

Nro. 1  
2026



INSTITUTO DE  
INGENIERÍA PETROLERA  
INSPET - UMSA

REVISTA

# RECURSOS ENERGÉTICOS

Guía sobre la historia, actualidad y  
proyección energética

## ACTUALIDAD

- Situación legal de los hidrocarburos
- Contexto económico global
- Tecnología de punta en Bolivia y el mundo

## INVESTIGACIÓN

- Recursos energéticos
- Hidrocarburos convencionales y no convencionales
- Recursos energéticos renovables

## APORTES COMPLEMENTARIOS

- Opinión política



UNIVERSIDAD  
MAYOR DE  
SAN ANDRÉS



CARRERA DE  
INGENIERÍA  
PETROLERA



FACULTAD DE  
INGENIERÍA



**INSTITUTO DE  
INGENIERÍA PETROLERA  
INSPET - UMSA**

**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
CARRERA DE INGENIERÍA PETROLERA**

**[www.inspet.umsa.edu.bo](http://www.inspet.umsa.edu.bo)  
[www.petrolera.umsa.edu.bo](http://www.petrolera.umsa.edu.bo)**



## 4

# Economía política del colapso gasífero y las rutas hacia una transición energética sostenible en Bolivia

**Johnny Ramiro Flores Rodríguez**

Universidad Mayor de San Andrés

## Resumen

Bolivia atraviesa una crisis estructural en su modelo gasífero, marcada por el colapso de sus reservas probadas, la declinación acelerada de la producción y una creciente vulnerabilidad fiscal. Este artículo examina la economía política del gas en Bolivia a través de un enfoque mixto, integrando análisis cuantitativo de series históricas de producción, reservas y comercio de gas, con evaluación cualitativa de políticas públicas y marcos institucionales. A partir de datos oficiales y fuentes internacionales, se identifican las causas estructurales del agotamiento del modelo extractivo boliviano: fallas en la reposición de reservas, rigideces regulatorias, subsidios fiscales insostenibles y ausencia de mecanismos eficaces de responsabilidad social empresarial. Se comparan los modelos gasíferos de Perú y Argentina para evidenciar estrategias alternativas de transición. Asimismo, se analiza el impacto de la volatilidad de precios internacionales sobre la balanza fiscal y la sostenibilidad macroeconómica. El estudio propone una reconfiguración del régimen hidrocarbúfero nacional que combine control estatal con incentivos competitivos, diversificación de la matriz energética y marcos de gobernanza alineados con criterios de sostenibilidad, transparencia y justicia intergeneracional. En síntesis, se plantea una hoja de ruta hacia una transición energética resiliente, orientada a evitar la “trampa de la abundancia” y asegurar el bienestar futuro en un contexto de presión geopolítica y agotamiento de los recursos.

**Palabras clave**

economía política del gas, transición energética, Bolivia, reservas hidrocarburíferas, gobernanza de recursos, crisis fiscal, sostenibilidad.

**Abstract**

Bolivia faces a structural crisis in its gas-based development model, driven by the collapse of proven reserves, the sharp decline in production, and increasing fiscal vulnerability. This article critically examines the political economy of gas in Bolivia by applying a mixed-methods approach that integrates quantitative analysis of historical data on production, reserves, and gas trade with qualitative assessments of public policy and institutional frameworks. Using official datasets and international sources, the study identifies structural failures behind the exhaustion of Bolivia's extractive model: poor reserve replacement, rigid regulations, unsustainable subsidies, and ineffective corporate social responsibility mechanisms. It compares Bolivia's strategy with gas sector experiences in Peru and Argentina to highlight viable alternatives for energy transition. The research also assesses how international price volatility undermines fiscal balance and macroeconomic stability. Based on these findings, the study proposes a comprehensive restructuring of Bolivia's hydrocarbon regime that combines state control with competitive incentives, diversifies the energy matrix, and embeds governance frameworks aligned with sustainability, transparency, and intergenerational equity. Ultimately, the article outlines a roadmap for a resilient energy transition, aiming to avoid the "resource curse" and to safeguard long-term national welfare amid geopolitical pressures and depleting resources.

**Keywords**

political economy of gas, energy transition, Bolivia, hydrocarbon reserves, resource governance, fiscal crisis, sustainability.

## Introducción

Durante las últimas dos décadas, el gas natural ha sustentado de manera determinante la economía boliviana, aportando la mayor parte de los ingresos fiscales y alimentando un crecimiento sostenido del producto interno bruto. Bolivia alcanzó la condición de proveedor estratégico para Brasil y Argentina, canalizando históricamente sus exportaciones hacia dichos mercados y consolidando un modelo de desarrollo centrado en la renta de los hidrocarburos. No obstante, entre 2016 y 2023 la producción nacional de gas se desplomó de 56,6 a 31,9 MMmcd, lo que equivale a un retroceso promedio anual cercano al ocho por ciento. Paralelamente, las reservas certificadas se redujeron en un cincuenta por ciento desde 2018, hasta situarse en torno a 4,5 TCF al cierre de 2023 según YPFB (Ordoñez & Soruco, 2025). Esta contracción ha tensionado la sostenibilidad fiscal del Estado al debilitar la base de renta gasífera sobre la cual se financian programas sociales y obras públicas. Internamente, la elevada dependencia de los hidrocarburos ha limitado la diversificación de la matriz energética, manteniendo al gas como fuente principal de aproximadamente el 66% de la generación eléctrica nacional.

A nivel externo, la volatilidad de los precios internacionales de los combustibles fósiles ha repercutido negativamente en la balanza comercial boliviana, mientras que la apertura de nuevos productores regionales, como los emergentes volúmenes de gas de esquisto en Argentina, presiona los flujos exportables tradicionales (IEA, 2025b). Asimismo, la transición energética global impone a Bolivia la necesidad de reorientar su modelo productivo y de incorporación de renovables para mitigar el riesgo de agotamiento prematuro de sus reservas. A esta compleja realidad se suma el creciente escrutinio socioambiental, ejemplificado por los conflictos en áreas protegidas como Tariquía, donde las comunidades locales han bloqueado proyectos por la ausencia de mecanismos de consulta previos y la preocupación por la conservación de la biodiversidad (Graham, 2024). Frente a este escenario, resulta imperativo redefinir los mecanismos de gobernanza de los recursos, integrando criterios de sostenibilidad fiscal, transparencia en la gestión, responsabilidad social, así como diseño de estrategias de transición energética justa que aseguren la viabilidad económica y ambiental de Bolivia a largo plazo (Artana et al., 2007).

Simultáneamente, emergen interrogantes sobre la sostenibilidad de un modelo económico basado en la renta de recursos naturales, cuestionando la capacidad de las instituciones estatales y empresariales para administrar

eficientemente esos ingresos y atender estándares crecientes de responsabilidad social y ambiental bajo el escrutinio de la sociedad civil (CEPAL, 2017; Kohl & Farthing, 2012; Valdivia et al., 2019). El presente artículo despliega un análisis crítico de la economía política del gas natural en Bolivia, abarcando la evolución de las reservas y la producción de gas y líquidos; la estructuración y renegociación de los contratos de exportación; la transmisión de la volatilidad de precios internacionales a las finanzas públicas; el balance energético nacional y los posibles escenarios de transición; así como las prácticas de responsabilidad social corporativa en la industria hidrocarburífera (IEA, 2025b; Kohl & Farthing, 2012; Suescun Pozas et al., 2015).

Para ello, se analizan series de tiempo oficiales elaboradas por el Instituto Nacional de Estadística y el Ministerio de Hidrocarburos y Energías sobre producción y reservas de hidrocarburos (INE, 2025; MHE, 2023); datos regionales de la Organización Latinoamericana de Energía que detallan tendencias y comparativos subregionales (OLADE, 2025); proyecciones de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe sobre el aporte de los extractivos al crecimiento económico (CEPAL, 2017); estimaciones de la Agencia Internacional de Energía en su World Energy Outlook 2024 (IEA, 2025a); y estadísticas históricas del BP Statistical Review of World Energy (BP, 2024). Este enfoque integral combina el análisis cuantitativo de tendencias de producción, reservas y consumo con un marco teórico de economía política que ilumina las dinámicas institucionales, las relaciones de poder y los desafíos de gobernanza en el sector hidrocarburos boliviano y regional (Bebbington et al., 2018).

## Marco teórico

La extracción de hidrocarburos no renovables genera rentas sustanciales dado que el costo de producción se mantiene muy por debajo del precio de mercado, lo que en Bolivia representó el 1,85% del PIB en 2021 tras descontar costos operativos (The Global Economy, 2025). Por consiguiente, la economía política del gas analiza la asignación de dichas rentas entre el Estado, las empresas estatales, privadas y las comunidades, así como el impacto de las instituciones y las relaciones de poder en la exploración, la explotación y la distribución de beneficios (Aresti, 2016).

Durante los años noventa, la Ley de Hidrocarburos 1689 de 1996 abrió el sector a la inversión privada, promoviendo un modelo orientado a incentivos fiscales y

contractuales para atraer capital extranjero; sin embargo, en 2006 el Decreto de Nacionalización revirtió esta política. Como resultado de estas reformas, el “government take” llegó a oscilar entre el 50 y 82% de los ingresos del sector, uno de los más elevados de la región, lo cual desincentivó nuevas exploraciones y provocó incertidumbre entre los inversionistas. Entre 2016 y 2023 la producción de gas se redujo de 15,08 a 12,93 MMmc/año, profundizando la presión sobre la renta fiscal. Al mismo tiempo, la creciente oposición de comunidades locales en áreas protegidas como Tariquía ha evidenciado la urgencia de integrar mecanismos efectivos de responsabilidad social y consulta previa en la gobernanza del sector (Graham, 2024).

Bajo este contexto, la teoría de la “maldición de los recursos” postula que una abundancia de recursos naturales, si no se gestiona con políticas contracíclicas y mecanismos de ahorro e inversión adecuados, puede desencadenar distorsiones macroeconómicas, como la llamada enfermedad holandesa; aumentar la volatilidad de los ingresos fiscales y erosionar las instituciones públicas, afectando negativamente el crecimiento a largo plazo (Corden & Neary, 1982; Sachs & Warner, 2001).

En Bolivia, el auge gasífero de mediados de los años 2000 facilitó la expansión de políticas sociales que contribuyeron a reducir la pobreza del 37% en 2002 al 21% en 2012, según evaluaciones del Banco Mundial, estas intervenciones se financiaron principalmente con renta hidrocarburífera de corto plazo, sin reservar fondos suficientes para la exploración futura (World Bank. IEG, 2015). Las transferencias de recursos provenientes de hidrocarburos llegaron a representar aproximadamente el 24% del PIB en 2013, cayendo al 14% en 2019 ante la disminución de la producción y la caída de precios internacionales, evidencia clara de la exposición fiscal ante la volatilidad del mercado global.

Pese a los elevados ingresos obtenidos, la proporción destinada a la reinversión en exploración y desarrollo del sector energético se mantuvo por debajo del 3% del PIB anual, lo cual intensificó las tensiones intertemporales propias de la economía política de recursos: donde la priorización del gasto social de corto plazo limitó la capacidad de sostener la producción futura (Endegnew & Tessema, 2019). Este patrón de asignación subóptima revela la necesidad de fortalecer los esquemas de gobernanza de la renta gasífera mediante la creación de fondos de estabilización fiscal, la adopción de reglas presupuestarias contracíclicas y la incorporación de criterios de responsabilidad social y ambiental que mitiguen la dependencia del ciclo de precios de los hidrocarburos y favorezcan un desarrollo energético sostenible (Aresti, 2016).

Un elemento fundamental en la gobernanza de los recursos naturales es la soberanía estatal sobre los hidrocarburos consagrada en la Constitución Política del Estado de 2009, que otorga a YPFB la propiedad y el control de las actividades de exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos. Tras la nacionalización, el sector pasó de un régimen de concesiones plenas a contratos de prestación de servicios y asociaciones estratégicas en los que el Estado mantiene al menos el 51% del capital social, asegurando así un control directo sobre las operaciones. No obstante, la titularidad estatal de la renta extractiva no garantiza resultados sostenibles si no se acompaña de mecanismos sólidos de transparencia y rendición de cuentas, tal como promueve la adhesión a la Iniciativa para la Transparencia en las Industrias Extractivas (EITE, 2025). Pese a los avances en la divulgación de datos fiscales y contractuales, los informes de evaluación identifican brechas en la implementación efectiva de estos estándares y en la inclusión de la sociedad civil en la fiscalización.

La ausencia de un fondo de estabilización fiscal que acumule excedentes en periodos de precios altos agrava la prociclicidad del gasto público y expone al presupuesto a la volatilidad internacional. Estudios comparados recomiendan la creación de reservas contracíclicas y la asignación de una parte de la renta a inversión en capital humano e infraestructura productiva, prácticas que aún están subdesarrolladas en Bolivia. Esta debilidad institucional facilita la apropiación discrecional de recursos, fenómeno ilustrado por las dinámicas de clientelismo observadas en proyectos como el de Tariquía, donde el reparto de beneficios se ha ligado a lealtades políticas locales (Graham, 2024).

