- MIGA. (2019). *Actis South Africa Solar*. World Bank Group. <https://www.miga.org/project/actis-south-africa-solar-1>

- Mihalyi, D. (2021). *The Long Road to First Oil*. Kiel Institute. https://www.kielinstitut.de/fileadmin/Dateiverwaltung/Events/Archiv/Staff_Seminar/Paper/2021/Mihalyi_April2021.pdf
- Moody, S. (2024). *Shell wins damages from Bolivian oil company*. Global Arbitration Review. <https://globalarbitrationreview.com/article/shell-wins-damages-bolivian-oil-company>
- OECD. (2017). *Corporate Governance in Colombia*. OECD. <https://doi.org/10.1787/9789264281134-en>
- Osinermin. (2026). *Precios de Referencia de Combustibles Derivados del Petróleo*.
- Sánchez, S., & Velásquez, R. (2020). *Situación de la Renta Petrolera en Bolivia*. Fundación Jubileo.
- Shah, T., Venturi, L. & Hausmann, R. (2026). *Un Giro Económico para Bolivia: Oportunidades y Desafíos en Agricultura* [Growth Lab Working Paper]. Growth Lab, John F. Kennedy School of Government, Harvard University.
- S&P. (2026, January 22). *Venezuela's new oil law to allow private companies to market crude*. S&P Global Energy. <https://www.spglobal.com/energy/en/news-research/latest-news/crude-oil/012226-venezuelas-new-oil-law-to-allow-private-companies-to-market-crude>
- Uribe Teran, D. (2025). Contract-based Arbitration: Lessons Learned from Bolivia's Extractives Industries. *Southviews* No. 281. https://www.southcentre.int/wp-content/uploads/2025/01/SV281_250131.pdf
- Velásquez, R. (2025). *Problemas y Propuestas ante la crisis de Hidrocarburos*. Fundación Jubileo.

Verpoort, P. C., Gast, L., Hofmann, A., & Ueckerdt, F. (2024). Impact of global heterogeneity of renewable energy supply on heavy industrial production and green value chains. *Nature Energy*, 9(4), 491–503. <https://doi.org/10.1038/s41560-024-01492-z>

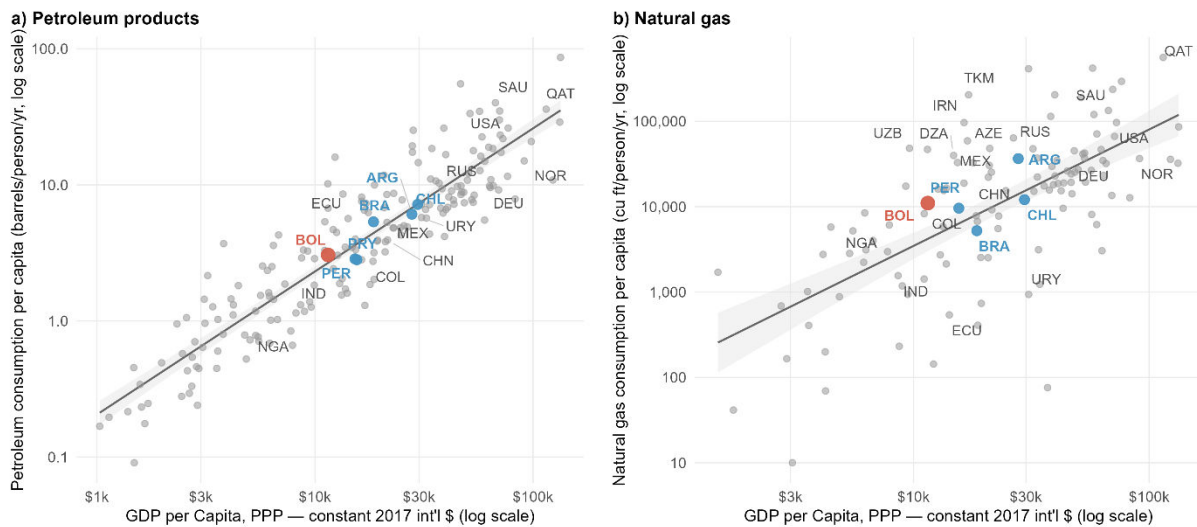
Apéndice

Figura A.1: Bolivia – Precio implícito de exportación del gas natural, 1997–2025



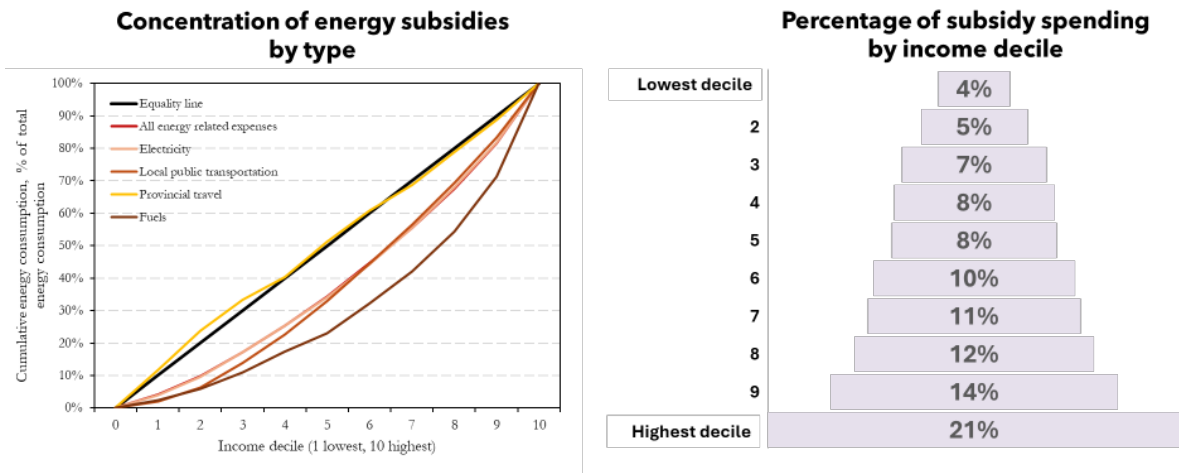
Nota: El precio implícito se calcula como el valor anual de exportación de gas (USD) dividido por el volumen anual de exportación (toneladas métricas), con una conversión basada en un valor calorífico de 35,4 MJ/m³ y una densidad de 0,72 kg/m³ (1 tonelada métrica ≈ 49 MMBtu). Las líneas discontinuas marcan la Ley 3058 (2005) y los Arts. 359, 361 y 366 de la Constitución de 2009. Fuente: Elaboración de los autores basada en datos de valor y volumen de exportación de INE Bolivia.

Figura A.2: Consumo de hidrocarburos per cápita y PIB per cápita (2022)



Fuentes: Elaboraciones del autores basadas en datos de la Administración de Información Energética de EE. UU. y del Banco Mundial

Figura A.3: Efectos distributivos de los subsidios energéticos en Bolivia



Nota: El subsidio representa el costo adicional necesario para mantener los niveles actuales de consumo de los hogares si los precios de la energía subieran hasta el precio de referencia. Se trata de una estimación máxima basada en el supuesto de que los hogares no modifican sus niveles de consumo. La encuesta de hogares registra el gasto en bolivianos en electricidad, gasolina y transporte público. Suponiendo el tipo de cambio promedio para 2025 (12,6). Precios de referencia de la ANH para la gasolina y el GLP a 1 USD, y para el transporte público a 5 bolivianos. Fuente: Hausmann et al., 2026