Asimismo, la falta de reinversión sustancial en exploración y desarrollo ha contribuido al estancamiento de la capacidad productiva y a la disminución de las reservas certificadas, comprometiendo la sostenibilidad a largo plazo del sector hidrocarburífero (NRGI, 2017). Para afrontar estos retos, resulta imprescindible fortalecer instituciones de auditoría independientes, garantizar la consulta previa en territorios indígenas según estándares internacionales y adoptar marcos presupuestarios basados en reglas contracíclicas que promuevan la diversificación económica y la protección ambiental.

La responsabilidad social en el sector extractivo adquiere una dimensión crítica debido a los impactos socioambientales que provoca la explotación de petróleo y gas en ecosistemas sensibles como la Amazonía y territorios indígenas. Este enfoque comprende prácticas voluntarias de las empresas destinadas a mitigar efectos ambientales, promover el desarrollo local y mantener un

diálogo permanente y respetuoso con las comunidades afectadas (EPCM, 2025). En Bolivia, la ausencia de un marco legal que imponga obligaciones específicas de RSE ha dejado estas iniciativas supeditadas a la discreción empresarial y a cláusulas contractuales negociadas por YPFB, lo que genera heterogeneidad en su alcance y ejecución (NRGI, 2025).

La presión social sobre las petroleras ha crecido desde los acontecimientos del “Gasolinazo” y la “Guerra del Gas” a comienzos de los años 2000 hasta los reclamos actuales por una mayor redistribución de beneficios, incluidos incrementos en regalías departamentales y obras comunitarias. La teoría de la licencia social para operar demuestra que las compañías que invierten en legitimidad social, mediante procesos de consulta previa, compensaciones justas y proyectos comunitarios, reducen significativamente los riesgos de conflictos y paralizaciones de proyectos. En el caso boliviano, aunque YPFB y sus socios han implementado programas educativos, sanitarios y de infraestructura a través de proyectos como “Gas para Escuelas” financiado por la CAF, persisten desafíos en la construcción de confianza y en la percepción de equidad en la distribución de la renta extractiva (CAF, 2007).

En resumen, el presente estudio articula un marco teórico que integra de manera sinérgica la economía política del gas, centrada en las relaciones entre el Estado, el mercado y la sociedad respecto a la renta hidrocarburífera, la teoría de la renta de recursos naturales y sus riesgos asociados cuando se gestiona de forma inadecuada, así como los principios de responsabilidad social y sostenibilidad aplicables a la explotación de hidrocarburos. Partiendo de esta base conceptual, es posible emplear un análisis crítico para develar las causas estructurales de la problemática boliviana actual, como la retracción de la inversión exploratoria y la fragilidad fiscal, de tal manera de orientar el diseño de políticas públicas integrales que equilibren la eficiencia económica con la equidad social y la protección ambiental.

## Metodología

El presente estudio adopta un enfoque metodológico mixto, integrando análisis cuantitativo de datos energéticos con una evaluación cualitativa de marcos normativos e institucionales. Se utilizaron fuentes primarias oficiales, incluyendo datos del Ministerio de Hidrocarburos y Energías, YPFB, INE y BCB, complementadas con estadísticas de OLADE, CEPAL, BP Statistical Review e IEA, actualizadas a 2024.

Se analizaron series temporales para la producción y reservas de gas natural (2013–2023), donde se aplicaron pruebas de tendencia y segmentación estructural. Este análisis fue complementado con gráficos lineales diseñados según criterios de visualización rigurosa, priorizando la interpretación de los puntos de inflexión productiva y los ciclos de declinación.

De manera complementaria, se integró un análisis comparado de Bolivia, Perú y Argentina, considerando reservas, estrategias contractuales y regímenes de inversión, lo cual permitió identificar factores estructurales e institucionales diferenciadores. Se evaluaron contratos de exportación bolivianos y su dependencia de precios del crudo, identificando efectos procíclicos en los ingresos fiscales (IDH), y se cuantificaron los impactos de la declinación productiva. A través de una triangulación entre análisis normativo, entrevistas a actores clave y revisión de políticas públicas, se analizó el Índice de Coherencia Normativa, que estimó un “costo social de la inacción” por conflictos y paralizaciones energéticas cercano a US\$ 3.200 MM entre 2015 y 2023. Esta combinación de herramientas permitió identificar no solo las limitaciones técnicas del modelo gasífero, sino también sus barreras institucionales y los desafíos estructurales para una transición energética fiscalmente viable y socialmente justa.

## Diagnóstico

### Reservas de gas natural

Bolivia, históricamente posicionada como un actor estratégico en el mercado gasífero sudamericano por sus reservas de gas natural, enfrenta una declinación acelerada de sus reservas probadas (P1), producto de la explotación intensiva de campos maduros (San Alberto, Margarita), la ausencia de descubrimientos comerciales post-2015, y reclasificaciones técnicas bajo criterios SPE-PRMS (2018). Según la última certificación independiente, las reservas P1 alcanzaron 4,5 TCF a diciembre de 2023 (Swissinfo.ch, 2024), cifra que representa una caída del 58% frente a los 10,7 TCF reportados en 2017 por YPFB. Esta reducción, equivalente a una tasa de declinación anual del 6,5%, evidencia no solo el agotamiento geológico, sino también fallas sistémicas en la política de reposición de reservas (inversión en exploración: US\$ 280 MM en 2023 vs. US\$ 1.100 MM en 2015). La Figura 1 sintetiza esta tendencia, destacando dos puntos de inflexión: (1) la abrupta corrección post-2017 por auditorías técnicas externas, y (2) la brecha creciente entre producción real (42 MMmcd en 2023) y el mínimo requerido para cumplir contratos de exportación (54 MMmcd). Estos hallazgos subrayan la

urgencia de reformular la gobernanza de recursos no renovables en un contexto de transición energética regional.

La reducción de las reservas certificadas de gas natural en Bolivia responde a un entramado de factores técnicos, metodológicos y de gobernanza. Como señaló Armin Dorgathen, presidente de YPFB, las estimaciones previas a 2017, adolecían de sobrestimaciones sistemáticas, atribuibles a incentivos perversos de operadoras privadas para inflar cifras en un contexto de negociación contractual (Swissinfo.ch, 2024). Un ejemplo paradigmático es el reporte de 2004 que anunció 25,3 TCF de reservas, cifra posteriormente desestimada por auditorías técnicas independientes. Tras la nacionalización, la certificación de Ryder Scott en 2009, ajustó las reservas probadas a 9,7 TCF bajo estándares SPE-PRMS, marcando un primer hito de transparencia geológica.

No obstante, las revisiones posteriores (10,1 TCF en 2013; 10,7 TCF en 2017) generaron escepticismo interno: documentos técnicos de YPFB obtenidos vía Ley de Transparencia revelaron que las estimaciones internas en 2017 situaban las reservas "técnicamente recuperables" en ~7 TCF, evidenciando divergencias del 35% frente a cifras oficiales. Esta discrepancia motivó en 2021 un proceso de recertificación riguroso, cuyos resultados, publicados en

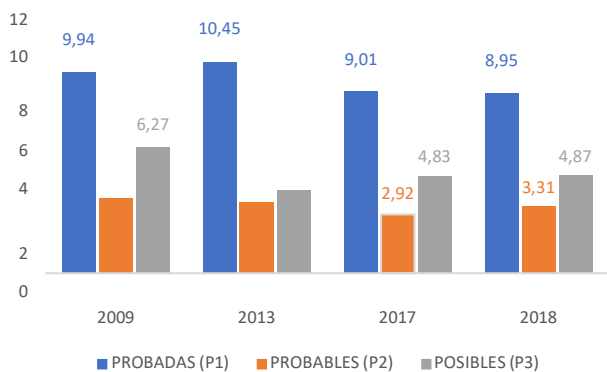


Figura 1: Reservas de gas natural, en TCF (2009 – 2018)

2024, confirmaron una caída drástica: 4,04 TCF en 2022 (Ryder Scott) y 4,48 TCF en 2023 (DeGolyer & MacNaughton), equivalentes al 42% de las reservas reportadas en 2013 (EFE, 2025).

Este declive no solo refleja el agotamiento de campos maduros, sino también la adopción de criterios SPE-PRMS y la exclusión de recursos contingentes previamente contabilizados como probados. En consecuencia, Bolivia enfrenta un escenario dual: desaceleración productiva (42 MMmcd en 2023 vs. 62 MMmcd en 2014) y presiones contractuales por

incumplimiento de cláusulas take-or-pay (déficit de 12 MMmcd para abastecer a Brasil en 2023). Por lo que estos hallazgos exigen una reingeniería de la política hidrocarburífera, priorizando auditorías anuales independientes y alineando los marcos regulatorios con estándares internacionales.

La evaluación de las reservas bolivianas bajo clasificaciones SPE-PRMS revela una perspectiva estratificada: las reservas probadas (P1) ascienden a 4,5 TCF, mientras las reservas probadas + probables (P2) alcanzan 4,85 TCF, y las posibles (P3) suman 5,24 TCF (EFE, 2025). Este volumen agregado, que representa el límite superior geológico, implica una vida útil máxima de 14 años al ritmo actual de extracción (42 MMmcd en 2023), asumiendo estabilidad en la demanda interna, así como en las exportaciones. No obstante, escenarios realistas, que consideran una declinación anual del 4.2% en campos maduros (San Alberto, Margarita), reducen este horizonte a 9–11 años.

Bajo este contexto, YPFB postula la existencia de recursos contingentes no descubiertos (prospectivos) de 30 TCF (Swissinfo.ch, 2024), principalmente en formaciones subandinas (Precámbrico) y anticlinales profundos del Chaco. Sin embargo, bajo estándares SEC, estos recursos requieren: (1) confirmación mediante sísmica 3D/4D, (2) pozos exploratorios estratigráficos, y (3) certificación bajo criterios PRMS de probabilidad geológica. Históricamente, Bolivia ha invertido solo US\$ 280–350 MM/año en exploración (2018–2023), insuficiente frente a los US\$ 800 MM/año estimados por la Cámara Boliviana de Hidrocarburos para alcanzar una tasa de éxito del 20%. Adicionalmente, la ventana de tiempo para convertir recursos en reservas es crítica: proyectos greenfield demandan 7–10 años desde exploración hasta producción comercial, superando el horizonte de colapso de las reservas actuales. Este desfase temporal, agravado por rigideces regulatorias configura un escenario de riesgo energético nacional, donde incluso descubrimientos futuros no mitigarían la crisis de mediano plazo.

La situación de las reservas gasíferas en Bolivia alcanza un punto crítico: la declinación acumulada de reservas probadas, evidencia un desbalance estructural entre extracción y reposición. Aunque la inversión exploratoria incrementó un 18% en 2022–2023, el leve repunte de 0.5 TCF netos en reservas P1 apenas compensa el 7% de la declinación anual natural de campos maduros. El descubrimiento de Mayaya Centro X1, en el Cinturón Subandino Norte, potencialmente el mayor hallazgo post-2015, ofrece una ventana limitada de oportunidad: su desarrollo requeriría US\$ 1.200 MM en infraestructura (gasoductos, plantas de compresión) y 5–7 años para

alcanzar producción comercial, según modelos de simulación de Schlumberger.

Aun asumiendo el éxito del proyecto Mayaya, la relación reservas–producción (RNP) mantendría un déficit estructural (-1,2 TCF/año), dado que la declinación de campos maduros supera en una proporción 3:1 el aporte de nuevos desarrollos. Esta brecha se amplifica por la obsolescencia tecnológica en yacimientos existentes: medidas como la inyección de nitrógeno en San Alberto (recuperación secundaria) solo mitigaron el 12% de la caída productiva post-2020. Para revertir la tendencia, se requiere simultáneamente (1) acelerar la exploración en recursos no convencionales mediante técnicas de estimulación avanzada, y (2) implementar un marco regulatorio basado en contratos por desempeño, con incentivos técnico–económicos que prioricen la eficiencia extractiva. Esta dualidad estratégica abordaría tanto el déficit inmediato de reposición como las limitaciones sistémicas del modelo actual.

## Producción de gas y líquidos: auge y declive de la era gasífera

Bolivia enfrenta un declive sostenido en la producción de gas natural desde mediados de la década de 2010, marcando un contraste con el auge experimentado durante los años 2000, cuando la producción se duplicó para cumplir con los contratos de exportación a Brasil (1999) y Argentina (2006). Tras alcanzar un hito histórico en 2014 (59 MMmcd), apoyado en precios internacionales elevados y demanda externa sólida, el sector ingresó en una meseta productiva que derivó en una caída acumulada del 40% para 2023 (36,7 MMmcd) (Villafani, 2024). Este retroceso, evidenciado en la Figura 2, refleja no solo el agotamiento de campos convencionales y la falta de descubrimientos de relevancia, sino también la insuficiencia de políticas para diversificar la matriz

extractiva ante el ciclo de madurez del modelo gasífero. La dependencia histórica de mercados externos y la ausencia de inversiones en fronteras no convencionales agudizan el desafío de revertir la tendencia.

La caída productiva responde a un déficit estructural de reposición de reservas: Bolivia extrae más gas del que incorpora, acelerando el agotamiento de sus campos maduros. Megacampos emblemáticos de la era de auge (San Alberto, Sábalo, Margarita), responsables históricos del suministro, operan hoy en fase de declinación natural, sin que nuevos proyectos compensen su pérdida de capacidad. La abrupta contracción ha forzado al país a renegociar a la baja los compromisos de exportación con Brasil y Argentina, evidenciando la crisis de sostenibilidad del modelo gasífero. La convergencia de factores, madurez de activos clave, ausencia de descubrimientos estratégicos y dependencia crónica de reservas no renovadas, configura un escenario crítico que exige replantear la política de reposición de recursos y la gestión técnica de yacimientos.

La producción de líquidos asociados (petróleo crudo y condensados, PC&GN) ha seguido una trayectoria paralela, y en ocasiones más crítica al declive gasífero. Si bien Bolivia nunca destacó como productor petrolero relevante (su hito histórico de 18,6 MMbbl en 2014 resulta modesto frente a estándares regionales), los megacampos gasíferos generaron durante su auge volúmenes significativos de condensados de alto valor. Sin embargo, para 2023, la producción total de hidrocarburos líquidos colapsó a 8,6 MMbbl (Villafani, 2024), marcando el nivel más bajo desde 1993 y una reducción del 54% en una década. Este desplome, evidenciado en la Figura 3, no solo refleja la madurez de yacimientos gasíferos ricos en condensados (cuya declinación supera el 8% anual), sino también la ausencia de descubrimientos petroleros convencionales. La consecuencia directa ha sido un deterioro cascada en la cadena de valor: la caída en calidad y volumen de los fluidos asociados (PC&GN) redujo la capacidad de refinación, impactando especialmente la producción de combustibles automotrices (diésel, gasolina), cuya oferta interna se contrajo un 38% entre 2014 y 2023. Este escenario expone la vulnerabilidad de un modelo extractivo dependiente de derivados gasíferos, sin estrategias para diversificar la base de recursos líquidos.

La producción de diésel (DO) ha registrado un colapso del 59%, pasando de 74,81 a 30,40 miles de metros cúbicos mensuales (Mmcm) entre 2014 y 2023. Esta contracción se replica, aunque en menor escala, en combustibles livianos: las gasolinas automotrices (GA) cayeron de 91,11 a 85,86 Mmcm (-5,8%), y el Gas Licuado de Petróleo (GLP) de 13,05 a 10,02 Mmcm (-23,2%). La

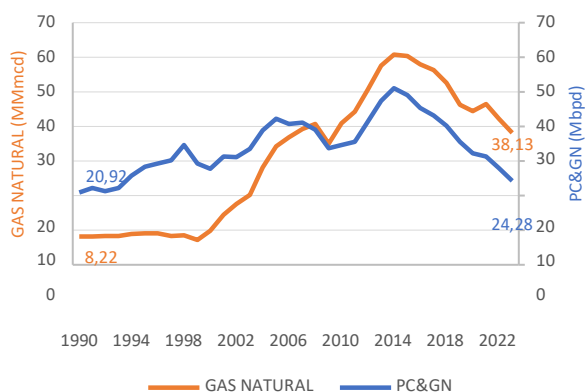


Figura 2: Evolución de la producción anual de gas natural y líquidos, en MMmcd y Mbpd (1990–2024)

brecha entre oferta y demanda ha forzado al país a importar GA y DO a precios internacionales, incurriendo en subsidios que superaron los US\$ 1.200 MM anuales desde 2020. Esta dependencia crítica no solo distorsiona el mercado interno, con precios regulados hasta un 40% bajo el costo real, sino que genera un doble impacto fiscal: los recursos destinados a compensar importaciones (12–15% del gasto público en 2023) limitan inversiones en exploración y transición energética. El círculo vicioso resultante (caída productiva → importaciones subsidiadas → menor capacidad de inversión en reposición) evidencia

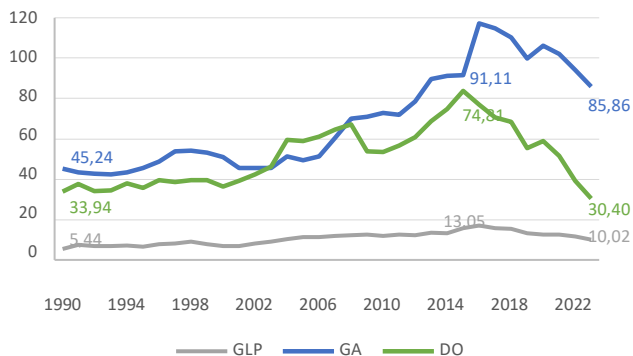


Figura 3: EProducción de líquidos, en Mmcm

la insostenibilidad del modelo actual, requiriendo una reforma integral que priorice la autosuficiencia estratégica en hidrocarburos.

Consecuentemente, Bolivia pasó de una autosuficiencia relativa en combustibles durante los años 2000, sostenida por el refinado local de condensados y mínimas importaciones de crudo, a una dependencia crítica, con importaciones récord de US\$ 3.000 MM (Martinez, 2024), cifra superior al valor de todas las exportaciones de gas en ese año. La paradoja es evidente: mientras las exportaciones de gas se contraen (-40% desde 2014), las importaciones de derivados se triplicaron en una década, agravando el déficit fiscal (15% del gasto público en 2023) y exponiendo la insostenibilidad de un modelo extractivo agotado, sin descubrimientos relevantes ni políticas para diversificar la matriz energética.

En síntesis, Bolivia enfrenta una crisis estructural en su sector hidrocarburífero, caracterizada por tres ejes críticos: (1) la declinación acelerada de campos maduros en fase terminal (con tasas de reposición de reservas inferiores al 20%), (2) la insuficiencia de nuevos proyectos para compensar caídas productivas, y (3) un rezago petrolero que convirtió al país en importador neto de derivados. Esta contracción multisectorial impacta directamente la recaudación fiscal, limita la capacidad exportadora y compromete la seguridad energética

interna, evidenciada en la escasez de combustibles refinados. Ante este escenario, surge un interrogante central: ¿Qué estrategias podrían revertir el colapso del modelo extractivo tradicional? La respuesta requiere un análisis previo de las consecuencias inmediatas: el desplome comercial (pérdida de mercados clave como Argentina y Brasil), el estrés fiscal (subsidios equivalentes al 12% del presupuesto nacional) y el contraste regional (mientras Bolivia reduce producción, países como Guyana o Argentina expanden sus reservas en un 300% y 40%, respectivamente). Solo tras dimensionar estas variables se podrían diseñar políticas efectivas para transitar de la crisis a un modelo sostenible.

### Comercialización del gas boliviano y contratos de exportación

La estrategia de monetización de gas en Bolivia ha girado históricamente en torno a contratos de exportación de largo plazo con Brasil y Argentina, pilares que aportaron más del 80% de las divisas del sector entre 2000–2015 y definieron el modelo extractivo-exportador. No obstante, desde 2018, este esquema enfrenta una reestructuración forzosa: la caída productiva doméstica (-40% desde 2014) y la transición energética de los compradores han obligado a renegociar términos clave y repensar el futuro comercial del gas boliviano.

### Contrato Bolivia–Brasil: evolución y situación actual

El contrato de exportación de gas a Brasil, suscrito en 1999 entre YPF y Petrobras como eje del Gasoducto Bolivia–Brasil, constituyó el pilar fundacional del boom gasífero boliviano. Con una vigencia inicial de 20 años, el acuerdo estableció un suministro máximo de 30 MMmcd, respaldado por cláusulas take-or-pay que garantizaban a Bolivia el pago por un volumen mínimo incluso si Brasil no retiraba el gas. La indexación del precio a una canasta de combustibles permitió capturar rentas crecientes durante el superciclo de commodities (2003–2014), con precios máximos de US\$ 12,5/MMbtu en 2008. En este periodo, Brasil absorbió el 70% del gas exportado por Bolivia, destinado principalmente a termoeléctricas en São Paulo y redes industriales en Mato Grosso do Sul. Este flujo estable generó US\$ 32.000 MM acumulados en divisas para Bolivia entre 2000–2014, financiando el 45% de las inversiones públicas en infraestructura durante la década dorada del gas.

El contrato gasífero Bolivia–Brasil, enfrentó una reconfiguración radical hacia 2020: Brasil, fortalecido por sus reservas e infraestructura de GNL, redujo su

dependencia del gas boliviano del 42% (2014) al 18% (2023), mientras Bolivia, limitada por el declive productivo, aceptó un nuevo acuerdo con volúmenes máximos recortados a 20 MMmcd (sin cláusulas take-or-pay) y precios indexados al mercado spot. Esta situación desplomó los ingresos bolivianos y relegó el gas boliviano a un rol marginal, evidenciando el fin de una era donde el gas era un activo estratégico bilateral y no un commodity transaccional sujeto a volatilidad global.

Aunque el mercado brasilero sigue siendo estratégico para Bolivia, su relevancia se reduce en un contexto de subutilización crónica del Gasoducto Bolivia-Brasil y precios indexados a una fórmula obsoleta. Este mecanismo de indexación híbrida, vigente desde 1999, expone a Bolivia a doble volatilidad: entre 2015-2017, la caída del petróleo hundió el precio frontera, mientras que en 2022, durante el pico pospandémico, el país solo pudo exportar alrededor de 16 MMmcd por limitaciones productivas. El resultado es una espiral descendente: los ingresos totales por ventas a Brasil cayeron aun con precios ocasionales favorables. La paradoja radica en que, pese a la infraestructura disponible (gasoducto operativo al 47% de su capacidad), las proyecciones indican que Bolivia no superará los 18 MMmcd de exportación hacia 2025 sin nuevos descubrimientos. Esta dinámica consolida un escenario donde Brasil usa el gas boliviano como reserva estratégica, pero sin depender de él, mientras Bolivia asume el riesgo de una fórmula de precios sin cláusulas de piso. La única ruta para revertir esta tendencia sería incrementar reservas probadas y renegociar la indexación, incorporando variables como el carbono evitado o la descarbonización progresiva de la demanda brasilera.

Sin embargo, la apertura del mercado gasífero brasilero permitió a Bolivia diversificar clientes más allá de Petrobras, pero su capacidad para capitalizar esta oportunidad se ve limitada por una producción menguante y reservas críticamente bajas (4,1 TCF). Mientras Bolivia lucha por cubrir compromisos existentes, Argentina emerge como competidor directo: el Gasoducto Néstor Kirchner (operativo en 2024) facilitará el envío de 11 MMmcd desde Vaca Muerta a Brasil para 2025, ofreciendo precios un 20% menores gracias a costos extractivos más bajos (regalías del 12% vs. 50% en Bolivia). Proyectos bolivianos como el Gasoducto Mato Grosso, diseñado para abastecer polos industriales, ahora dependen de hallazgos urgentes. Ante este escenario, Bolivia enfrenta un dilema existencial: sin inversiones masivas en exploración (vía farm-outs o incentivos fiscales) y una renegociación ágil de precios indexados a demanda específica, su rol se reduciría a proveedor marginal, desplazado por el GNL spot y el gas argentino en el corredor que alguna vez dominó.

## Contrato Bolivia-Argentina: características y desafíos

El contrato de exportación de gas a Argentina, suscrito en 2006 entre YPF e IEASA (ex ENARSA), estableció un suministro inicial de 7,7 MMmcd, escalable a 27 MMmcd en fases posteriores. La ampliación de capacidad mediante el gasoducto Juana Azurduy (2011) permitió a Argentina importar hasta 20 MMmcd en invierno durante su periodo de mayor demanda (2013-2018), aprovechando el gas boliviano como alternativa más económica que el GNL importado. Este acuerdo, vigente hasta 2026, consolidó a Argentina como el segundo mercado clave para Bolivia, generando ingresos anuales significativos en su apogeo (2014). Sin embargo, su diseño reflejó una interdependencia asimétrica: mientras Argentina mitigó su crisis productiva post-2001 (caída del 40% en su producción local), Bolivia quedó sujeta a una demanda estacional y a una fórmula de precios volátil (indexada a petróleo y gas spot), que redujo ingresos durante ciclos bajos. Aunque menos rentable que el contrato con Brasil, este modelo demostró la capacidad boliviana para diversificar mercados en un entorno regional inestable, aunque hoy enfrenta desafíos ante el auge de Vaca Muerta y la competencia de precios.

Sin embargo, el contrato con Argentina enfrentó déficits operativos crónicos desde su implementación: (1) incumplimientos volumétricos (en inviernos como 2016 y 2019, Bolivia solo entregó el 65-70% del gas pactado, acumulando multas por US\$ 320 MM hasta 2023), (2) morosidad argentina (atrasos de 180-270 días en pagos durante crisis cambiarias de 2018-2020), y (3) renegociaciones recurrentes que alteraron repetidas veces las cláusulas originales. La revisión de 2018 introdujo un esquema de "contrato base + adendas estacionales", con entregas invernales de hasta 14 MMmcd (precio premium de US\$ 4,8/MMbtu) y veraniegas reducidas a 4 MMmcd (US\$ 3,2/MMbtu), penalizando faltantes con descuentos del 1,5% diario. No obstante, la continua caída productiva boliviana (-6,2% anual desde 2019) forzó en 2021 una nueva reducción: los volúmenes invernales se limitaron a 10-12 MMmcd. Este desbalance estacional ha convertido el acuerdo en un mecanismo de suministro residual para Bolivia, generando ingresos erráticos (US\$ 180 MM en 2023 vs. US\$ 500 MM en 2014) y sobrecostos logísticos por infrautilización del gasoducto Juana Azurduy (operando al 38% de capacidad). La lección es clara: los contratos rígidos indexados a demanda ajena son inviables para un país con reservas en declive y mercados vecinos en transición energética acelerada.

La fórmula de precios del contrato con Argentina, indexada parcialmente al GNL importado, generó una paradoja en 2022: los precios del gas boliviano alcanzaron US\$ 14,3/MMbtu durante el invierno austral (junio-agosto), superior al precio pagado por Brasil (US\$ 6,5/MMbtu) (Ciruzzi, 2024), debido al pico de los mercados spot de GNL (US\$ 70/MMbtu en Europa) y las cláusulas de penalización por incumplimiento volumétrico (Bolivia solo cubrió el 62% de la demanda argentina ese invierno). Este efecto tijera (escasez de oferta boliviana + precios récord del GNL), permitió a Bolivia obtener US\$ 2.112 MM en 2022 (vs. US\$ 2.048 MM en 2023), pese a exportar un 18% menos de volumen, evidenciando una rentabilidad efímera basada en crisis externas. Sin embargo, el alivio fue transitorio: en 2023, la normalización de precios (US\$ 9,2/MMbtu promedio anual) y la caída productiva boliviana (-7,3% interanual) redujeron los ingresos marginales por unidad. Este episodio subraya un dilema estructural: Bolivia carece de capacidad para capitalizar ciclos alcistas globales (por limitaciones de producción) y su modelo de indexación híbrida (petróleo + GNL) la expone a volatilidad sin mecanismos de cobertura. El bono coyuntural de 2022 no compensa la tendencia: en 2024, se proyectan ingresos menores a US\$ 1.500 MM por menores volúmenes y competencia directa de Vaca Muerta, que ya abastece el 70% del consumo argentino (Ciruzzi, 2024).

Actualmente, el contrato de exportación de gas entre Bolivia y Argentina, vigente hasta 2026 tras sucesivas prórrogas, enfrenta un colapso anticipado debido al giro estratégico argentino hacia la autosuficiencia energética. Este cambio, impulsado por el desarrollo masivo del yacimiento de gas shale Vaca Muerta (Neuquén) y la entrada en operación del Gasoducto Néstor Kirchner (Grimberg, 2023), permitió a Argentina reducir sus importaciones de gas por gasoducto en un 47% durante los primeros nueve meses de 2024 (EIA, 2024), desplazando el suministro boliviano. Con una producción interna que ya cubre el 90% de su demanda y planes para exportar excedentes a Chile, Brasil o como GNL, Argentina proyecta eliminar las importaciones desde Bolivia, salvo requerimientos marginales en invierno que podría suplir mediante suministros alternativos como el GNL chileno. Este giro invierte radicalmente la balanza comercial: de un déficit energético de US\$ 5.000 MM en 2022 (Grimberg, 2023), Argentina avanza hacia un superávit, mientras Bolivia enfrenta la pérdida inminente de su segundo mercado clave, sin alternativas inmediatas para compensar la caída de US\$ 400 MM anuales en ingresos. La disrupción de Vaca Muerta no solo redefine el mapa gasífero regional, sino que obliga a Bolivia a replantear su modelo extractivo en un escenario donde sus contratos históricos pierden relevancia frente a la transición energética y la competencia de recursos no

convencionales.

## Mercado interno y otros destinos potenciales

Bolivia destina actualmente un tercio de su producción gasífera (12 MMmcd) al consumo interno, priorizando por política de Estado el abastecimiento doméstico en generación eléctrica (40%), industria (30%), GNL re-gasificado para zonas remotas (15%) y vehículos a GNV (15%) (ITA, 2024). Sin embargo, la caída productiva acelerada, ha obligado a reducir exportaciones para sostener esta demanda interna, erosionando la capacidad de generar divisas. Proyecciones de analistas locales indican que, de continuar esta tendencia, Bolivia agotaría sus excedentes exportables hacia 2026 y requeriría importar gas natural para cubrir su demanda interna a partir de 2028 (EFE, 2025). Este escenario implicaría una situación histórica: pasar de ser exportador neto a importador neto de gas antes de 2030, un giro sísmico que comprometería su seguridad energética y estabilidad fiscal. La paradoja radica en que, mientras el consumo interno crece a un ritmo del 2,3% anual, la producción cae un 7% interanual, profundizando la brecha entre oferta y demanda. Así, Bolivia enfrenta un dilema estratégico: mantener subsidios domésticos a costa de acelerar el colapso exportador, o reestructurar su modelo energético para evitar una crisis dual de desabastecimiento y quiebra fiscal.

La posibilidad de exportar gas boliviano a mercados occidentales, como Chile o Asia mediante puertos chilenos en terminales de GNL, ha enfrentado obstáculos históricos y técnicos insuperables. Las tensiones geopolíticas derivadas de la Guerra del Pacífico, que llevaron a Bolivia a rechazar categóricamente la venta directa de gas a Chile, se combinan con la falta crónica de excedentes productivos. Proyectos como el Gasoducto al Pacífico, planteado en 2013 para exportar 20 MMmcd a Asia vía Chile, fracasaron por carencia de gas y financiamiento. Mientras Chile desarrolló una infraestructura de GNL con capacidad de 45 MMmcd en tres plantas costeras, Bolivia, a pesar de su posición geográfica estratégica, no logró concretar acuerdos ante reservas en declive y sin margen para nuevos proyectos. Estas opciones, hoy inviables, representan oportunidades perdidas en un escenario donde la competencia de yacimientos como Vaca Muerta y la transición energética global redefinen el mercado, relegando a Bolivia a un rol marginal en la geopolítica energética regional.

En resumen, la estrategia comercial de Bolivia en el sector gasífero se centra hoy en administrar la

declinación productiva, priorizando renegociar volúmenes menores pero estables con Brasil para sostener ingresos residuales, cumplir compromisos mínimos con Argentina hasta 2026 y evitar el desabastecimiento interno, cuyo costo político sería insostenible. Sin descubrimientos mayores que reviertan la tendencia, no hay perspectivas de nuevos contratos de exportación significativos, lo que consolida un escenario donde Bolivia (antes proveedor clave en la región), pierde relevancia frente a actores como Argentina (con 30 MM de toneladas anuales de GNL proyectadas desde Vaca Muerta para 2030) o Perú (cuya planta de GNL en Pampa Melchorita exporta 4,4 MMmcd a Asia). Paradójicamente, esta contracción ocurre cuando la demanda regional podría crecer en nichos como la termoelectricidad de respaldo en Brasil, que requiere 8 MMmcd adicionales para 2025. La incapacidad de sostener la producción convierte a Bolivia en ejemplo de cómo la seguridad de mercados es inútil sin seguridad de suministro. Este "tren perdido" comercial, marcado por contratos ajustados a la baja y una futura dependencia de importaciones, refleja décadas de subinversión en exploración y una regulación asfixiante.

## Precios internacionales e impactos fiscales del gas

La renta hidrocarburífera de Bolivia ha dependido críticamente de una doble volatilidad: volúmenes exportados y precios internacionales indexados a referentes como el crudo WTI y fuel oils, según cláusulas contractuales. Este mecanismo de indexación híbrida — con rezagos de 3–6 meses en ajustes de precios— expone al país a ciclos globales: entre 2011–2014, con el WTI sobre US\$ 100/Bbl, Bolivia captó ingresos récord (US\$ 6.200 MM en 2014), mientras que en 2020, durante el colapso petrolero, los ingresos cayeron a US\$ 1.900 MM. Esta dinámica impacta directamente las finanzas públicas, donde el gas aportó el 32% del PIB en 2008, pero solo el 9% en 2023. La dependencia es estructural: un aumento de US\$10/Barril en el crudo eleva los ingresos fiscales en US\$ 450 MM/año, mientras una caída equivalente fuerza recortes presupuestarios. Un claro ejemplo fue el ajuste de 2016, cuando el desplome del WTI a US\$ 30/Bbl obligó al gobierno a reducir la inversión pública en un 18%. Así, Bolivia vive un doble riesgo: su modelo extractivo no solo agota reservas, sino que ata su estabilidad macroeconómica a mercados energéticos globales cada vez más disruptivos.

## Ciclos de precios e ingresos por exportación

Durante el ciclo de commodities (2003–2014), Bolivia capitalizó un escenario internacional excepcional: los precios del gas indexados al petróleo alcanzaron US\$ 12,5 por MMbtu en 2008, equivalente al 258% del promedio histórico, impulsados por el superciclo petrolero (WTI a US\$ 145/Bbl). Este contexto, sumado a volúmenes récord de 59,6 MMmcd en 2014, generó ingresos por exportaciones de hidrocarburos de US\$ 6.624 MM ese año (Villafani, 2024). La bonanza se sustentó en contratos de largo plazo con Brasil, cuyas cláusulas take-or-pay garantizaban ingresos mínimos incluso ante fluctuaciones de demanda. La fórmula de precios permitió a Bolivia capturar rentas crecientes, financiando el 45% de la inversión pública entre 2006–2014 y acumular reservas internacionales por US\$ 15.100 MM (2013). Sin embargo, este modelo dependiente de variables exógenas sembró vulnerabilidades: cuando el petróleo colapsó a US\$ 30/Bbl en 2016, los ingresos por gas cayeron un 62% en tres años, exponiendo la fragilidad de una economía sin diversificación productiva.

La abrupta caída del precio internacional del petróleo entre 2014 y 2015, que llevó al crudo a promediar US\$ 45/Bbl en 2016, desencadenó un colapso en los ingresos bolivianos por exportaciones de gas. Aunque el volumen exportado se mantuvo alto ese año, el valor de las ventas se desplomó a US\$ 1.755 MM (Ciruzzi, 2024), menos de un tercio de los US\$ 6.624 MM registrados en 2014. Este desplome evidenció la vulnerabilidad fiscal del modelo extractivo: los ingresos por IDH y las regalías departamentales cayeron un 58 y 42%, respectivamente, entre 2014 y 2016, lo que forzó al gobierno a recurrir a deuda pública para cubrir un déficit fiscal que alcanzó el 6,8% del PIB en 2016. Así, la economía boliviana, que había acumulado superávits fiscales del 3,1% anual durante el auge gasífero (2006–2014), entró en una espiral de déficits crónicos, con la renta hidrocarburífera reducida a solo el 12% de los ingresos estatales en 2016. Este episodio marcó un punto de inflexión: la dependencia de precios indexados a commodities volátiles y la falta de diversificación productiva convirtieron a Bolivia en rehén de ciclos globales que hoy amenazan su estabilidad macroeconómica.

Tras 2016, los precios del gas experimentaron una recuperación moderada, alineada con la subida del petróleo (promedio de US\$ 60–70/Bbl entre 2018–2019), pero este repunte no logró compensar el declive productivo boliviano. Aunque el precio del gas exportado a Brasil aumentó un 22% (de US\$ 4,8 a US\$ 5,9/MMbtu en 2018), el volumen exportado cayó un 15% interanual, limitando los ingresos a US\$ 2.100 MM ese año, muy por debajo de los US\$ 6.624 MM de 2014. Esta dinámica reflejó un dilema estructural: la indexación petrolera, que antes

impulsaba ingresos, ahora solo mitigaba parcialmente el impacto de la caída productiva. Para 2019, con precios estables, pero exportaciones reducidas, los ingresos se estancaron en US\$ 1.950 MM, evidenciando que la contracción de volúmenes neutralizaba las ganancias por precios. Así, el período 2016–2023 se convirtió en una "década perdida" para el sector: la renta fiscal por hidrocarburos cayó de US\$ 4.500 MM anuales (2014) a US\$ 1.200 MM (2023), mientras la dependencia de precios volátiles y reservas menguantes profundizaba la crisis macroeconómica.

La pandemia de 2020 provocó un colapso sin precedentes en los precios energéticos globales: el gas natural en el mercado spot (Henry Hub) cayó a US\$ 1,82 por MMbtu en abril de 2020, su nivel más bajo en 25 años. Este desplome impactó los ingresos bolivianos, pese a las cláusulas de promedios semestrales en sus contratos con Brasil y Argentina que amortiguaron parcialmente la caída. El precio promedio del gas exportado en 2020 se redujo a US\$ 3,1 por MMbtu, mientras Argentina, invocando fuerza mayor, recortó sus importaciones en un 54%. La combinación de precios deprimidos y menores volúmenes desplomó los ingresos fiscales del sector a US\$ 980 MM, el valor más bajo desde 2006, agravando un déficit fiscal que escaló al 12,7% del PIB. Esta crisis evidenció la obsolescencia del modelo de indexación petrolera en un mercado global donde el gas spot y los contratos a corto plazo ganan relevancia, dejando a Bolivia sin herramientas para mitigar shocks externos en un contexto de reservas exhaustas y demanda regional en transición.

El repunte global de precios energéticos entre 2021 y 2022, marcado por máximos históricos del GNL en Europa, generó un efecto indirecto en Bolivia: el mecanismo de precios del contrato con Argentina, indexado parcialmente al GNL, elevó el valor del gas boliviano a US\$ 14,3/MMbtu durante el invierno de 2022, un 135% más que en 2021. Esto permitió al país alcanzar ingresos por exportaciones de gas de US\$ 2.770 MM en 2022 (Ciruzzi, 2024), pese a una producción reducida a 16,8 MMmcd. Sin embargo, en 2023, la normalización de precios y la caída de volúmenes exportados a Argentina, redujeron los ingresos a US\$ 2.112 MM, un desplome del 24% interanual. La tendencia es clara: los ingresos totales por hidrocarburos cayeron de US\$ 6.624 MM en 2014 a US\$ 2.058 MM en 2023 (Villafani, 2024), monto que no cubre el gasto en importar combustibles. Este déficit energético, gastar más en importaciones que lo obtenido por exportaciones, refleja una relación crítica en la balanza comercial: Bolivia, otrora exportador neto, ahora depende de combustibles externos para sostener su demanda interna, mientras su sector gasífero, sin reservas ni inversiones, se reduce a un actor marginal en un mercado

regional dominado por Vaca Muerta y el GNL global.

## Impactos fiscales y macroeconómicos

La renta hidrocarburífera, que entre 2006 y 2014 aportó en promedio el 28% de los ingresos fiscales totales y equivalente al 8% del PIB anual, sustentó un modelo de redistribución política basado en transferencias a gobernaciones, municipios, universidades y programas sociales como el Bono Juancito Pinto. Sin embargo, el desplome post-2014 de los ingresos del sector desencadenó una crisis fiscal estructural: el gobierno compensó la brecha con deuda pública (que escaló del 22 al 68% del PIB entre 2014–2023) y el agotamiento de reservas, perpetuando un déficit fiscal crónico del 7,8% del PIB promedio (2015–2023). Esta dependencia extractiva no solo expuso la insostenibilidad de un gasto público rígido, donde el 40% del presupuesto se destina a sueldos y subsidios, sino que reveló la ausencia de reformas para ampliar la base tributaria o ajustar el gasto a la nueva realidad. El resultado es una economía política fracturada: las regiones, antes financiadas por el boom gasífero, enfrentan recortes del 45% en transferencias IDH, mientras el gobierno central, sin margen fiscal, recurre a emisión monetaria que alimenta presiones inflacionarias. Así, el colapso del rentismo gasífero no es solo fiscal, sino un síntoma de un modelo de desarrollo que fracasó en convertir la bonanza en diversificación productiva o instituciones fiscales resilientes.

La contracción de la renta gasífera ha impactado drásticamente a los departamentos históricamente dependientes de regalías hidrocarburíferas, como Tarija, Santa Cruz, Cochabamba y Chuquisaca, donde los presupuestos subnacionales se redujeron en un 40–60% entre 2014 y 2023. Tarija, caso emblemático, pasó de recibir US\$ 420 MM anuales en regalías (2014) a apenas US\$ 98 MM en 2023, forzando recortes en infraestructura local y la suspensión de programas sociales. Esta implosión fiscal ha agudizado las tensiones centro–periferia: regiones como el Chaco tarijeño exigen acelerar proyectos en campos fronterizos (bloque Incahuasi), mientras el gobierno central prioriza acuerdos con Brasil para sostener flujos mínimos. La disputa refleja una fractura sistémica: sin mecanismos de compensación efectivos (como un fondo de estabilización regional) ni avances en exploración, el modelo de desarrollo basado en renta extractiva colapsa, dejando a municipios gasíferos en crisis. Así, la merma de regalías no solo erosiona la cohesión territorial, sino que evidencia la urgencia de diversificar economías locales ante el agotamiento irreversible del modelo gasífero.

En términos de balanza de pagos, el sector

hidrocarburífero, que históricamente garantizaba superávits comerciales a Bolivia (con un récord de US\$ 4.200 MM en 2013), enfrenta una crisis sin precedentes. La caída combinada de volúmenes y precios de exportación ha convertido el superávit en déficit crónico, alcanzando US\$ 1.500 MM en 2023. Este deterioro se agrava por el costo creciente de importar combustibles refinados: en 2022, Bolivia destinó aproximadamente US\$ 3.000 MM (Martinez, 2024) a comprar diésel y gasolina en mercados internacionales, vendidos internamente con subsidios que cubren más del 40% del precio real. Este desbalance, impulsado por una producción doméstica de combustibles que solo cubre un poco más del 30% de la demanda, ha acelerado el agotamiento de reservas internacionales, que cayeron de US\$ 15.000 MM en 2014 a US\$ 3.500 MM en 2023, su nivel más bajo en dos décadas. La presión sobre la estabilidad cambiaria es evidente: el Banco Central de Bolivia intervino con US\$ 1.200 MM en ventas de divisas en 2023 para contener la devaluación del boliviano, cuya paridad fija (6,96 Bs/US\$) se sostiene artificialmente pese a un mercado paralelo que cotiza hasta 16 Bs/US\$ (mayo, 2025). Así, el colapso del modelo gasífero no solo redefine la balanza comercial, sino que amenaza la sostenibilidad macroeconómica en un contexto de dependencia energética externa y reservas exhaustas.

Bolivia enfrenta una crisis fiscal crítica debido a su política de subsidios a combustibles, vigente desde 2005, que mantiene precios artificialmente bajos, mientras el Estado cubre la brecha entre el costo de importación y venta interna, con un gasto equivalente al 11,6% del PIB en 2023. Este esquema, antes sostenido por la renta gasífera, hoy colapsa ante el desplome de las exportaciones de gas y el alza de importaciones de combustibles, generando un déficit comercial energético sin precedentes. La caída de reservas internacionales (de US\$ 15.100 MM en 2014 a US\$ 2.618 MM en 2025) y el endeudamiento público (68% del PIB en 2023) reflejan la insostenibilidad del modelo, agravada por distorsiones como el contrabando transfronterizo y la presión social ante intentos de ajuste. El dilema es cruel: eliminar subsidios implica riesgo de estallido social, pero mantenerlos acelera la quiebra fiscal en un país que, paradójicamente, podría tener recursos bajo tierra pero carece de inversión para explotarlos. La solución requiere no solo reformas de precios, sino reinversión de una economía que dejó de ser rentista sin convertirse en productiva.

En términos simples, Bolivia enfrenta los efectos de una "tormenta perfecta" en su economía energética: una disminución en el volumen de gas disponible para exportación, precios volátiles (con una tendencia a la baja desde 2022) y elevados costos por la importación de combustibles. Esta situación ha reducido los ingresos netos

del sector hidrocarburífero, ejerciendo presión sobre la sostenibilidad fiscal y externa del país. Asimismo, la calificación crediticia de Bolivia y la confianza en su modelo económico se han deteriorado, debido a que los inversores perciben un mayor riesgo ante el agotamiento de su principal fuente de ingresos.

En síntesis, el ciclo económico analizado evidencia dos lecciones clave para Bolivia: primero, la necesidad de consolidar mecanismos de ahorro durante fases de expansión para amortiguar shocks futuros, un objetivo que el país no alcanzó a implementar con solidez; segundo, la imperativa de avanzar hacia una diversificación productiva que reduzca la vulnerabilidad fiscal ante factores exógenos, como la volatilidad de los precios internacionales de los hidrocarburos. Estos desafíos se interconectan con un problema estructural: la matriz económica aún depende críticamente de rentas extractivas no renovables.

## Balance energético nacional y escenarios de transición

La matriz energética boliviana ha estado tradicionalmente dominada por los combustibles fósiles, donde el gas natural ha ocupado un rol protagónico: representa más del 70% de la oferta primaria de energía y cerca del 60% de la generación eléctrica nacional. Esta sección analizará el balance energético actual, desagregando su participación cuantitativa, y proyectará escenarios de transición hacia fuentes alternativas en horizontes de mediano y largo plazo. Este ejercicio es crucial ante dos realidades convergentes: por un lado, la declinación irreversible de reservas gasíferas y, por otro, las exigencias globales de descarbonización que replantean los mercados energéticos. La diversificación tecnológica, con énfasis en renovables no convencionales y eficiencia energética, emerge no solo como opción estratégica, sino como imperativo para reducir la dependencia estructural de hidrocarburos y alinear el modelo energético nacional con compromisos climáticos internacionales.

## Balance energético nacional: el rol central del gas en la matriz

Según datos de OLADE y del Balance Energético Nacional, alrededor del 81% de la oferta energética primaria en Bolivia proviene de fuentes fósiles, con una fuerte concentración en gas natural (50%) y derivados del petróleo (31%). Las energías renovables y la biomasa tradicional representan solo el 19% restante, reflejando una dependencia estructural del gas como eje de la matriz energética. Esta dependencia ha permitido ciertos logros, como la conversión de gran parte del parque automotor a

GNV y una matriz eléctrica con menor intensidad de carbono gracias a la generación termoeléctrica a gas, que en 2020 superó el 60%. El uso de GNL a pequeña escala ha ampliado la cobertura energética en zonas aisladas, mejorando el acceso y aprovechamiento del recurso. Sin embargo, esta concentración también constituye una vulnerabilidad: la actual declinación productiva de gas, combinada con la volatilidad de los precios internacionales, compromete simultáneamente la seguridad eléctrica, industrial y de transporte, generando riesgos múltiples.

El balance energético revela además una creciente dependencia de importaciones de combustibles líquidos. En 2023, más del 50% de los 60 Mbpd de gasolina, diésel y GLP fueron importados, debido a que la producción interna de petróleo condensado (23 Mbpd) no cubre la demanda ni alimenta plenamente las refinerías. Esto ha generado un déficit energético en términos monetarios, agravado por la caída de ingresos por exportación de gas. A pesar de avances en energías renovables, como hidroeléctricas menores, parques eólicos y la planta solar de Oruro, hacia 2023 el 65% de la generación eléctrica aún dependía del gas. Si bien el país ha logrado excedentes de capacidad eléctrica y exportaciones puntuales a Argentina, la sostenibilidad de esta situación está condicionada a la disponibilidad futura de gas. En ausencia de una diversificación energética más ambiciosa, Bolivia podría enfrentar presiones crecientes para importar gas o electricidad, evidenciando la interdependencia crítica entre el balance eléctrico y la estabilidad del sector gasífero.

## Escenarios de transición energética y futuro del gas

Frente a la creciente fragilidad del modelo energético boliviano, se vuelve indispensable proyectar escenarios de transición que permitan reducir la alta dependencia del gas natural. Esta transformación responde tanto a la declinación interna de los yacimientos como a compromisos internacionales en el marco del Acuerdo de París. A nivel doméstico, el agotamiento de campos maduros plantea desafíos para la seguridad energética y la sostenibilidad fiscal, mientras que en el plano global se consolida un entorno que demanda descarbonización progresiva. Diversos estudios prospectivos (OLADE, CEPAL) plantean que un escenario tendencial implicaría detener la caída productiva entre 2025 y 2027, mediante 57 proyectos exploratorios anunciados por YPFB. Bajo esta lógica, Bolivia orientaría su producción principalmente al mercado interno hasta 2030, con exportaciones puntuales,

aunque esta senda dependería críticamente de nuevos descubrimientos que eviten el desabastecimiento doméstico.

En contraste, un escenario de transición acelerada, alineado con metas Net Zero, requeriría una expansión decidida de renovables, particularmente solar y eólica, para reducir el uso de gas en generación eléctrica y destinarlo a sectores industriales no electrificables o exportaciones de oportunidad. No obstante, este camino enfrenta barreras como la baja competitividad económica de los renovables frente al gas subsidiado, la necesidad de robustecer redes eléctricas y la falta de almacenamiento. La emergencia del hidrógeno verde en países vecinos podría reconfigurar la demanda regional de gas en el mediano plazo, aunque Bolivia carece aún de infraestructura y capacidades para insertarse en esta cadena de valor. Cualquiera sea el escenario, será esencial reformar el sistema de subsidios energéticos, racionalizando precios y liberando recursos para inversiones limpias, en un contexto donde la reforma fiscal debe equilibrarse con protección social. Asimismo, la planificación debe incorporar la integración energética regional, aprovechando la posición geográfica de Bolivia para intercambiar gas y electricidad con países vecinos. En síntesis, el país se enfrenta a una encrucijada estructural: mantener un modelo gasífero en declive o avanzar hacia una matriz diversificada, donde el gas cumpla un rol transitorio y estratégico. El éxito de la transición dependerá de decisiones de política pública, institucionalidad técnica, y una nueva narrativa energética orientada a la sostenibilidad y la resiliencia económica.

## Comparación con Perú y Argentina: producción, reservas y políticas energéticas

Para contextualizar con mayor profundidad la situación del sector gasífero boliviano, resulta metodológicamente pertinente establecer una comparación estructurada con dos países vecinos que también disponen de recursos gasíferos significativos, pero cuyas trayectorias recientes han seguido lógicas diferenciadas: Perú y Argentina. Esta aproximación comparativa permitirá analizar aspectos críticos de la gobernanza energética en la región, prestando atención tanto a variables estructurales como a decisiones estratégicas de política pública.

La comparación se centrará en cuatro dimensiones clave: (1) la magnitud y evolución de las reservas probadas de gas natural, (2) los niveles históricos y actuales de producción, (3) las estrategias de uso y comercialización del recurso (priorización del mercado

interno versus orientación exportadora), y (4) los marcos normativos e institucionales que han guiado la gestión del sector en cada país. Este análisis permitirá evidenciar contrastes relevantes en la manera en que se ha administrado la renta gasífera, se han enfrentado contextos de declinación productiva o expansión exploratoria, y se han articulado las políticas energéticas con los objetivos de desarrollo económico, integración regional y transición sostenible. A partir de ello, se identificarán lecciones aprendidas y buenas prácticas que podrían ser adaptadas al caso boliviano, tomando en cuenta su especificidad institucional, geográfica y socioeconómica.

## Perú: gas para el mercado interno y exportación de GNL, con reservas declinantes

El caso peruano constituye un referente clave para comprender trayectorias alternativas en la gestión del gas natural en América del Sur. El descubrimiento del yacimiento de Camisea a inicios de la década de 2000, ubicado en la región amazónica del sur del país, marcó un punto de inflexión en la política energética peruana, permitiendo una reconfiguración profunda de su matriz energética y un posicionamiento como actor emergente en el mercado internacional de GNL.

Las reservas probadas de gas natural en Perú alcanzaron su punto máximo a mediados de los años 2000, superando los 12 TCF. No obstante, la ausencia de nuevos descubrimientos de magnitud comparable ha provocado un descenso sostenido en los volúmenes remanentes. A diciembre de 2023, las reservas probadas se situaban en 7,876 TCF, lo que representa una caída de 0,515 TCF respecto al año anterior (MEM, 2024). Esta cifra, aunque superior a la de Bolivia, ha generado preocupación entre las autoridades peruanas, dado que refleja una disminución acumulada del 42% en los últimos cinco años, según la Sociedad Peruana de Hidrocarburos (SPH, 2023).

En términos de producción, Perú extrajo en 2022 alrededor de 34 MMmcd. De este volumen, cerca del 60% fue destinado al mercado interno, abasteciendo principalmente a la generación eléctrica, más del 40% de la electricidad peruana proviene de centrales térmicas alimentadas con gas en Lima e Ica, a usos industriales (refinerías, fertilizantes) y a programas de masificación del gas domiciliario. El restante 40% se exportó como GNL a través de la planta de licuefacción de Pampa Melchorita, en la costa central del país, con destinos diversificados hacia México, Europa y Asia, generalmente bajo contratos spot.

Este modelo dual de aprovechamiento, orientado

tanto al mercado interno como al externo, contrasta marcadamente con la estrategia boliviana, centrada históricamente en exportaciones por gasoducto a países vecinos (Brasil y Argentina), sin capacidad de acceso marítimo. La existencia de litoral permitió a Perú construir una cadena de valor en GNL, ampliando su margen comercial, aunque con una alta exposición a la volatilidad de precios internacionales. Así, mientras en 2020 los ingresos por exportación se redujeron drásticamente debido a la caída de los precios spot, en 2022 experimentaron una recuperación sustantiva impulsada por el contexto post-pandemia y la crisis energética global.

Pese a estos logros, Perú enfrenta desafíos estructurales similares a los de Bolivia. La declinación progresiva de las reservas, especialmente si no se descubren nuevos yacimientos que reemplacen a Camisea, podría comprometer tanto las exportaciones como el abastecimiento interno hacia 2030 (MEM, 2024). En respuesta, el Estado ha adoptado medidas para incentivar la exploración, tales como la reducción de regalías en nuevos contratos. Sin embargo, la inversión ha sido limitada, condicionada por factores como la conflictividad social en zonas productoras y disputas por la redistribución del canon gasífero.

En cuanto al marco institucional, Perú adoptó desde los años noventa un modelo de apertura al capital privado, sin procesos de nacionalización. Las empresas operadoras, inicialmente consorcios liderados por Pluspetrol, invierten bajo contratos con regalías variables entre el 5 y el 20%, dependiendo de la productividad del campo. PetroPerú, la empresa estatal, desempeña un rol marginal en el upstream. La orientación inicial hacia la exportación fue objeto de críticas sociales, ante el temor de que se postergara el desarrollo interno del recurso. Como medida correctiva, el gobierno reservó el lote 88 de Camisea exclusivamente para el mercado doméstico, con precios regulados, y promovió políticas de expansión de redes de distribución domiciliaria.

En perspectiva comparada, la experiencia peruana muestra que un modelo más orientado al mercado permitió acelerar el desarrollo de Camisea, atraer inversión extranjera directa y diversificar los usos del gas. Bolivia, por su parte, optó por un enfoque de mayor control estatal tras la nacionalización de 2006, lo cual implicó una expansión más lenta de campos como Margarita y una fuerte dependencia de dos mercados regionales. Sin embargo, en ambos países, el límite lo impone la geología: la falta de reposición de reservas coloca a Perú y Bolivia frente a cuellos de botella energéticos similares, aunque bajo regímenes institucionales distintos.

## Argentina: auge no convencional, autoabastecimiento y visión exportadora

Argentina constituye un caso singular dentro del panorama gasífero regional, caracterizado por transiciones marcadas entre expansión, declive y posterior recuperación. En la década de 1990, el país se posicionó como uno de los principales productores y exportadores de gas natural en América Latina. No obstante, a partir de 2008 y hasta 2015, enfrentó una contracción significativa de su producción convencional, lo que lo transformó en un importador neto de gas, dependiendo de GNL y gas boliviano para cubrir su demanda interna. Esta situación cambió sustancialmente en años recientes gracias al desarrollo de recursos no convencionales, particularmente shale gas en la formación Vaca Muerta, ubicada en la cuenca neuquina.

Argentina posee actualmente la segunda mayor reserva recuperable de shale gas a nivel mundial, con estimaciones de recursos técnicamente explotables que superan los 300 TCF. Si bien estos volúmenes aún no se reflejan completamente en las cifras oficiales de reservas probadas, el avance sostenido en los proyectos de desarrollo ha incrementado de manera significativa el volumen económicamente recuperable. A enero de 2023, las reservas probadas de gas natural convencional alcanzaban entre 13 y 14 TCF, lo que representa cerca del triple de las reservas actuales de Bolivia. A este volumen se suman otros 8,8 TCF como reservas probables, lo cual sugiere un horizonte prolongado de autoabastecimiento, siempre que se mantenga el ritmo de inversión (CEI, 2024).

En términos de producción, Argentina ha logrado revertir la tendencia declinante: en 2023, su producción promedio alcanzó los 140 MMmcd, acercándose a los niveles récord registrados a principios de los años 2000 (EIA, 2024). Entre 2022 y 2024, la producción aumentó más de un 25%, con Vaca Muerta como principal motor del crecimiento. Esta expansión ha reducido notablemente las importaciones de gas natural licuado y de gas boliviano, y ha permitido retomar exportaciones estacionales a Chile durante los meses de verano, cuando se genera un excedente de oferta.

Desde el punto de vista de política energética, Argentina ha mostrado una evolución pragmática. A pesar de su conocida volatilidad institucional y macroeconómica, ha implementado en los últimos años incentivos orientados a sostener la inversión en Vaca Muerta. Entre ellos destaca el Plan Gas.Ar, que garantiza precios en dólares para una cuota de producción incremental, junto con beneficios cambiarios para empresas que aumenten su

output. Paralelamente, la notable reducción de los costos de perforación y operación en formaciones no convencionales ha permitido que los mejores pozos en Vaca Muerta compitan en términos de eficiencia con los desarrollos convencionales.

En el plano infraestructural, la construcción e inauguración del Gasoducto Néstor Kirchner (GNK) en 2023, con una capacidad inicial de 11 MMmcd, ha sido un hito clave para conectar la producción de Vaca Muerta con los centros de demanda industrial en el centro del país. Se espera que esta capacidad se duplique mediante compresión adicional. Esta obra estratégica no solo permitirá alcanzar el autoabastecimiento energético, sino que también generará saldos exportables. De hecho, se estima que el GNK reducirá en al menos US\$ 1.700 MM el déficit energético, que en 2022 había superado los US\$ 5.000 MM (Grimberg, 2023; Jaureguy, 2023).

Comparativamente, mientras Bolivia atraviesa una fase de contracción productiva y de reservas, Argentina se encuentra en una etapa expansiva, resultado de una combinación de políticas activas, apertura a capital y tecnología extranjera, y una empresa estatal que opera bajo esquemas mixtos de asociación. La nacionalización de YPF en 2012 no impidió que, años después, se adoptaran políticas para atraer inversión privada, particularmente entre 2017 y 2018, lo cual permitió capitalizar una ventana geológica y geopolítica favorable.

En lo que respecta al uso interno, Argentina consume internamente la mayor parte de su gas natural, con una de las tasas per cápita más altas del continente. El gas alimenta aproximadamente el 60% de la generación eléctrica y es ampliamente utilizado en la industria y el sector residencial, con una red de distribución domiciliar extensa que abarca a millones de hogares. Esta situación contrasta con los casos de Bolivia y Perú, donde, debido a una menor escala poblacional y demanda interna, gran parte del gas ha sido históricamente orientado a la exportación.

En el plano social y ambiental, el desarrollo intensivo de Vaca Muerta ha generado preocupaciones legítimas en torno al uso del agua, el fracking y la sismicidad inducida. Sin embargo, la narrativa dominante ha logrado alinear intereses públicos y privados alrededor del discurso de la seguridad energética nacional, el potencial exportador y el dinamismo económico regional, particularmente en la provincia de Neuquén, que ha experimentado un auge en empleo, infraestructura y actividad económica asociada al sector.

En síntesis, el contraste con Bolivia es ilustrativo:

mientras Argentina ha mostrado capacidad de adaptación política e institucional para transformar un contexto de escasez en una fase de recuperación estratégica, Bolivia ha mantenido un modelo de alta captura estatal que, si bien priorizó la redistribución de la renta durante el auge, no logró atraer la inversión necesaria para sostener o expandir la frontera productiva. Perú, por su parte, aprovechó inicialmente el potencial de Camisea con un enfoque mixto, pero enfrenta desafíos similares por falta de reposición de reservas. Los tres casos convergen en una lección fundamental: la sostenibilidad energética depende tanto de la geología como de la capacidad de formular políticas flexibles, promover inversión en exploración y diseñar matrices energéticas resilientes ante transiciones globales.

## Conclusiones

El análisis comparativo desarrollado permite concluir que Bolivia enfrenta actualmente una encrucijada crítica en materia energética y económica. La etapa de bonanza gasífera que impulsó su crecimiento macroeconómico, fortaleció sus ingresos fiscales y permitió la expansión de políticas redistributivas durante las últimas dos décadas ha dado paso a un escenario de post-auge, caracterizado por una creciente exposición a vulnerabilidades estructurales. Entre ellas se destacan la declinación de las reservas y la producción gasífera, la pérdida de competitividad en mercados regionales, la elevada dependencia del gas en su matriz energética y la presión fiscal derivada de un esquema de subsidios insostenible.

En este nuevo contexto, resulta indispensable repensar la arquitectura de la política energética nacional, incorporando una visión de largo plazo que combine eficiencia económica, resiliencia climática y diversificación productiva. A continuación, se identifican y discuten las principales vulnerabilidades estructurales detectadas, así como un conjunto de propuestas de política pública orientadas a mitigar los riesgos emergentes y a restablecer una trayectoria de sostenibilidad energética e integración económica. Estas recomendaciones buscan servir como insumos técnicos para el diseño de estrategias estatales que permitan gestionar la transición desde un modelo extractivo dependiente del gas hacia un modelo energético más diversificado, equitativo y alineado con los compromisos climáticos globales.

### Vulnerabilidades estructurales del modelo hidrocarburífero boliviano

El análisis desarrollado evidencia que el modelo energético

boliviano, centrado históricamente en la explotación del gas natural como pilar del desarrollo económico y fiscal, enfrenta un conjunto de vulnerabilidades estructurales que comprometen su sostenibilidad. A continuación, se describen las más relevantes:

#### Dependencia excesiva de un recurso finito y volátil:

Bolivia estructuró su modelo de acumulación y distribución de riqueza sobre la base del gas natural, un recurso no renovable expuesto tanto a riesgos geológicos, como a la volatilidad de los precios internacionales. Esta dependencia generó una alta exposición a shocks externos e internos. La abrupta caída de reservas y producción en la última década ha puesto en entredicho la viabilidad del modelo rentista vigente. La escasa diversificación económica ha exacerbado esta fragilidad, al no haberse desarrollado sectores alternativos capaces de generar divisas y recaudación fiscal con magnitudes comparables. En este contexto, Bolivia experimentó síntomas de “enfermedad holandesa”: la apreciación del tipo de cambio real, sumada a mecanismos de control cambiario, redujo la competitividad de exportaciones no tradicionales y limitó la capacidad del aparato productivo para amortiguar el deterioro de los ingresos gasíferos.

#### Régimen fiscal y de incentivos poco propicio para la reinversión:

La nacionalización de los hidrocarburos en 2006 modificó profundamente la arquitectura institucional del sector, permitiendo una mayor captura de renta por parte del Estado, que llegó a obtener hasta el 80% de los ingresos generados. Sin embargo, esta reconfiguración elevó significativamente la carga tributaria para los operadores privados, reduciendo los incentivos para la inversión en exploración. A ello se sumó una creciente incertidumbre política e institucional, lo que disuadió nuevas inversiones. YPFB, en su calidad de empresa estatal y operador predominante, no logró compensar este vacío con capacidades propias, limitando así la reposición de reservas. Entre 2009 y 2019, Bolivia experimentó un estancamiento exploratorio, incluso en un contexto de precios internacionales relativamente favorables. El marco regulatorio, maximizó la renta en el corto plazo, pero resultó disfuncional para promover la expansión futura del sector. En contraste, países como Argentina flexibilizaron su régimen contractual e implementaron incentivos contracíclicos, logrando captar inversiones en plena caída de precios.

#### Rigidez en la política de subsidios energéticos:

Bolivia mantiene un sistema de subsidios generalizados a los combustibles líquidos y al GLP, lo que ha distorsionado los precios relativos, fomentado el consumo ineficiente y generado prácticas lesivas como el contrabando transfronterizo. Esta política, sostenida durante los años de bonanza, se ha tornado fiscalmente insostenible tras la caída de los ingresos por exportación de gas. No obstante, la experiencia del fallido intento de ajuste en 2010 (“gasolinazo”) ha generado un alto costo político percibido para cualquier reforma en este ámbito. La persistencia de estos subsidios no solo erosiona el equilibrio fiscal, sino que también encarece la transición energética, al desincentivar tecnologías limpias que no pueden competir con precios artificialmente bajos de combustibles fósiles. El país se encuentra atrapado en una vulnerabilidad fiscal: carece de margen para sostener indefinidamente el subsidio, pero enfrenta severas barreras sociales y políticas para desmantelarlo.

### **Deterioro de la balanza de pagos y reservas internacionales:**

La contracción de las exportaciones gasíferas, sumada al incremento sostenido de las importaciones de derivados líquidos, ha deteriorado la balanza comercial energética y, por ende, la posición externa del país. Las reservas internacionales netas del Banco Central de Bolivia han caído desde niveles superiores a los US\$ 15.000 MM en 2014 a US\$ 2.618 MM a abril de 2025, generando presiones sobre el tipo de cambio y sobre la sostenibilidad del régimen cambiario. Este debilitamiento externo representa una vulnerabilidad crítica, en tanto que una crisis cambiaria podría desencadenar inflación, pérdida de poder adquisitivo y descontento social. A diferencia de países que constituyeron fondos soberanos anticíclicos con las rentas hidrocarbúferas (por ejemplo, Noruega), Bolivia utilizó la mayor parte de los ingresos extraordinarios en gasto corriente, subsidios y transferencias inmediatas, sin establecer mecanismos de ahorro estructural para el periodo post-auge.

### **Riesgos socio-ambientales y licencia social:**

La presión por explorar nuevas reservas en un contexto de agotamiento acelerado de los campos maduros podría llevar al Estado a intervenir territorios ecológica o socialmente sensibles, como parques nacionales y territorios indígenas, sin procesos adecuados de consulta y mitigación. Esta estrategia conlleva el riesgo de exacerbar conflictos socioambientales y debilitar la legitimidad del modelo energético. La “Guerra del Gas” de 2003 evidenció el poder movilizador de una ciudadanía que percibe la explotación de los recursos sin beneficios equitativos. Hoy, la resistencia podría provenir no de quienes exigen más

renta, sino de comunidades que buscan proteger sus territorios. En este contexto, cualquier estrategia de reactivación del sector deberá incorporar mecanismos robustos de responsabilidad social, consulta previa y participación efectiva, bajo principios de sostenibilidad ambiental y justicia territorial.

### **Transición energética global:**

A largo plazo, la transición energética a nivel global, acelerada por los compromisos del Acuerdo de París y la presión de regulaciones climáticas más estrictas, reducirá la demanda por combustibles fósiles. Bolivia corre el riesgo de que una parte significativa de sus reservas de gas permanezca en el subsuelo sin valor comercial, al no ser explotadas oportunamente. Este fenómeno, conocido como stranded assets, implica que un recurso físicamente disponible no tendrá viabilidad económica o financiera por restricciones ambientales. Ante este escenario, Bolivia necesita anticiparse y diversificar su matriz productiva, desarrollando sectores de alto potencial en la economía verde. Entre ellos destaca el litio, cuya industrialización para cadenas de valor de baterías podría convertirse en una fuente alternativa de ingresos y posicionamiento estratégico en el contexto de descarbonización global.

### **Propuestas de política pública para la sostenibilidad energética**

Superar las vulnerabilidades estructurales del modelo energético boliviano requiere un enfoque integral de política pública, articulado en horizontes de corto, mediano y largo plazo. Esta transición implica reformas normativas, institucionales y fiscales, guiadas por una visión estratégica de desarrollo sostenible y resiliencia económica. Un paso clave es actualizar la Ley de Hidrocarburos de 2005, reemplazándola por una normativa moderna que ofrezca incentivos efectivos para la exploración y producción. Se propone un régimen fiscal diferenciado para campos nuevos o de recuperación mejorada, contratos más flexibles (producción compartida o licencias plenas), y una ventanilla única que agilice los permisos ambientales y regulatorios. Asimismo, Bolivia debería diversificar sus socios estratégicos, atrayendo inversión desde Asia o Medio Oriente, interesados en reservas medianas.

La sostenibilidad del sector también exige reconfigurar el rol de YPF hacia áreas con mayor ventaja comparativa, como transporte, comercialización y gestión de proyectos. Se plantea capitalizar algunas filiales mediante el mercado de valores, manteniendo control estatal, pero incorporando inversión privada minoritaria.

La empresa también debe establecer alianzas tecnológicas con actores internacionales en recuperación secundaria y exploración compleja, además de revisar unidades deficitarias como la planta de urea de Bulo-Bulo. En el plano fiscal, se recomienda racionalizar los subsidios a combustibles fósiles mediante ajustes graduales en precios, acompañados de medidas compensatorias para sectores vulnerables y un sistema de control integral que limite el contrabando. Los recursos liberados podrían canalizarse hacia un fondo nacional para la transición energética, orientado a energías renovables, movilidad eléctrica y eficiencia energética.

La diversificación con valor agregado es otro eje fundamental. Bolivia debe potenciar su industria petroquímica, aprovechar excedentes de gas para producir metanol, fertilizantes o plásticos, y escalar los proyectos piloto de litio hacia una industrialización efectiva. Parte de la renta hidrocarburífera debe invertirse en turismo y agricultura tecnificada para impulsar economías regionales. En cuanto a la transición energética, se propone desarrollar un Plan Solar y Eólico 2030 con metas concretas, contratos de compra a largo plazo, incentivos fiscales y acceso a financiamiento climático internacional. Es clave fortalecer la integración eléctrica regional mediante interconexiones con Perú, Brasil y Chile, y promover programas de electrificación rural con renovables para sustituir el GLP en comunidades aisladas.

Este proceso debe ir acompañado de una mejora en la gobernanza energética. Se sugiere crear un Fondo Soberano de Hidrocarburos con un porcentaje del IDH, regido por criterios de transparencia, acumulación responsable y fiscalización independiente. Bolivia debería adherirse a la Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas (EITI) y convocar un Diálogo Nacional Energético Plurinacional que construya consensos e incluya a todos los actores estratégicos. En el plano social, es indispensable implementar programas de reentrenamiento laboral para trabajadores del sector hidrocarburos, y garantizar inversiones en regiones productoras como Tarija, promoviendo alternativas como el turismo o la industria del litio.

En síntesis, estas propuestas convergen en una visión estratégica común: aprovechar de forma inteligente los recursos y el tiempo restante del ciclo gasífero para transitar hacia una economía post-carbono. Ello requiere mejorar la situación actual del sector mediante incentivos eficaces, evitando los errores del pasado marcados por la imprevisión. La clave será redirigir la renta hacia la diversificación productiva, la transición energética y la modernización institucional. Bolivia aún cuenta con activos estratégicos valiosos: infraestructura, capital

natural y una población joven adaptable. Con decisiones audaces y políticas coherentes, es posible evitar un colapso energético y lograr una transformación ordenada. La experiencia de países como Indonesia o Chile demuestra que, con políticas contracíclicas, fondos de estabilización y reformas graduales, se puede superar la dependencia de los recursos primarios. Bolivia tiene la oportunidad de definir su propio camino con racionalidad, inclusión y visión de futuro.

## Recomendaciones estratégicas

A partir del análisis efectuado, se proponen las siguientes recomendaciones estratégicas dirigidas a los formuladores de políticas públicas en Bolivia, con el objetivo de revertir las vulnerabilidades estructurales del modelo energético y encaminar al país hacia una transición ordenada y resiliente:

Primero, resulta prioritario reformular la estrategia hidrocarburífera nacional, abandonando el enfoque de *“administración de la abundancia”* que caracterizó la etapa de bonanza, y adoptando una lógica de *“gestión de la escasez con visión de transición”*. Esta nueva narrativa implica priorizar proyectos de exploración de corto plazo con bajo riesgo geológico para sostener la producción durante el próximo quinquenio, al tiempo que se diseñan políticas estructurales orientadas a diversificar la matriz energética y ampliar la base productiva del país.

Segundo, es urgente aprobar e implementar una nueva Ley de Hidrocarburos que, además de modernizar el marco normativo, contenga incentivos reales y competitivos para la inversión exploratoria. La nueva ley debe habilitar la participación flexible de YPFB en consorcios internacionales bajo reglas claras y mecanismos de asociación público-privada. El reconocimiento transversal de esta necesidad entre sectores técnicos y políticos constituye una oportunidad para impulsar su aprobación legislativa con carácter de prioridad nacional.

Tercero, se propone crear un Comité de Crisis y Reactivación Hidrocarburífera, integrado por el Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE), YPFB, el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, la academia y expertos nacionales e internacionales. Este comité debe tener la función de monitorear de manera continua la ejecución de medidas de reactivación (licitaciones, perforaciones, inversiones), proponer ajustes correctivos ante desvíos, y elevar informes técnicos trimestrales al más alto nivel

político, dotando de gobernanza ejecutiva a una agenda de reactivación crítica.

En cuarto lugar, se sugiere iniciar la reforma de subsidios energéticos con medidas de bajo costo político y alto impacto simbólico. Entre ellas destacan la eliminación del subsidio paulatino a las gasolinas automotrices, en especial a los combustibles consumidos predominantemente por sectores de ingresos altos, el ajuste progresivo del precio del diésel durante períodos de baja internacional, y la introducción de vehículos eléctricos en las flotas públicas como señal de coherencia política. Estas medidas pueden demostrar que es posible liberar recursos fiscales sin afectar a los sectores vulnerables, facilitando la aceptación gradual de una reforma más amplia.

Quinto, se recomienda fortalecer la integración energética regional a través de acuerdos bilaterales adaptados a los nuevos contextos. Con Argentina, podría negociarse un acuerdo flexible de importación y exportación de gas post-2025, aprovechando los excedentes estivales argentinos y las potenciales demandas invernales bolivianas. Con Brasil, se debería explorar contratos firmes de menor escala pero mayor plazo. Asimismo, se debe acelerar la conclusión de las interconexiones eléctricas con Argentina y Brasil para viabilizar exportaciones de electricidad renovable, como energía solar generada en el Altiplano durante las horas de mayor demanda en los países vecinos.

En sexto lugar, se plantea una estrategia de fortalecimiento del capital humano y la base científica nacional, que articule la inversión en educación, ciencia y tecnología con las prioridades del nuevo paradigma energético. Es imperativo crear carreras técnicas y programas universitarios en áreas como energías renovables, eficiencia energética, geología avanzada y petroquímica, así como redireccionar parte de los recursos del IDH hacia líneas de investigación estratégicas, alineadas con las necesidades estructurales de transición energética, industrialización del litio y diversificación productiva.

Séptimo, toda reforma debe contemplar una dimensión robusta de protección social y reconversión laboral, asegurando que la transición no reproduzca desigualdades ni genere desplazamientos abruptos. Por ejemplo, si se reduce el subsidio a los combustibles, deben implementarse mecanismos de transferencia monetaria directa a los hogares de bajos ingresos, más eficientes y progresivos que los subsidios generalizados. Asimismo, ante eventuales cierres o reducciones operativas en campos hidrocarbúricos, se deben diseñar planes de

reconversión laboral para trabajadores del sector, con programas de formación que los inserten en industrias verdes o de servicios energéticos descentralizados.

En conclusión, Bolivia aún dispone de una ventana de oportunidad para evitar un colapso energético y fiscal, pero esta se estrecha rápidamente. Los hallazgos de este estudio apuntan a que la inacción o las medidas paliativas tendrían costos económicos, sociales e institucionales de gran envergadura. En contraste, las reformas audaces, aunque conllevan resistencias y costos políticos inmediatos, constituyen la única vía viable hacia la sostenibilidad estructural del sector energético y de la economía nacional en su conjunto.

La historia reciente muestra que Bolivia ha demostrado resiliencia frente a encrucijadas críticas. Convertir el actual malestar en una fuerza de transformación estructural permitiría sentar las bases de un nuevo contrato energético, económico y social. Este tránsito no solo representa una necesidad económica, sino una oportunidad histórica: la oportunidad de redefinir el papel del Estado, del sector productivo y de la ciudadanía en la construcción de una Bolivia post-extractivista, con una economía diversificada, una matriz energética limpia y un aparato estatal fortalecido para garantizar bienestar social sin depender de la volatilidad de los mercados de materias primas. Esa es, en última instancia, la visión de desarrollo sostenible y soberanía energética que este trabajo propone perseguir.

## Referencias

- Aresti, M. L. (2016). Oil and Gas Revenue Sharing in Bolivia. In Revenue Sharing Case Study. [http://www.economiayfinanzas.gob.bo/?opcion=com\\_contenido&ver=contenido&id=2885&id\\_](http://www.economiayfinanzas.gob.bo/?opcion=com_contenido&ver=contenido&id=2885&id_)
- Artana, D., Bour, J. L., Catena, M., & Navajas, F. (2007). Tópicos macrofiscales y perspectivas de sostenibilidad fiscal en Bolivia. In BID. Inter-American Development Bank. <https://doi.org/10.18235/0010182>
- Bebbington, A., Abdulai, A.-G., Humphreys Bebbington, D., Hinfelaar, M., & Sanborn, C. A. (2018). Governing Extractive Industries. In Governing Extractive Industries. Oxford University Press. <https://doi.org/10.1093/OSO/9780198820932.001.0001>
- BP. (2024). Statistical Review of World Energy 2023. BP.
- CAF. (2007). Sowing Gas project hands over works in El Alto financed by CAF, CEDES, GTZ, YPFB, and Transredes. CAF. Development Bank of Latin

- America and the Caribbean. [https://www.caf.com/en/currently/news/sowing-gas-project-hands-over-works-in-el-alto-financed-by-caf-cedes-gtz-y-pfb-and-transredes/?utm\\_source=chatgpt.com](https://www.caf.com/en/currently/news/sowing-gas-project-hands-over-works-in-el-alto-financed-by-caf-cedes-gtz-y-pfb-and-transredes/?utm_source=chatgpt.com)
- CEI. (2024). Integración Gasífera entre la Argentina y Brasil: Oportunidades y desafíos para la cooperación energética regional. In Centro de Economía Internacional. [https://cancilleria.gob.ar/userfiles/ut/integracion\\_gasifera\\_entre\\_argentina\\_y\\_brasil\\_oportunidades\\_y\\_desafios\\_para\\_la\\_cooperacion\\_energetica\\_regional\\_16-04-24.pdf](https://cancilleria.gob.ar/userfiles/ut/integracion_gasifera_entre_argentina_y_brasil_oportunidades_y_desafios_para_la_cooperacion_energetica_regional_16-04-24.pdf)
- CEPAL. (2017). Estudio Económico de América Latina y el Caribe. Estado Plurinacional de Bolivia. In CEPAL.
- Ciruzzi, C. (2024). YPFB to allocate 53% of 2024 budget to upstream reactivation plan. In Oil & Gas Journal. Exploration & Development. <https://www.ogj.com/exploration-development/article/14303876/ypfb-to-allocate-53-of-2024-budget-to-upstream-reactivation-plan>
- Corden, W. M., & Neary, J. P. (1982). Booming Sector and De-Industrialization in a Small Open Economy. *The Economic Journal*, 92(368), 825–848. <https://doi.org/10.2307/2232670>
- EFE. (2025). Reservas de gas natural caen a 4,5 TFC a diciembre de 2023. *Correo Del Sur*. <https://correodelsur.com/economia/20250102/reservas-de-gas-natural-caen-a-4-5-tfc-a-diciembre-de-2023.html>
- EIA. (2024). Argentina's crude oil and natural gas production near record highs. U.S. Energy Information Administration. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=63924>
- EITE. (2025). EITI implementing countries. EITI. [https://eiti.org/countries?utm\\_source=chatgpt.com](https://eiti.org/countries?utm_source=chatgpt.com)
- Endegnanew, Y., & Tessema, D. (2019). Public Investment in Bolivia: Prospects and Implications. *IMF Working Papers*, 2019(151). <https://doi.org/10.5089/9781498319317.001.A001>
- EPCM. (2025). Social Responsibility in Extractive Industries. EPCM. [https://epcmholdings.com/social-responsibility-in-extractive-industries/?utm\\_source=chatgpt.com](https://epcmholdings.com/social-responsibility-in-extractive-industries/?utm_source=chatgpt.com)
- Graham, T. (2024). Power to the people? Bolivia's hunt for gas targets national parks – and divides communities. In *The Guardian*. Global Development. [https://www.theguardian.com/global-development/2024/apr/10/bolivias-hunt-for-gas-targets-national-parks-and-divides-communities-tariquia?utm\\_source=chatgpt.com](https://www.theguardian.com/global-development/2024/apr/10/bolivias-hunt-for-gas-targets-national-parks-and-divides-communities-tariquia?utm_source=chatgpt.com)
- Grimberg, C. (2023). Argentina inaugurates key gas pipeline to reverse energy deficit. In *Reuters*. <https://www.reuters.com/business/energy/argentina-inaugurates-key-gas-pipeline-reverse-energy-deficit-2023-07-09/>
- IEA. (2025a). Energy system of Bolivia. IEA. [https://www.iea.org/countries/bolivia?utm\\_source=chatgpt.com](https://www.iea.org/countries/bolivia?utm_source=chatgpt.com)
- IEA. (2025b). Gas Market Report, Q2-2025. In International Energy Agency. [www.iea.org](http://www.iea.org)
- INE. (2025). Hidrocarburos - INE. Instituto Nacional de Estadística. [https://www.ine.gob.bo/index.php/estadisticas-economicas/hidrocarburos-mineria/hidrocarburo-cuadros-estadisticos/?utm\\_source=chatgpt.com](https://www.ine.gob.bo/index.php/estadisticas-economicas/hidrocarburos-mineria/hidrocarburo-cuadros-estadisticos/?utm_source=chatgpt.com)
- ITA. (2024). Bolivia - Energy. In International Trade Administration. International Trade Administration. <https://www.trade.gov/country-commercial-guides/bolivia-energy>
- Jaureguay, M. (2023). Néstor Kirchner gas pipeline filling completed, is now operational - Buenos Aires Herald. In *Buenos Aires Herald*. <https://buenosairesherald.com/economics/nelson-kirchner-gas-pipeline-filling-completed-is-now-operational>
- Kohl, B., & Farthing, L. (2012). Material constraints to popular imaginaries: The extractive economy and resource nationalism in Bolivia. *Political Geography*, 31(4), 225–235. <https://doi.org/10.1016/J.POLGEO.2012.03.002>
- Martinez, J. (2024). Bolivia's Fuel Crisis: Why a New Hydrocarbons Law is Essential. In *The Rio Times*. <https://www.riotimesonline.com/bolivias-fuel-crisis-why-a-new-hydrocarbons-law-is-essential/>
- MEM. (2024). Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos. In Ministerio de Energía y Minas. Dirección General de Hidrocarburos. <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/7308007/6243424-larh-2023-resumen-ejecutivo.pdf>
- MHE. (2023). Balance Energético Nacional. 2018-2022. [https://www.mhe.gob.bo/wp-content/uploads/2023/12/BEN-2018-2022-comprimido-1.pdf?utm\\_source=chatgpt.com](https://www.mhe.gob.bo/wp-content/uploads/2023/12/BEN-2018-2022-comprimido-1.pdf?utm_source=chatgpt.com)
- NRGI. (2017). 2017 Resource Governance Index Bolivia (oil and gas) 34 th BOLIVIA OIL AND GAS: RGI SCORE AND RANK. In Natural Resource Governance Institute. Oil, gas and mining for development. [https://api.resourcegovernanceindex.org/system/documents/documents/000/000/285/original/Resource\\_Governance\\_Index\\_Bolivia\\_oil\\_and\\_gas\\_profile.pdf?1623748797=&utm\\_source=chatgpt.com](https://api.resourcegovernanceindex.org/system/documents/documents/000/000/285/original/Resource_Governance_Index_Bolivia_oil_and_gas_profile.pdf?1623748797=&utm_source=chatgpt.com)
- NRGI. (2025). National Oil Company Profile: YPFB. Natural Resource Governance Institute. [https://resourcegovernance.org/publications/national-oil-company-profile-ypfb?utm\\_source=chatgpt.com](https://resourcegovernance.org/publications/national-oil-company-profile-ypfb?utm_source=chatgpt.com)

- OLADE. (2025). Panorama Energético de América Latina y el Caribe 2024. In OLADE. [https://www.olade.org/publicaciones/panorama-energetico-de-america-latina-y-el-caribe-2024/?utm\\_source=chatgpt.com](https://www.olade.org/publicaciones/panorama-energetico-de-america-latina-y-el-caribe-2024/?utm_source=chatgpt.com)
- Ordoñez, P., & Soruco, C. (2025). Oil & Gas Laws and Regulations Bolivia 2025. International Comparative Legal Guides. <https://iclg.com/practice-areas/oil-and-gas-laws-and-regulations/bolivia>
- Sachs, J. D., & Warner, A. M. (2001). The curse of natural resources. *European Economic Review*, 45(4–6), 827–838. [https://doi.org/10.1016/S0014-2921\(01\)00125-8](https://doi.org/10.1016/S0014-2921(01)00125-8)
- SPE-PRMS. (2018). Petroleum Resources Management System. In PRMS (v. 1.03). PRMS. [https://www.spe.org/media/filer\\_public/0c/83/0c835db9-501f-4ce7-97f1-a1d6bb4e3331/prmgmtsystem\\_v103.pdf](https://www.spe.org/media/filer_public/0c/83/0c835db9-501f-4ce7-97f1-a1d6bb4e3331/prmgmtsystem_v103.pdf)
- SPH. (2023). ¿Por qué no aprovechamos nuestras reservas de hidrocarburos? Sociedad Peruana de Hidrocarburos. <https://sphidrocarburos.com/en/por-que-no-aprovechamos-nuestras-reservas-de-hidrocarburos/>
- Suescun Pozas, M. del C., Lindsay, N. M., & du Monceau, M. I. (2015). Corporate social responsibility and extractives industries in Latin America and the Caribbean: Perspectives from the ground. *The Extractive Industries and Society*, 2(1), 93–103. <https://doi.org/10.1016/J.EXIS.2014.08.003>
- Swissinfo.ch. (2024). Las reservas de gas natural de Bolivia llegaron a 4,5 trillones de pies cúbicos hasta 2023. In Swissinfo.ch. Swissinfo. <https://www.swissinfo.ch/spa/las-reservas-de-gas-natural-de-bolivia-llegaron-a-4,5-trillones-de-pies-cubicos-hasta-2023/88662574>
- The Global Economy. (2025). Bolivia Natural gas revenue. The Global Economy. Learning Resources and Data on the World Economy. [https://www.theglobaleconomy.com/Bolivia/Natural\\_gas\\_revenue/?utm\\_source=chatgpt.com](https://www.theglobaleconomy.com/Bolivia/Natural_gas_revenue/?utm_source=chatgpt.com)
- Valdivia, J. D., Angélica, C., Calle, C., Juan, S., Carlo, C., Rolando, S., & Paz, E. (2019). Sostenibilidad del aporte de los sectores extractivos al crecimiento económico en el mediano y largo plazo. In Banco Central de Bolivia. BCB. [https://www.bcb.gob.bo/webdocs/publicacionesbcb/2021/05/30/35-Sostenibilidad-del-aporte-de-los-sectores-extractivos-al-crecimiento-economico-en-el-mediano-y-largo-plazo.pdf?utm\\_source=chatgpt.com](https://www.bcb.gob.bo/webdocs/publicacionesbcb/2021/05/30/35-Sostenibilidad-del-aporte-de-los-sectores-extractivos-al-crecimiento-economico-en-el-mediano-y-largo-plazo.pdf?utm_source=chatgpt.com)
- Villafani, F. (2024). Bolivia, de exportador a importador de hidrocarburos. In Global Affairs and Strategic Studies. Universidad de Navarra. <https://www.unav.edu/web/global-affairs/bolivia-de->

exportador-a-importador-de-hidrocarburos  
World Bank. IEG. (2015). The Plurinational State of Bolivia Country Program Evaluation, FY05-13. In Independent Evaluation Group. World Bank Group. [www.worldbank.org](http://www.worldbank.org)

### Sobre el Autor



**Johnny Ramiro Flores Rodríguez**

ORCID: 0000-0001-5336-6469

Universidad Mayor de San Andrés

[jrflores@umsa.bo](mailto:jrflores@umsa.bo)



**INSPET**

Instituto de  
Ingeniería Petrolera



**IP**

Carrera de  
Ingeniería Petrolera



**UMSA**

Universidad Mayor de  
San Andrés

# REVISTA DE LOS **RECURSOS ENERGÉTICOS**

Esta revista presenta un análisis profundo de los recursos energéticos en Bolivia y el mundo, abordando temas actuales, avances tecnológicos e investigaciones especializadas.

## **MISIÓN**

Impulsando la investigación  
energética para el futuro de Bolivia



**INSTITUTO DE  
INGENIERÍA PETROLERA  
INSPET - UMSA**